

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

На правах рукописи

ФИЛИППОВ ЕВГЕНИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ ПРОЦЕССА
ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАЗРЫВЕ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Пономарева Инна Николаевна

Пермь, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Глава 1. Аналитический обзор исследований, направленных на изучение закономерностей образования трещин ГРП.....	10
Выводы по главе 1	18
Глава 2. Обзор опыта проведения ГРП на месторождениях Соликамской депрессии.....	19
2.1. Краткая характеристика района работ.....	20
2.2. Опыт проведения ГТМ на скважинах нефтяных месторождений Соликамской депрессии.....	22
Выводы по главе 2	26
Глава 3. Изучение динамики структуры пустотного пространства коллекторов, подверженных гидравлическому разрыву	27
3.1. Исследование влияния индивидуальных геолого-физических условий на приток флюидов к скважинам	28
3.2. Изучение динамики структуры пустотного пространства коллекторов, подверженных гидравлическому разрыву, по данным гидродинамических исследований скважин	42
3.3. Исследования влияния технологических показателей проведения ГРП на динамику структуры пустотного пространства коллекторов, подверженных гидравлическому разрыву	47
Выводы по главе 3	53
Глава 4. Выделение факторов, определяющих пространственное расположение зон трещинообразования	55
4.1. Изучение пространственного размещения зон формирования трещин гидроразрыва на скважинах турнейско-фаменского объекта Гагаринского месторождения.....	58
4.2. Выделение факторов, определяющих пространственное размещение зон трещинообразования	66

4.2.1. Воспроизведение динамики пластового давления по фонду скважин с применением методов искусственного интеллекта	68
4.2.2. Проверка достоверности воспроизведения пластового давления для фонда скважин Гагаринского месторождения	72
4.2.3. Исследование влияния динамического пластового давления на закономерности пространственного расположения зон трещинообразования	76
4.3. Оценка влияния пластового давления на формирование трещин в условиях других месторождений	80
4.4. Пример практического применения разработанного способа прогноза зоны трещинообразования.....	90
Выводы по главе 4	91
Глава 5. Технологическая эффективность проведения ГРП при образовании трещин различной геометрии	95
Выводы по главе 5	103
Заключение.....	104
Список литературы.....	105
Приложение 1.....	121
Приложение 2.....	122

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в настоящее время является одним из ключевых инструментов интенсификации добычи углеводородного сырья. Данный метод широко применяется в самых разнообразных геолого-физических условиях, в том числе в карбонатных коллекторах. Закономерности проведения ГРП в гранулярных терригенных коллекторах установлены в результате многочисленных экспериментальных и теоретических исследований. Сложное строение пустотного пространства, обусловленное вероятным наличием, помимо поровых каналов, неравномерной сети трещин и каверн, обуславливает отличия в геолого-технологических особенностях проведения рассматриваемого вида воздействия.

На территории Пермского края накоплен значительный опыт практической реализации нескольких технологий гидравлического разрыва карбонатных пластов, однако следует отметить значительную дифференциацию полученных значений показателей, относящихся к технологической эффективности (прирост дебита, дополнительная добыча нефти, продолжительность эффекта). Выделение условий, обеспечивающих эффективное проведение ГРП и, как следствие, экономическую рентабельность данного вида воздействия, является ключевым направлением совершенствования технологий управления производительностью скважин. Научный и практический интерес представляет изучение геометрии трещин, образовавшихся при гидравлическом разрыве карбонатного пласта, закономерности их пространственного размещения, а также связи между трещинообразованием и показателями технологической эффективности проведенных мероприятий.

Для Пермского края характерным является разнообразие геолого-физических условий процессов фильтрации. В частности, залежи нефти в карбонатных коллекторах выделены в пределах месторождений,

расположенных как на юге, так и на севере региона. Однако в контексте решения самых различных нефтепромысловых задач к довольно обособленной группе относят карбонатные рифовые массивы турнейско-фаменского возраста месторождений, приуроченных к Соликамской депрессии. Выраженная литолого-фациальная неоднородность залежей в значительной мере осложняет реализацию всех технологических процессов добычи углеводородов, что обуславливает целесообразность их выбора в качестве объектов исследования.

Освещенность проблематики исследования. Проблематика проведения гидравлического разрыва пласта с разных позиций рассмотрена в многочисленных отечественных и зарубежных научных работах, в том числе в трудах Р. Д. Каневской, С. И. Грачева, С. Ф. Мулявина, Р. И. Медведского, Р. Х. Гильмановой, О. В. Савенок, Ю. А. Кашникова, С. Г. Ашихмина, О. В. Салимова, И. Р. Ибатуллина, А. В. Насыбуллина, M. Economides, P. Valko, H. Mukherjee, Zheng-Xiao Xu, Song-Yan Li, Yuwei Li, Daobing Wang и др.

Однако вопросы проведения гидроразрыва в карбонатных коллекторах, характеризующихся сложным строением пустотного пространства, освещены в недостаточной степени. В частности, не в полной мере изучены особенности геометрии трещин, образующихся при разрыве карбонатных коллекторов порового и трещинно-порового типа. Также не освещена проблема оценки причин, определяющих пространственное расположение трещин, не выделены геолого-технологические условия, определяющие направление их приоритетного развития, что определило направление настоящего диссертационного исследования.

Целью работы является научно-методологическое обоснование особенностей формирования трещин гидравлического разрыва карбонатных коллекторов как основы эффективного планирования соответствующих технологических операций.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие основные **задачи исследования:**

1. Обобщение опыта проведения геолого-технических мероприятий в скважинах, эксплуатирующих карбонатные залежи нефтяных месторождений Пермского края.
2. Разработка и анализ многомерных статистических моделей с целью исследования притока жидкости к скважинам в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.
3. Изучение строения (геометрии) и пространственного размещения трещин, образовавшихся в результате выполненных операций по гидравлическому разрыву карбонатных коллекторов.
4. Разработка способа прогнозирования пространственной ориентации зон развития трещин гидроразрыва в карбонатных коллекторах, основанного на изучении фактического опыта проведения данного вида воздействия.
5. Изучение зависимости между показателями технологической эффективности ГРП и строением (геометрией) образовавшихся трещин.

Объект исследования – залежи нефти в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края, подверженные гидравлическому разрыву пласта.

Предмет исследования – процесс образования трещин в ходе гидравлического разрыва карбонатных коллекторов.

Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы представлена следующими положениями:

1. Обоснованы диапазоны значений дебитов скважин, в пределах которых фильтрация происходит по индивидуальным особенностям. Выделен перечень геолого-технологических факторов, определяющих приток флюида для каждого из выделенных диапазонов дебитов.

2. Впервые доказано, что при гидравлическом разрыве карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края образуются трещины различной (простой и сложной) геометрии, оказывающие влияние на значения показателей технологической эффективности мероприятий. Максимальная технологическая эффективность ГРП достигается при образовании в пласте трещин сложной геометрии.

3. Впервые для рассматриваемых объектов определено пространственное размещение зон развития трещин, образовавшихся в ходе выполненных операций по гидравлическому разрыву пласта. Установлено, что трещины, образовавшиеся в результате гидравлического разрыва, формируются в направлении максимальных для участка залежи текущих пластовых давлений.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Установленные закономерности формирования дебитов позволяют выбирать эффективные инструменты для управления производительностью скважин в индивидуальных геолого-технологических условиях.

2. Установленная зависимость между расположением зоны трещинообразования и энергетическим состоянием залежи в пределах элементов системы разработки – основа способа прогнозирования пространственной ориентации зон развития трещин гидроразрыва в карбонатных коллекторах, практическое применение которого позволяет эффективно планировать геолого-технические мероприятия, обоснованно выбирать скважины в качестве потенциальных объектов воздействия, снизить риски неполучения технологического и экономического эффекта.

3. Поведение давления на выкиде насосного агрегата в процессе проведения гидроразрыва является косвенным инструментом оценки геометрии образовавшихся трещин.

Результаты диссертационного исследования используются при проектировании мероприятий по гидравлическому разрыву карбонатных

коллекторов (Акт внедрения филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

Методология и методы исследования. В работе использованы современные методы интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин, статистической обработки промысловых материалов – цифровых баз данных. Все методы использованы обосновано, достоверность полученных выводов подтверждена результатами их комплексного анализа.

Положения, выносимые на защиту:

1. Индивидуальные многомерные статистические модели дебитов скважин, эксплуатирующих турнейско-фаменских отложения Гагаринского месторождения, позволяющие с высокой степенью достоверности определять и исследовать индивидуальные условия формирования притока жидкости в осложненных геолого-технологических условиях объекта разработки.

2. Геометрия (строение) трещин, образующихся при гидравлическом разрыве карбонатных коллекторов, отличительные признаки ее формирования. Различия в технологической эффективности ГРП при образовании в пласте трещин различной геометрии (строения).

3. Установленная зависимость пространственного размещения трещин при гидравлическом разрыве карбонатных коллекторов от величины динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки.

Степень достоверности результатов работы обусловлена корректным применением методов обработки экспериментальных данных – промысловых материалов значительного объема. Достоверность построенных моделей оценена при вычислении их статистических оценок, а также при сопоставлении расчетных и фактических значений определяемых параметров.

Апробация результатов исследований. Основное содержание работы доложено на международной научно-практической конференции

«Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» (г. Пермь, 2019); Форуме «Современные методы исследования скважин и пластов для эффективности разработки нефтегазовых месторождений», (г. Москва, 2020); международной научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России», (г. Казань, 2021); ежегодной научно-практической конференции «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» им. Н. Н. Лисовского, (г. Москва, 2021).

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 6 научных работах, в том числе 4 работы опубликовано в изданиях, входящих в международные базы цитирования (Scopus и/или Web of Science), получен один патент.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 119 наименований, два приложения. Работа изложена на 122 страницах машинописного текста, содержит 55 рисунков и 20 таблиц.

ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН ГРП

В настоящее время гидравлический разрыв является одним из эффективных технологических инструментов добычи углеводородов в традиционных и нетрадиционных коллекторах. Данный метод массово применяется практически во всех регионах добычи углеводородов в мире [93, 108].

Изучению различных аспектов общей проблематики проведения ГРП посвящено значительное количество российских и зарубежных научных публикаций [43, 50, 51, 53, 58, 61, 62, 71, 81].

В работе [110] авторы анализируют проблему проведения ГРП в традиционных и нетрадиционных коллекторах. В работе доказано, что ввод скважин в эксплуатацию с гидроразрывом позволяет достичь более высокой продуктивности, которая впоследствии резко снижается.

Значительное количество научных работ посвящена проблематике оптимизации технологии проведения ГРП [65, 104, 105]. Так, решению указанной задачи для условий Приобского месторождения посвящена диссертационная работа на соискание ученой степени кандидата технических наук [51]. В работе приводится вывод о том, что увеличение объема закачанной жидкости на 1 т проппанта приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пласта за счет коагуляции гелирующим агентом, а снижение объема жидкости менее порогового не позволит развить трещину запланированной геометрии с размещением в ней всего объема проппанта. Однако авторами не обосновываются оптимальные значения скорости закачки агента (расход насосного агрегата).

Ряд научных исследований посвящен тематике определения параметров трещин ГРП, таких как пространственное размещение и размеры

[107, 109]. Проблеме определения геометрии трещин ГРП посвящена диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук [28]. Предложенный алгоритм базируется на использовании данных кросс-дипольного акустического широкополосного каротажа (АКШ) и термокаротажа, сводится к определению геомеханических характеристик пласта в зоне гидроразрыва. Исследования выполнены применительно к терригенным отложениям, в основном, ачимовской свиты месторождений Западной Сибири. Один из выводов данной работы заключается в том, что установленный азимут распространения трещи изменяется в широком диапазоне от 330° до 10° , тогда как ранее для рассматриваемого региона стандартным считался диапазон от 310° до 350° . То есть автор доказывает, что фактическая ориентация трещин гидроразрыва может быть сформирована другими факторами, нежели региональное напряженное состояние массивов.

Методика оценки характеристик трещины ГРП по данным обработки материалов термогидродинамических исследований скважин приводится в диссертационной работе [9]. Разработана система уравнений, решение которой с применением метода конечных разностей позволяет оценивать некоторые параметры трещин ГРП, в том числе ее длину. Однако в автореферате диссертации автором не приведена информация о проверке достоверности данной методики например, посредством сопоставления с данными микросейсмического мониторинга, что особо актуально для численных моделей.

Научная проблема изучения закономерностей формирования трещин гидроразрыва в настоящее время решается, в основном, с использованием подходов геомеханики, в соответствии с которыми считается, что порода разрывается вдоль поверхностей минимальных напряжений в пласте, а трещина формируется за счет гидродинамического воздействия жидкости [3, 112, 116].

Влияние геомеханических параметров на формирование трещин изучается в работе [66]. Авторы выделяют три основных геомеханических характеристики:

- вертикальное напряжение, обусловленное действием горного давления;
- максимальное горизонтальное напряжение;
- минимальное горизонтальное напряжение.

Считается, что трещины гидроразрыва являются растягивающими, открываются в направлении наименьшего главного напряжения и распространяются в плоскости наибольших и промежуточных напряжений. Разлом всегда будет перпендикулярен минимальному стрессу [83, 84].

Алгоритмы оценки и прогнозирования направления развития трещин гидроразрыва, предложенные автором [28], сводятся к определению специфических геомеханических параметров, таких как модуль Юнга, вертикальное, минимальное горизонтальное и среднее тектоническое напряжения. Вероятно, определение реальных значений данных параметров для условий рассматриваемых в работе месторождений не является проблематичным. Однако наличие специфических характеристик рассматриваемых в настоящей диссертации коллекторов обуславливает ряд затруднений при использовании геомеханического подхода к оценке и прогнозированию зон трещинообразования.

Задача изучения влияния энергетических характеристик и, как следствие, напряженно-деформированного состояния горных пород, рассматривается в различных постановках.

Так, в работе [3] разработан алгоритм для классической модели Христиановича-Гиртсма-де Клерка (KGD), позволяющий анализировать распространение трещины ГРП. Автором получен вывод, что снижение внутрипорового давления (которым, по сути, является пластовое давление) препятствует образованию трещины гидроразрыва. Однако проверка достоверности алгоритма автором выполнена только при сравнении

численного и аналитического решений задачи без привлечения фактического материала.

Использование геомеханических параметров для оценки направления трещин обуславливает необходимость их достоверного определения на дату, соответствующую периоду проведения ГРП. Если горное давление можно считать постоянным, то горизонтальные напряжения формируются по более сложным законам. Также необходимо отметить, что численные и аналитические геомеханические исследования зачастую базируются на различных ограничениях, например по геометрии трещины и пр., что не всегда и в полной мере обосновано. Особо затруднительным считается достоверное определение геомеханических параметров в слоисто-неоднородных пластах.

В работе [2] приводится утверждение, что направление техногенных трещин всегда перпендикулярно региональному стрессу. В таком случае, проведение ГРП в соседних скважинах должно приводить к единому направлению формирующихся трещин. Однако анализ фактических материалов геофизических методов мониторинга ГРП опровергает эту гипотезу.

Специфические геомеханические параметры, значениями которых принято оперировать при мониторинге и дизайне ГРП, определяются, в основном, в лабораторных условиях по данным керновых испытаний. Однако перенос результатов определения составляющих напряжений с керна на реальные продуктивные пласты весьма затруднителен, особенно если пласты представлены карбонатами с различными типами пустотности, динамичной проницаемостью и выраженной анизотропией свойств. Кроме того, в работе [62] указывается на влияние индивидуальных особенностей тектонического строения месторождений на распределение горизонтальных напряжений, что невозможно в полной мере смоделировать в лабораторных условиях.

В этой связи представляет интерес изучение процесса формирования трещин, основанный на применении понятных параметров, регулярно и с

высокой достоверностью определяемых в условиях эксплуатирующейся залежи.

Образование трещин и эффективность проведения ГРП определяется как геологическими (текущая нефтенасыщенность пласта, проницаемость, расстояние до водо-нефтяного контакта, текущая нефтенасыщенная толщина, коэффициенты литологической неоднородности по разрезу и по латерали, текущие извлекаемые запасы, приходящиеся на скважину и другие параметры), так и технологическими (величина пластового давления перед ГРП, расстояние до нагнетательной скважины, величина приемистости, коэффициенты текущей и накопленной компенсации, коэффициент промывки и т.д.) факторами [7, 64, 73, 114, 117]. Авторами приводятся результаты исследования по оценке влияния указанных факторов на эффективность проведения ГРП.

Кроме показателей, характеризующих технологию разработки залежи до проведения на одной из ее скважин гидроразрыва, необходимо учитывать еще и технологические показатели самой операции ГРП. Так, в [110] авторы указывают на влияние параметров жидкости разрыва и скорости ее закачки на закономерности формирования трещины.

Подавляющее количество научных исследований затрагивает проблематику проведения гидравлического разрыва терригенных коллекторов. Одной из наиболее представительных российских работ по гидроразрыву в карбонатных коллекторах является диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук [48], выполненная применительно к нефтяным месторождениям Татарстана.

Различное поведение терригенных и карбонатных коллекторов при гидроразрыве исследуется в работе [66]. Приводится вывод о том, что в пластичных горных породах (песчаниках) образуется трещина простой геометрии. В твердых коллекторах (известняках) отмечается высокая сложность геометрии образующихся трещин.

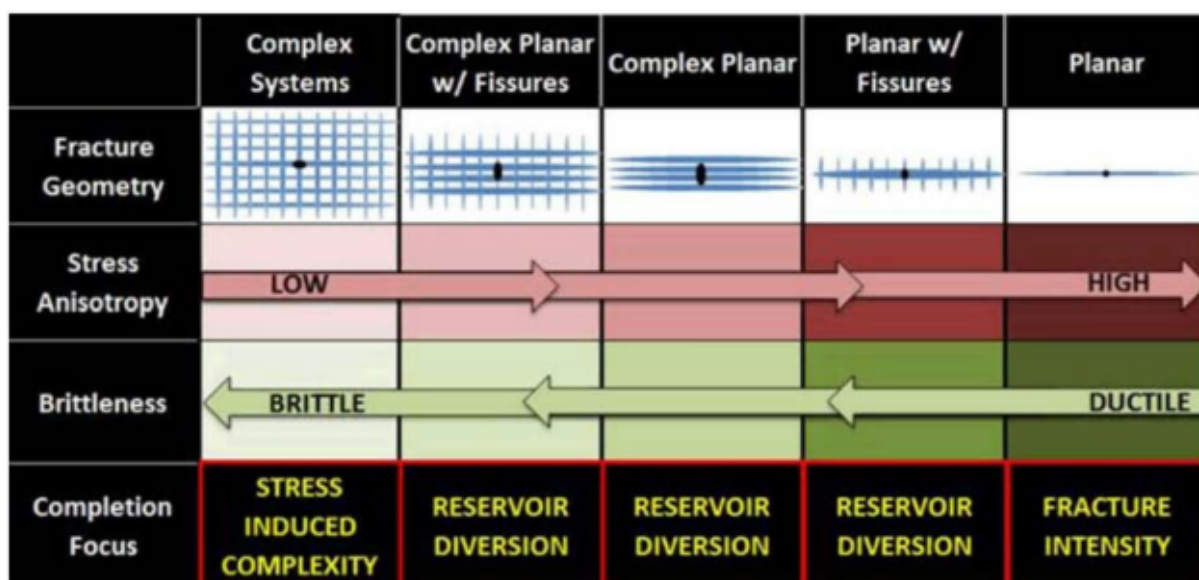


Рис. 1.1. Схематизация геометрии трещин в различных условиях [66]

Однако в целом освещенность научной проблемы проведения ГРП в карбонатных коллекторах не является достаточной, что обуславливает актуальность продолжения исследований.

Очевидно, что более сложное строение залежей нефти в карбонатных коллекторах по сравнению с терригенными, способствует их нестационарному поведению при реализации технологических процессов добычи углеводородов. Так, в работе [20] установлены специфические для каждой фациальной зоны Озерного месторождения особенности выработки запасов. В [21, 22] авторами доказывается, что сложное строение карбонатных коллекторов рассматриваемого региона обуславливает определенные особенности приуроченных к ним залежей.

Как отмечалось ранее, объектом исследования настоящей работы являются карбонатные коллектора рифовых массивов верхнего девона и нижнего карбона (фаменский и турнейский ярусы). Залежи нефти, выделенные в указанных коллекторах на территории Пермского края, характеризуются сложным строением, наличием обособленных фациальных зон и т.п. Значимый вклад в изучение особенностей геологического строения турнейско-фаменских залежей нефти месторождений Пермского края внесли научные исследования И.С. Путилова. Так, в работе [45] описывается

комплекс выполненных работ по прогнозу фаций в условиях месторождений Верхнекамской впадины. При этом авторами используется усовершенствованная методика, заключающаяся в дополнительном привлечении данных сейсморазведки [44].

В свою очередь, сложность геологического строения карбонатных коллекторов обуславливается, в первую очередь, неоднородностью и нестационарностью их пустотного пространства, что подтверждается результатами многочисленных исследований. Так, в работе [91] авторы указывают на значительность диапазона изменения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов (примерно 80% значений пористости коллектора находится в диапазоне от 4% до 16%, а проницаемости - от 1 до 500 мД) как на их отличительную особенность.

Естественная трещиноватость карбонатного коллектора – явление довольно сложное. Система естественных трещин распространяется по площади залежи зачастую неравномерно, и при этом зависит от ряда самых разнообразных факторов. В работе [85] авторы указывают, что в пределах коллектора выделяют как прослоенные, так и структурные трещины, причем некоторые из них частично или полностью залеченные кальцитом.

Сложность строения пустотного пространства карбонатных коллекторов обусловлена не только наличием различных вторичных пустот, но и их неравномерным распространением [69]. Аналогичный вывод приводят авторы в работе [118].

Эффективность проведения ГРП в коллекторе с естественной трещиноватостью анализируется авторами в [110]. По мнению авторов [118], наличие в коллекторе естественных трещин осложняет процесс проведения классического (традиционного) гидроразрыва. Авторы рассматривают другие технологии проведения ГРП и доказывают, что трещины гидроразрыва могут разветвляться, образуя сложную сеть вместе с естественными трещинами. Также авторы анализируют связь технологических показателей проведения ГРП (скорости закачки жидкости разрыва) с получаемыми результатами. В

данной работе приводится вывод, что при высоких скоростях закачки множественные трещины могут одновременно инициироваться и быстро распространяться в радиальных направлениях от ствола скважины.

Изучению влияния естественной трещиноватости коллектора на образование трещин гидроразрыва посвящена работа [70]. Авторами обобщены результаты экспериментов (Anderson, 1981; Blanton, 1982; Warpinski, 1991; Olson et al., 2012; Chen et al., 2014; Guo et al., 2014) и собственных исследований. Установлено три вероятных сценария взаимодействия естественных трещин и трещин ГРП. В первом случае трещина ГРП пересекает естественные трещины, во втором – отклоняется вдоль них, а также возможен вариант их комбинации. Разработаны различные критерии для предсказания распространения трещин ГРП (Blanton, 1986; Warpinski and Teufel, 1984; Renshaw and Pollard, 1995; Gu and Weng, 2010; Chen et al., 2014). Однако фактически, по мнению авторов, направление распространения трещин ГРП не обязательно соответствует направлению максимального горизонтального напряжения.

Авторы [66] приводят утверждение, что эффективность ГРП является более существенной, если трещина ГРП в результате формирования контактирует с естественными трещинами, то есть наличие естественных трещин является важным фактором в формировании пустотного пространства после ГРП.

Математическое моделирование трещин ГРП в карбонатных коллекторах осложняется необходимостью учета в модели изначально сложного по строению пустот коллектора и формирования в нем не менее сложных трещин. Известные попытки применения аналитических и численных методов решения указанной задачи сводились к получению весьма сложных представлений [115], фактическое применение которых при мониторинге и дизайне ГРП практически невозможно.

Таким образом, вопросы проведения ГРП в карбонатных коллекторах со сложным строением пустотного пространства не рассмотрены в полном

объеме и представляют собой актуальное направление научных исследований, которым посвящена настоящая диссертационная работа.

Указанная научная проблема рассматривается применительно к представительному региону нефтедобычи – нефтяным месторождениям, приуроченных к Соликамской депрессии (север Пермского края), разработку которых осуществляет ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Выводы по главе 1

В ходе выполненного обзора научно-технической литературы установлено, что, несмотря на значительное количество российских и зарубежных публикаций по проблематике гидравлического разрыва пласта, часть вопросов освещены довольно слабо.

В частности, исследование механизма образования трещин выполняется, в основном, с использованием в качестве инструмента различных геомеханических параметров, практическое определение которых, особенно для сложнопостроенных карбонатных коллекторов в динамике их разработки, является довольно проблематичным. Представляется актуальным проведение исследований по образованию трещин с использованием в качестве определяющих ее параметров только тех показателей, практическое определение которых не сопровождается затруднениями.

В большинстве исследований трещина гидравлического разрыва схематизируется в виде двух симметричных крыльев, однако ряд исследований свидетельствует о несоответствии реальных трещин, образующихся в карбонатных коллекторах, такому строению (геометрии). В этой связи изучение фактических особенностей строения трещин, формирующихся при ГРП, является важной задачей, требующей детального изучения.

ГЛАВА 2. ОБЗОР ОПЫТА ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Соликамская депрессия является одними из наиболее перспективных регионов добычи углеводородного сырья на территории Пермского края. В указанном регионе ведутся как промышленная разработка месторождений нефти и газа, так и поисково-разведочные работы. Следует отметить, что значительная доля месторождений углеводородов, приуроченных к Соликамской депрессии, характеризуется также территориальной совмещенностью с уникальным Верхнекамским месторождением калийных солей (ВКМСК). Наличие специально разработанных технологических решений позволяет вести совместную разработку месторождений калийных солей и углеводородов. При этом существующие требования к безопасности ведения горных работ являются весьма строгими. Таким образом, территориальная совмещенность месторождений углеводородов, приуроченных к Соликамской депрессии, и ВКМСК, обуславливает подход к реализации технологических процессов добычи нефти и газа, минимизирующий риски возникновения аварийных ситуаций. Как следствие, проведение любых производственных манипуляций, в том числе геолого-технических мероприятий (ГТМ), должно быть максимально обоснованным и тщательно спланированным [26]. В этой связи детальное изучение накопленного опыта проведения ГТМ является основой тщательного планирования дальнейшей их реализации, сводящей к минимуму риски возникновения техногенных аварий в таком стратегически важном регионе, как север Пермского края.

2.1. Краткая характеристика района работ

Представленные в настоящей работе исследования направлены на изучение особенностей проведения гидравлического разрыва в скважинах, эксплуатирующих рифогенные карбонатные отложения верхнего девона и нижнего карбона месторождений углеводородов, приуроченных к Соликамской депрессии.

На территории Соликамской депрессии залежи нефти в турнейско-фаменских отложениях присутствуют на практически на всех разрабатываемых в регионе месторождениях, и все они характеризуются сложным геологическим строением, выраженной трещиноватостью и кавернозностью коллекторов, анизотропией их проницаемости. В работе [18] отмечается, что в пределах рассматриваемых рифовых массивов коллекторские свойства распределяются неравномерно, имеет место многократная смена по вертикали и латерали различных горных пород, а также неясность границ фациальных переходов.

Горные породы – коллекторы нефти и газа изучены по данным петрофизических исследований керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин. Продуктивные отложения представлены известняками с кавернами, разнообразной формы и размеров, неравномерно стилолитизированные, в разной степени трещиноватыми, плотными и пористыми, крепкими. Практически для всех залежей установлено наличие неравномерно развитых зон палеокарста (закарстованность развита в виде пронизывающих породу вертикальных извилистых узких зон), трещиноватости (наблюдаются прямолинейные и извилистые тонкие разнонаправленные трещины, промазанные битумом, нефтяные, редко кальцитовые и залеченные сульфатами; наблюдаются также стилолиты).

Для детального изучения геологического строения и обоснования рациональных технологий выработки запасов для трех представительных объектов – турнейско-фаменских залежей Гагаринского, Маговского и

Озерного месторождений, выполнен литолого-фациальный анализ с использованием инновационного подхода, в соответствии с которым результаты исследований керна комплексированы материалами 3D-сейсмики [44]. В качестве примера на рис.2.1 приведена литолого-фациальная схема турнейско-фаменских отложений Гагаринского месторождения [18]:

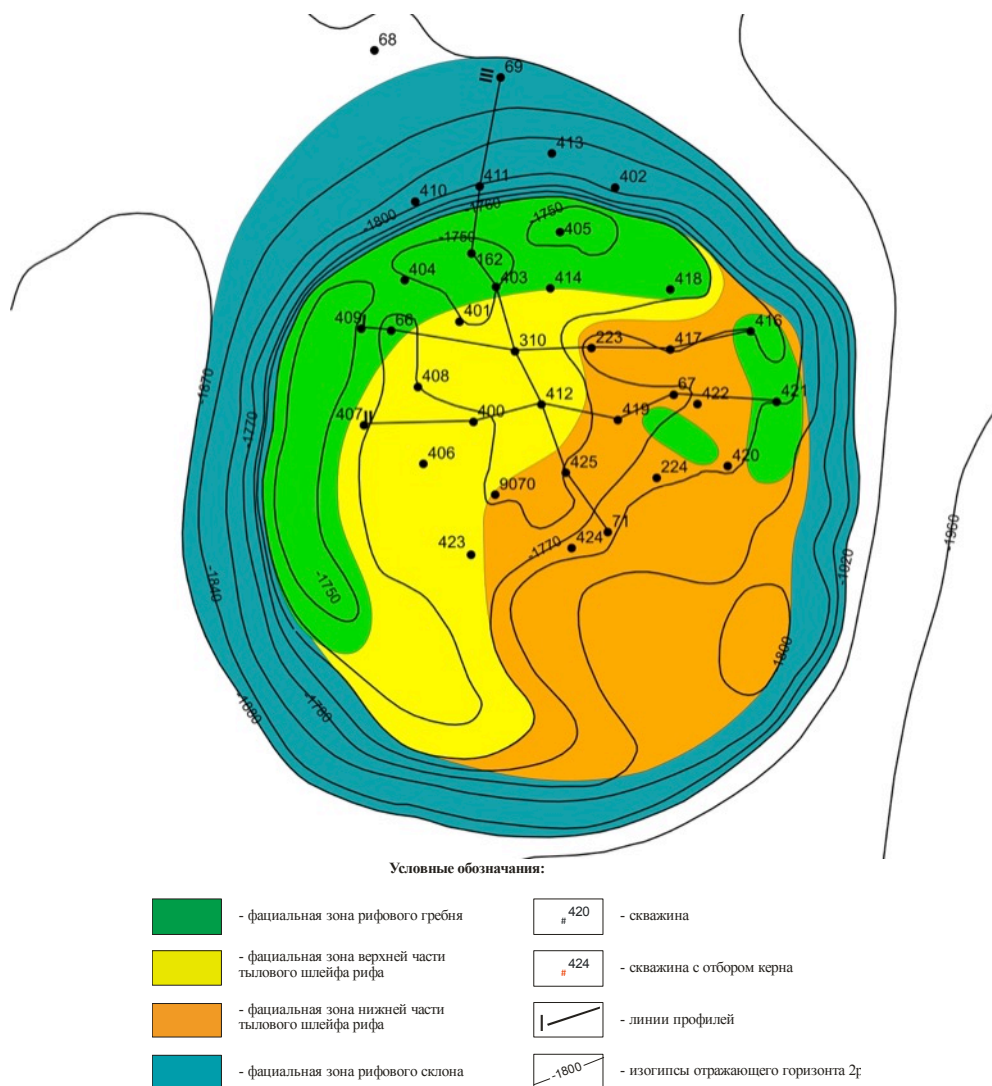


Рис.2.1. Литолого-фациальная схема продуктивных турнейско-фаменских отложений Гагаринского месторождения

Представленная на рис.2.1 литолого-фациальная схема подтверждает сложное геологическое строение залежи. В ряде работ [45] отмечаются отличия не только в строении коллектора в пределах каждой фации, но и в закономерностях выработки их запасов.

Таким образом, сложность и неоднородность геологического строения залежей является одним из основных факторов, обуславливающих сложности

в реализации технологических процессов добычи углеводородного сырья. Так, при разработке рассматриваемых залежей отмечается низкая эффективность систем поддержания пластового давления, ухудшение их энергетической характеристики, как следствие – снижение продуктивности и производительности скважин. В этой связи, с целью поддержания экономически рентабельных уровней добычи углеводородов уже на ранних стадиях разработки реализуется значительное количество геолого-технических мероприятий (ГТМ).

2.2. Опыт проведения ГТМ на скважинах нефтяных месторождений Соликамской депрессии

Характерной особенностью Пермского края как региона нефтедобычи является выраженное разнообразие геолого-физических условий месторождений углеводородов, которое проявляется, в том числе, в наличии примерно в равных долях карбонатных и терригенных коллекторов. На месторождениях Соликамской депрессии к карбонатным и терригенным коллекторам приурочено примерно равное количество геологических запасов. Однако, в связи с существенными отличиями реализации процессов добычи, карбонатные и терригенные коллектора принято рассматривать отдельно.

Промышленную разработку подавляющей доли месторождений углеводородов, приуроченных к Соликамской депрессии, осуществляет ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», два цеха добычи нефти и газа: ЦДНГ-11 и ЦДНГ-12.

В соответствии с принятой на предприятии классификацией, все ГТМ, которые проводятся в рассматриваемом регионе, делятся на следующие основные категории:

1. **Гидродинамические методы (ГМ)** – перевод на другие объекты разработки, изменение направления фильтрационных потоков, нестационарное заводнение и т.п.;

2. **Физические методы (ФМ)** – бурение боковых стволов (ББС), гидравлический разрыв пласта (ГРП): стандартный ГРП, проппантный ГРП в карбонатном коллекторе, ГРП в карбонатах со вспомогательным реагентом РСР, КГРП с отклонителем (ЭКС-ЭМ), проппантный ГРП без мини ГРП, кислотный ГРП с закреплением проппантом, ГРП на маловязкой системе, двухэтапный ГРП, ГРП с применением энзимных брейкеров; радиальное бурение (РБ); сверлящая перфорация (СП);

3. **Химические методы (ХМ)** – ремонтно- и водоизоляционные работы (РИР и ВИР);

4. **Методы интенсификации (МИ)** – кислотная обработка (КО); повторная и дополнительная перфорация; перфорация на депрессии; комплексное воздействие (например, дополнительная перфорация + КО).

Количественное распределение методов ГТМ, реализованных в условиях терригенных и карбонатных объектов разработки месторождений Соликамской депрессии, представлено на рис.2.2.

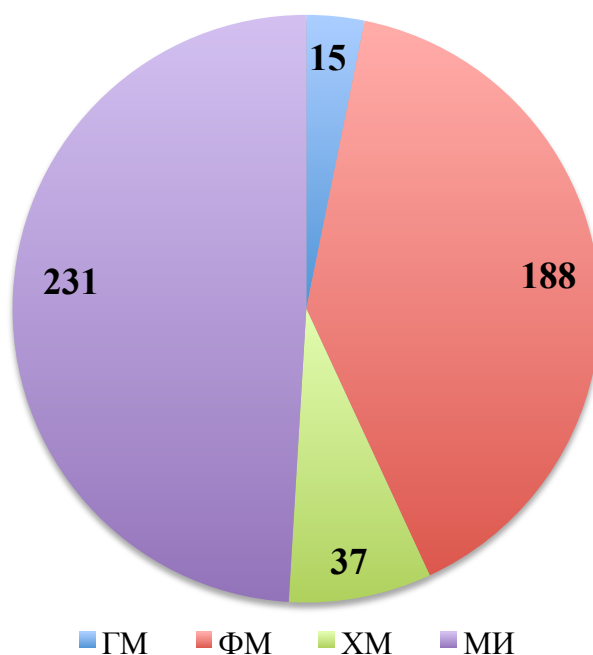


Рис.2.2. Распределение геолого-технических мероприятий по группам методов, проведенных на месторождениях Соликамской депрессии

Как следует из представленных на рис.2.2 данных, подавляющее количество геолого-технических мероприятий, проведенное на скважинах рассматриваемых месторождений, относится к категориям физических методов и методов интенсификации.

Рассматривая карбонатные объекты месторождений дифференцированно в зависимости от их возраста, следует отметить, что большее количество мероприятий по интенсификации добычи реализовано на скважинах башкирско-серпуховских объектов, а физические методы (ГРП), чаще проводились в условиях турнейско-фаменских рифовых массивов [29, 33, 43]. В качестве примера на рис.2.3. представлена диаграмма, характеризующая распределение ГТМ на турнейско-фаменском объекте одного из представительных месторождений Соликамской депрессии – Гагаринского.



Рис.2.3. Распределение ГТМ на скважинах турнейско-фаменского объекта разработки Гагаринского месторождения

Представленная на рис.2.3 диаграмма подтверждает факт превалирования ГРП как метода воздействия на продуктивные турнейско-фаменские отложения Гагаринского месторождения.

Следует отметить, что те или иные технологии ГРП не только чаще проводятся на скважинах, эксплуатирующих турнейско-фаменские отложения, но и приводит к получению более высоких значений показателей

технологической эффективности (дополнительная добыча нефти, прирост дебита, продолжительность эффекта), что и обуславливает дальнейшее детальное изучение накопленного опыта реализации данного вида воздействия.

Анализ накопленного опыта проведения ГРП на скважинах турнейско-фаменских объектов позволил установить факт существенного разброса в значениях показателей технологической эффективности: на ряде скважин достигнут весьма значительный прирост дебита, сохраняющийся в течение длительного промежутка времени, на некоторых скважинах прирост дебита минимален (либо не получен).

Одной из вероятных причин отмеченного явления может быть сложное геологическое строение объектов разработки, в том числе различия в структуре пустотного пространства, большой интервал варьирования эффективных нефтенасыщенных толщин, что в итоге может оказывать влияние на процесс трещинообразования.

Также следует отметить факт непрерывного снижения достигаемых показателей технологической эффективности проводимых мероприятий. В качестве примера на рис.2.4 приведена диаграмма, отражающая динамику прироста дебитов нефти после ГРП на скважинах, эксплуатирующих турнейско-фаменскую залежь Гагаринского месторождения.

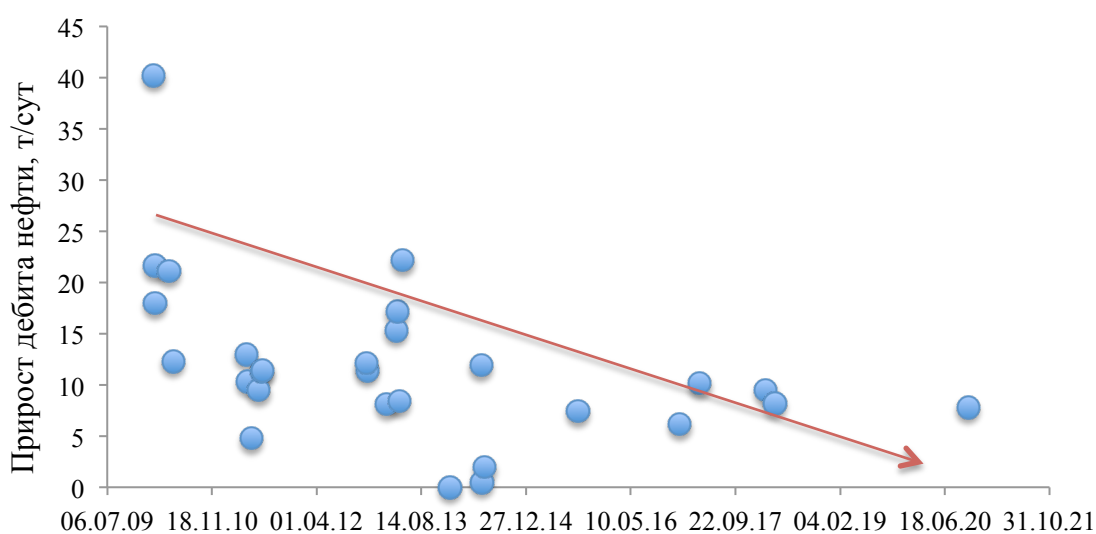


Рис.2.4. Динамика прироста дебитов нефти после ГРП на скважинах Гагаринского месторождения

Данные рис.2.4 подтверждают факт отрицательной динамики технологической эффективности проведения ГРП с течением времени.

Для повышения эффективности планирования дальнейшего практического применения рассматриваемой технологии интенсификации добычи нефти представляется актуальным изучение закономерностей образования трещин гидроразрыва.

Далее представлены результаты исследования, направленного на изучение закономерностей проведения ГРП на примере турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения.

Выводы по главе 2

Детальный анализ накопленного опыта проведения геолого-технических мероприятий на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», выполненный в настоящей главе, позволил установить, что гидроразрыв пласта является одним из приоритетных методов интенсификации добычи нефти. При этом различные модификации ГРП являются, во-первых, наиболее часто проводимым мероприятием, во-вторых, обеспечивают максимальные значения показателей технологической эффективности.

Также в настоящей главе установлено, что проведение ГРП в условиях сложнопостроенных карбонатных объектов в турнейско-фаменских отложениях месторождений, приуроченных к Соликамской депрессии, характеризуется значительной дифференциацией результатов: для некоторых скважин показатели технологической эффективности принимают весьма высокие значения, в некоторых случаях запланированный эффект не достигнут. В качестве вероятной причины резкой дифференциации результатов гидравлического разрыва турнейско-фаменских пластов выделено их сложное геологическое строение и неоднородная структура пустотного пространства.

ГЛАВА 3. ИЗУЧЕНИЕ ДИНАМИКИ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКОМУ РАЗРЫВУ

Приток жидкости в карбонатных коллекторах происходит по сложным законам, что обусловлено особенностями строения их пустотного пространства [10, 19, 20, 36, 57, 59]. Кроме того, в пределах одного объекта возможно существование разных условий притока в связи с неоднородностью геологического строения залежей [19]. Изучение индивидуальных закономерностей притока дифференцировано для различных групп скважин и участков залежей является основой эффективного управления активами углеводородного сырья, в том числе планирования геолого-технических мероприятий, таких, как ГРП [11, 17]. В свою очередь, гидравлический разрыв карбонатного коллектора является сложной технологической операцией, которая комплексировала два различных механизма – химическое растворение карбонатной составляющей коллектора и физическое воздействие на пустотное пространство импульсом давления. Известно, что растворение породы кислотой приводит к образованию червоточин, а воздействие полем давления – трещин. Практический и научный интерес представляет изучение изменения строения пустотного пространства коллекторов в результате комплексирования (наложения) двух указанных механизмов воздействия. Решению данной задачи применительно к геолого-физическим условиям турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения посвящена данная глава диссертационной работы.

3.1. Исследование влияния индивидуальных геолого-физических условий на приток флюидов к скважинам

Дифференциация условий притока флюидов к скважинам на различных участках турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения, обусловленные ее геологическим строением, различия в их дебитах в тех или иных фациальных зонах отмечены в ряде работ [19, 57]. Однако данные выводы получены в результате экспертной оценки и носят только качественный характер. В этой связи в данной работе выполнены исследования, направленные на установление индивидуальных условий притока жидкости к скважинам, эксплуатирующим турнейско-фаменскую залежь Гагаринского месторождения.

Процессы фильтрации на рассматриваемом объекте осложнены высокой газонасыщенностью пластовой нефти и наличием зон ее разгазирования, а также неравномерной кавернозностью и трещиноватостью коллекторов. В этой связи применение аналитических решений – известных уравнений притока, для решения поставленной задачи, затруднительно.

В условиях невозможности точного аналитического описания сложных многофакторных процессов представляется целесообразным использование вероятностно-статистических методов. Поставленная в данной диссертационной работе задача исследования условий притока решена посредством одного из известных вероятностно-статистических методов – многомерного регрессионного анализа.

Для построения многомерных статистических моделей дебитов жидкости ($Q_{ж}$) привлечен большой комплекс геолого-промысловых данных:

- обводненность (W , %);
- толщина пласта (h , м);
- газовый фактор ($\Gamma_{ф}$, м³/т);
- пластовое давление ($P_{пл}$, МПа);
- забойное давление ($P_{заб}$, МПа);

- коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта (k , мД),
- скин-фактор (S);
- трещиноватость пласта (T_p);
- наличие вблизи скважины границы пласта (Γ_p);
- радиус дренирования ($R_{др}$, м).

Необходимо отметить, что такие показатели, как проницаемость и скин-фактор, определены при специально выполненной обработке кривых восстановления давления (КВД) с использованием ПК Кappa Workstation (модуль Saphir). Показатель «граница пласта» оценивался по данным соответствующей диагностики в Saphir. Показатель трещиноватости (наличие в зоне дренирования системы естественных трещин) оценен по факту выбора в Saphir модели «двойная пористость» [57]. Радиус зоны дренирования $R_{др}$ также определен по реализованным в Saphir алгоритмам.

Наличие трещиноватости в моделях учтено посредством введения индекса T_p : в случае наличия трещиноватости $T_p = 1$, отсутствия $T_p = 0$. Аналогичным образом, через индексы, учтено наличие границ пласта.

На первом этапе выполнено исследование по оценке статистической связи между гидродинамическими параметрами – результатами интерпретации КВД, а также дебитами жидкости, посредством вычисления коэффициента корреляции r . Результаты вычисления представлены в виде корреляционной матрицы (табл.3.1).

Таблица 3.1

Корреляционная матрица (значения коэффициентов корреляции между дебитами и результатами обработки КВД)

	$Q_{ж}$	k	S	T_p	$R_{др}$
$Q_{ж}$	1,00	0,43*	0,17	-0,08	0,39*
k		1,00	0,25*	-0,03	0,67*
S			1,00	-0,07	-0,02
T_p				1,00	0,09
$R_{др}$					1,00

Примечание: * - значимые корреляционные связи.

Анализируя корреляционные связи, отраженные в табл.3.1, можно сделать вывод о сложном характере взаимодействия между дебитами скважин и формирующими их гидродинамическими параметрами. Как отмечено ранее, сложные многофакторные системы могут быть вполне достоверно описаны многомерными статистическими моделями. В этой связи на следующем этапе исследования построена такая модель. При этом использовалась вся выборка исходных данных. Процедура построения модели основана на использовании пошагового регрессионного анализа (ПРА). Для оценки достоверности модели вычислены ее статистические характеристики (коэффициент детерминации R , уровень значимости p , стандартная ошибка расчета S_0). Работоспособность модели считается достаточной при величине $p < 0,05$.

$$Q_{\text{ж}}^{\text{МО}} = 2,836P_{\text{пл}} + 0,652h + 0,220R - 0,061\Gamma_{\text{ф}} - 2,115S + 1,069k + 0,283W - 33,468; \quad (3.1)$$

при $R=0,742$, $p<0,0000$, $S_0 = 12,3 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициента R , описывающего силу статистических связей, изменяются следующим образом: 0,530; 0,586; 0,671; 0,683; 0,714; 0,721; 0,742.

Построенная по выборке многомерная статистическая модель (3.1) является достаточно работоспособной, о чем свидетельствуют ее высокие оценки (коэффициент множественной корреляции R , уровень значимости p , стандартная ошибка расчета S_0). Однако одним из преимуществ многомерных статистических моделей является не только возможность получения работоспособных уравнений, но и анализ их вида и процедуры построения. Анализируя уравнение (3.1) следует отметить, что на первой позиции (с показателем $R = 0,530$) включено пластовое давление, что подчеркивает приоритетное влияние данного показателя на приток флюида в рассматриваемых условиях. Данный факт следует считать вполне физическим, особенно для карбонатных коллекторов с выраженной трещиноватостью.

Включение в модель на одном из первых шагов радиуса зоны дренирования также свидетельствует о влиянии данного параметра на величину притока. Модель также демонстрирует отрицательное влияние процесса разгазирования нефти и снижения проницаемости призабойной зоны на приток жидкости.

Таким образом, многомерное статистическое моделирование позволило получить работоспособное уравнение притока флюида к скважинам в рассматриваемых условиях, а анализ построенной модели – выделить ключевые параметры, управляющие этим притоком.

Вывод о работоспособности модели (3.1) получен на основании анализа ее статистических оценок. Для более детального изучения достоверности и целесообразности ее применения вычислены модельные значения дебита, которые сопоставлены с фактическими в рамках соответствующего корреляционного поля (рис. 3.1).

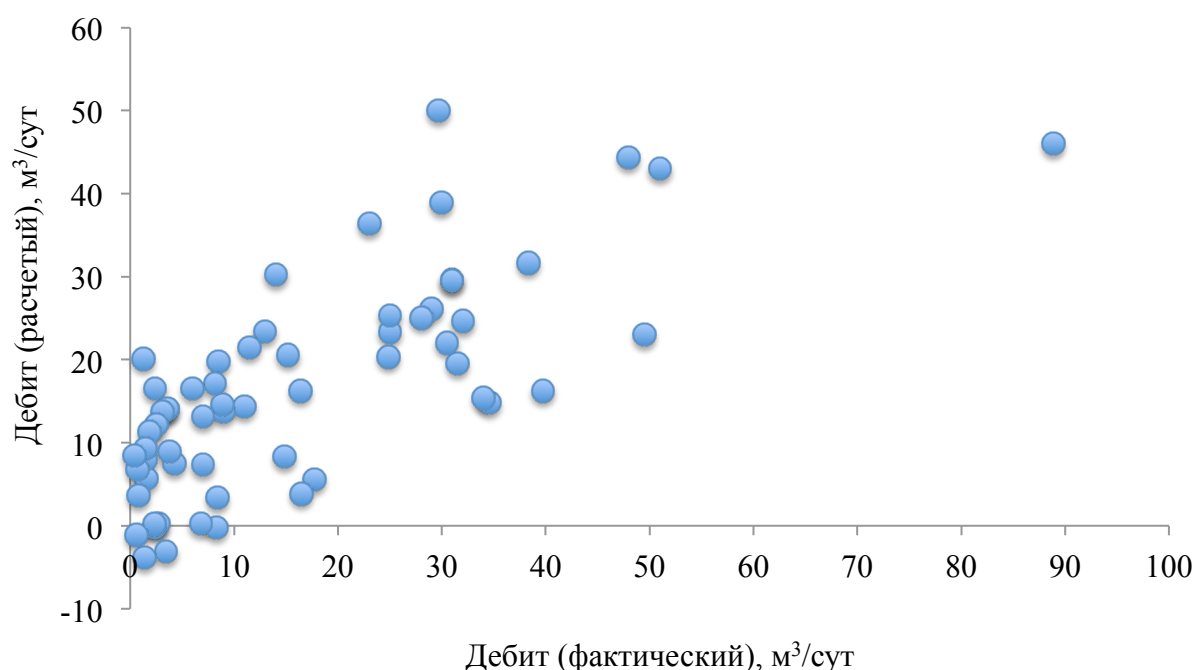


Рис.3.1. Сопоставление фактических и расчетных (модель по всей выборке) дебитов жидкости

Анализ корреляционного поля, представленного на рис.3.1, свидетельствует о недостаточной тесноте связи между расчетными и фактическими дебитами жидкости. Следует отметить также факт занижения

расчетных величин в области высоких дебитов, а также отрицательные значения в области низких дебитов. Кроме этого, более детальный анализ данного корреляционного поля показывает, что в пределах его имеются два подполя, границу которых можно условно провести по величине $Q_{ж}=20 \text{ м}^3/\text{сут}$. Очевидно, формирование высоких и низких дебитов происходит по разным принципам. В этой связи принято решение о целесообразности дальнейших исследований.

Для учета индивидуальных закономерностей формирования высоких и низких дебитов для дальнейшего моделирования использовалась выборка, предварительно ранжированная по дебитам от максимальных до минимальных значений. После ранжирования выполняется процедура пошагового моделирования. На первом этапе построена модель с использованием первых трех строк таблицы с выборкой данных ($n=3$). Следующая модель будет построена при $n=4$, и так далее до $n=61$. Таким образом построено 59 многомерных моделей. Считается, что данный принцип позволит изучить закономерности формирования дебитов на всех диапазонах их величин [19, 36]. Многомерные модели, построенные с учетом данного принципа приведены в табл.3.1.

Таблица 3.1

Показатели многомерных моделей дебитов, построенные по ранжированной выборке

Интервал построения моделей по $Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	Свободный член	Коэффициенты при показателях						
		$R_{др}$	W	h	Γ_{ϕ}	$P_{пл}$	$P_{заб}$	k
88,9-49,5	50,25							
88,9-48,0	49,50							
88,9-39,7	98,48				-0,581			
88,9-38,4	45,32							
88,9-34,6	62,56			1,457				
88,9-34,0	69,11			1,194				
88,9-32,0	58,56		-0,151	2,005			0,275	
88,9-31,5	70,73		0,079	1,001		-1,042	1,732	
88,9-31,0	70,89		0,191				1,020	0,400

Интервал построения моделей по $Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	Свободный член	Коэффициенты при показателях						
		$R_{др}$	W	h	Γ_{ϕ}	$P_{пл}$	$P_{заб}$	k
88,9-31,0	73,49	-0,003	0,174		0,034		0,984	0,376
88,9-30,5	71,98	-0,002	0,187				1,062	0,400
88,9-30,0	103,41	-0,005	0,380		0,239	-4,309	3,948	-0,405
88,9-29,7	72,31	-0,009	0,452	-1,747	0,146		2,337	0,693
88,9-29,0	63,63	-0,007	0,296	-0,859			2,732	0,466
88,9-28,0	9,22						5,546	
88,9-25,0	9,02						5,583	
88,9-25,0	15,64						4,839	0,210
88,9-24,9	10,44						5,362	
88,9-23,0	52,83	-0,012	0,365	-1,487			2,345	1,147
88,9-17,7	53,06	-0,013	0,359	-1,529			2,457	1,159
88,9-16,5	46,97	-0,001			-0,080		2,581	1,024
88,9-16,4	43,65	-0,011	0,393	-0,925	-0,080		2,637	
88,9-15,2	31,48	-0,012	0,391	-0,822			2,675	
88,9-14,8	27,72	-0,011	0,475	-0,960			3,092	0,717
88,9-14,0	17,61	-0,011					2,874	
88,9-13,0	18,18	-0,008			-0,087		3,674	
88,9-11,5	13,81	-0,007	0,227				2,690	
88,9-11,0	13,20	-0,007	0,247				2,711	
88,9-9,0	6,31	-0,007	0,273				3,126	
88,9-8,9	4,64		0,286	0,571	-0,072		2,067	
88,9-8,5	5,87		0,410				1,846	
88,9-8,4	5,54		0,346	0,514	-0,076		1,840	
88,9-8,3	5,43		0,347	0,518	-0,077		1,850	
88,9-8,2	0,31		0,386	0,374			1,911	
88,9-7,0	8,32		0,467				1,624	
88,9-7,0	1,90		0,461				2,123	
88,9-6,8	1,40		0,469				2,166	
88,9-6,0	-0,51		0,466				2,469	
88,9-4,2	-2,36		0,475				2,741	
88,9-3,8	-3,01		0,496				2,750	
88,9-3,6	-15,88		0,221			1,720	1,661	
88,9-3,6	-15,13		0,389			1,561	1,931	
88,9-3,4	-27,07		0,271	0,606		2,978		0,291
88,9-3,1	-27,50		0,268	0,634		2,974		0,297
88,9-2,7	-28,50		0,275	0,634		3,025		0,300
88,9-2,5	-28,96		0,274	0,649		3,043		0,302

Интервал построения моделей по $Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	Свободный член	Коэффициенты при показателях						
		$R_{др}$	W	h	Γ_{ϕ}	$P_{пл}$	$P_{заб}$	k
88,9-2,4	-27,66		0,305	0,603		2,402	0,897	0,234
88,9-2,4	-27,41		0,305	0,600		2,388	0,898	0,234
88,9-2,3	-28,64		0,300	0,625		2,507	0,834	0,248
88,9-1,9	-30,49		0,283	0,729		3,016		0,328
88,9-1,6	-30,34		0,198	0,877	-0,057	3,010		0,451
88,9-1,5	-31,21		0,194	0,831	-0,047	3,173		0,439
88,9-1,5	-31,40		0,206	0,787	-0,048	3,237		0,435
88,9-1,4	-30,60		0,205	0,771	-0,047	3,180		0,434
88,9-1,3	-29,78		0,268	0,727	-0,043	2,932		0,464
88,9-0,8	-31,00		0,260	0,721	-0,041	3,011		0,461
88,9-0,7	-32,50		0,286	0,663	-0,064	2,793		1,067
88,9-0,6	-32,36		0,285	0,664	-0,064	2,780		1,067
88,9-0,4	-33,46		0,283	0,652	-0,061	2,836		1,070

Продолжение таблицы 3.1

Интервал построения моделей по $Q_{ж},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	Коэффициенты при показателях			Стат. оценки	
	S	T_p	Γ_p	R	p
88,9-49,5		38,650		0,999	0,0214
88,9-48,0		39,400		0,998	0,0019
88,9-39,7				0,999	0,0035
88,9-38,4		43,580		0,959	0,0024
88,9-34,6		3,307	-46,397	0,999	0,0068
88,9-34,0			-48,011	0,999	0,0001
88,9-32,0			-69,848	0,999	0,0073
88,9-31,5		-2,228	-61,740	0,999	0,0073
88,9-31,0		-3,330	-45,882	0,998	0,0001
88,9-31,0		-4,687	-47,680	0,998	0,0008
88,9-30,5		-3,780	-45,356	0,997	0,0000
88,9-30,0		-4,249	-51,518	0,999	0,0331
88,9-29,7			-10,898	0,980	0,0010
88,9-29,0			-12,584	0,968	0,0003
88,9-28,0				0,885	0,0001
88,9-25,0				0,890	0,0000
88,9-25,0				0,891	0,0001

Интервал построения моделей по $Q_{ж}$, $м^3/сут$	Коэффициенты при показателях			Стат. оценки	
	S	T_p	Γ_p	R	p
88,9-24,9		-5,698		0,898	0,0001
88,9-23,0			14,276	0,896	0,0027
88,9-17,7		-1,553	15,281	0,904	0,0009
88,9-16,5			5,053	0,895	0,0024
88,9-16,4			11,658	0,893	0,0014
88,9-15,2	0,841		14,312	0,837	0,0041
88,9-14,8			13,016	0,819	0,0052
88,9-14,0				0,655	0,0042
88,9-13,0				0,626	0,0067
88,9-11,5		-5,586		0,627	0,0323
88,9-11,0		-6,382		0,645	0,0176
88,9-9,0				0,635	0,0075
88,9-8,9				0,625	0,0185
88,9-8,5				0,574	0,0081
88,9-8,4				0,633	0,0101
88,9-8,3				0,650	0,0050
88,9-8,2				0,641	0,0020
88,9-7,0		-5,449		0,649	0,0012
88,9-7,0				0,637	0,0005
88,9-6,8				0,650	0,0002
88,9-6,0				0,620	0,0005
88,9-4,2				0,612	0,0005
88,9-3,8				0,620	0,0003
88,9-3,6	-1,246	-7,310		0,673	0,0021
88,9-3,6	-1,119	-8,173		0,668	0,0008
88,9-3,4	-1,271	-6,544		0,681	0,0009
88,9-3,1	-1,283	-6,911		0,686	0,0006
88,9-2,7	-1,307	-6,690		0,695	0,0003
88,9-2,5	-1,317	-6,826		0,703	0,0002
88,9-2,4	-1,325	-6,900		0,708	0,0002
88,9-2,4	-1,319	-6,934		0,715	0,0001
88,9-2,3	-1,348	-7,052		0,720	0,0001
88,9-1,9	-1,335	-6,751		0,721	0,0000
88,9-1,6	-1,291			0,703	0,0000
88,9-1,5	-1,578	-4,382		0,715	0,0000
88,9-1,5	-1,585	-4,647		0,720	0,0000
88,9-1,4	-1,570	-4,509		0,725	0,0000

Интервал построения моделей по $Q_{ж}$, $м^3/сут$	Коэффициенты при показателях			Стат. оценки	
	S	T_p	Γ_p	R	p
88,9-1,3	-1,209			0,701	0,0000
88,9-0,8	-1,261			0,704	0,0000
88,9-0,7	-2,055			0,735	0,0000
88,9-0,6	-2,054			0,740	0,0000
88,9-0,4	-2,115			0,742	0,0000

Анализ построенных моделей показывает, что в их формировании участвуют различные сочетания показателей, при этом на разных диапазонах дебитов используются разные показатели. Для исследования работоспособности моделей построен график, отражающий поведение коэффициента множественной корреляции R на разных диапазонах дебитов (рис.3.2).

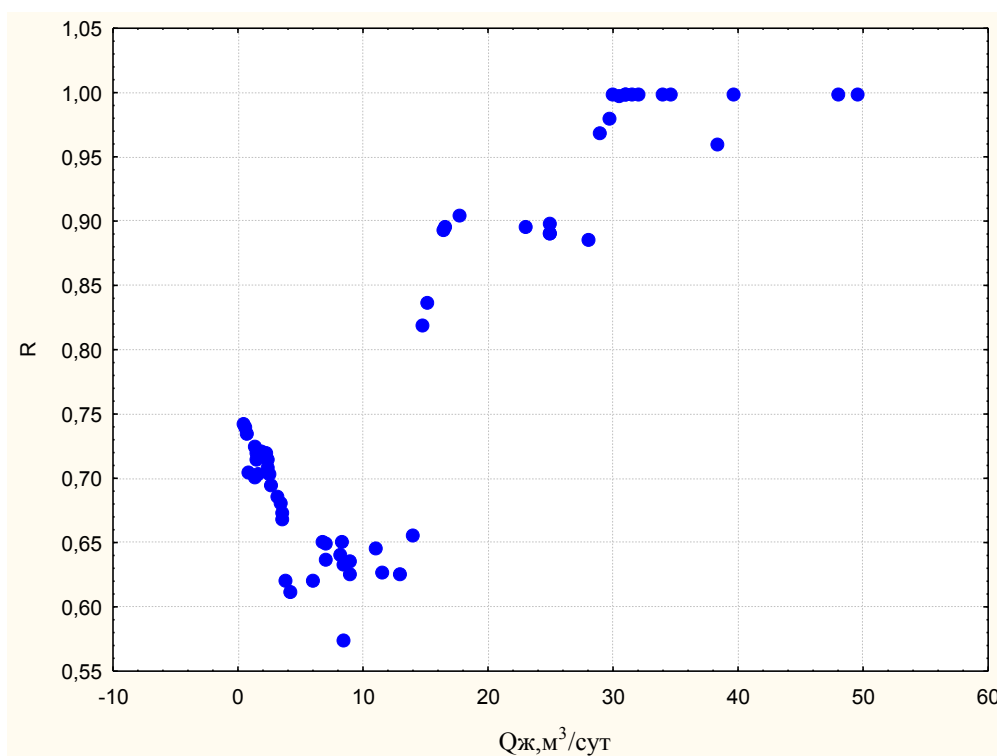


Рис.3.2. Значения коэффициента множественной корреляции на различных диапазонах дебитов

В пределах данного графика выделяются четыре участка, в которых поведение коэффициента R имеет свой, характерный, вид. Первый участок

расположен на диапазоне при $Q_{ж} > 28 \text{ м}^3/\text{сут}$, в этом случае коэффициенты R во всех построенных моделях имеют значение больше 0,95. Второй участок находится в диапазоне от $Q_{ж} = 28 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $Q_{ж} = 16 \text{ м}^3/\text{сут}$, и значения R на данном диапазоне построения моделей меньше 0,92, но больше 0,82. Третий участок находится в диапазоне $16 - 4 \text{ м}^3/\text{сут}$, для данного диапазона характерны значения R меньше 0,66, но больше 0,56. И наконец, четвертый участок при $Q_{ж} < 4 \text{ м}^3/\text{сут}$, здесь наблюдается закономерное увеличение значений R от 0,60 до 0,75. Выполненный таким образом анализ одного из важнейших параметров работоспособности моделей – коэффициента R , позволил выделить четыре диапазона дебитов, характеризующихся индивидуальными особенностями формирования притока.

Целесообразность и правильность деления выборки на четыре диапазона подтверждена также посредством известного метода – пошагового дискриминантного анализа (ЛДА).

На четырех выделенных диапазонах дебиты формируются по своим, индивидуальным, закономерностям, а процессы фильтрации к скважинам с разными дебитами происходит по разным принципам. Соответственно, следует считать некорректным использованием одних и тех же формул дебита для изучения притока на разных его диапазонах.

Построенные дифференцированно для диапазонов дебитов модели представлены ниже. Для каждой модели также рассчитаны статистические характеристики работоспособности.

Для первого диапазона модель имеет вид:

$$Q_{ж}^{M-1} = 5,5459R_{заб} + 0,0254R_{др} - 0,9355S + 9,2241; \quad (3.2)$$

при $R=0,885$, $p < 0,0001$, $S_0=7,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,560; 0,867; 0,885. Данная формула может быть использована при значениях показателей, приведенных в табл.3.2.

Таблица 3.2

Диапазоны использования показателей при вычислении значений $Q_{ж}^{M-1}$

Показатели	Диапазон применения	Показатели	Диапазон применения
$P_{заб}$, МПа	3,64-12,95	S	-7,91-+4,13
$R_{др}$, м	219,6-2210,7		

Модель 3.2 характеризуется высокими статистическими оценками, все включенные показатели доказывают ее физичность.

Для второго участка модель имеет следующий вид:

$$Q_{ж}^{M-2} = 0,7884k + 1,1599P_{заб} - 0,0517\Gamma_{\phi} + 0,6084P_{пл} - 0,0755S; \quad (3.3)$$

при $R=0,999$, $p < 0,0006$, $S_0=0,003$ м³/сут.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,640; 0,859; 0,971; 0,998; 0,999. Данная формула может быть использована при значениях показателей, приведенных в табл.3.3.

Таблица 3.3

Диапазоны использования показателей при вычислении значений $Q_{ж}^{M-2}$

Показатели	Диапазон применения	Показатели	Диапазон применения
k, мД	1,47-12,55	$P_{пл}$, МПа	6,75-14,74
$P_{заб}$, МПа	4,62-13,72	S	-4,00-+4,26
Γ_{ϕ} , м ³ /т	24,9-172,6		

Для третьего участка модель имеет следующий вид:

$$Q_{ж}^{M-3} = 0,1389W + 0,4115P_{пл} - 2,2781\Gamma_p + 4,891; \quad (3.4)$$

при $R=0,603$, $p < 0,0067$, $S_0=2,84$ м³/сут.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,453; 0,537; 0,603. Данная формула может быть использована при значениях показателей приведенных в табл.3.4.

Таблица 3.4

Диапазоны использования показателей при вычислении значений $Q_{ж}^{M-3}$

Показатели	Диапазон применения	Показатели	Диапазон применения
W, %	0,00-40,00	T_p	0-1
$P_{пл}$, МПа	4,27-14,08		

Для четвертого участка модель имеет следующий вид:

$$Q_{ж}^{M-4} = 1,0183R_{др} + 1,0183k - 0,2793P_{заб} + 0,0954h - 0,0046\Gamma_{\phi} + 0,1386P_{пл} + 2,248; \quad (3.5)$$

при $R=0,852$, $p < 0,00411$, $S_0=0,67 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,618; 0,679; 0,724; 0,810; 0,837; 0,852. Данная формула может быть использована при значениях показателей приведенных в табл.3.5.

Таблица 3.5

Диапазоны использования показателей при вычислении значений $Q_{ж}^{M-4}$

Показатели	Диапазон применения	Показатели	Диапазон применения
$R_{др}$, м	13,38-538,00	h, м	4,0-22,7
k, мкм ²	0,036-2,38	Γ_{ϕ} , м ³ /т	18,4-227,1
$P_{заб}$, МПа	2,48-10,39	$P_{пл}$, МПа	5,78-12,83

Таким образом построены многомерные модели дебитов жидкости дифференцировано для четырех выделенных интервалов. Модели дополнены информацией о статистических оценках работоспособности и диапазонах применимости. Следует отметить, что в случае непопадания значений показателей в приведенные интервалы, модели необходимо корректировать.

Для оценки достоверности выполненного дифференцированного статистического моделирования также построено корреляционное поле, сопоставляющее фактические и расчетные значения дебитов жидкости (рис.3.3).

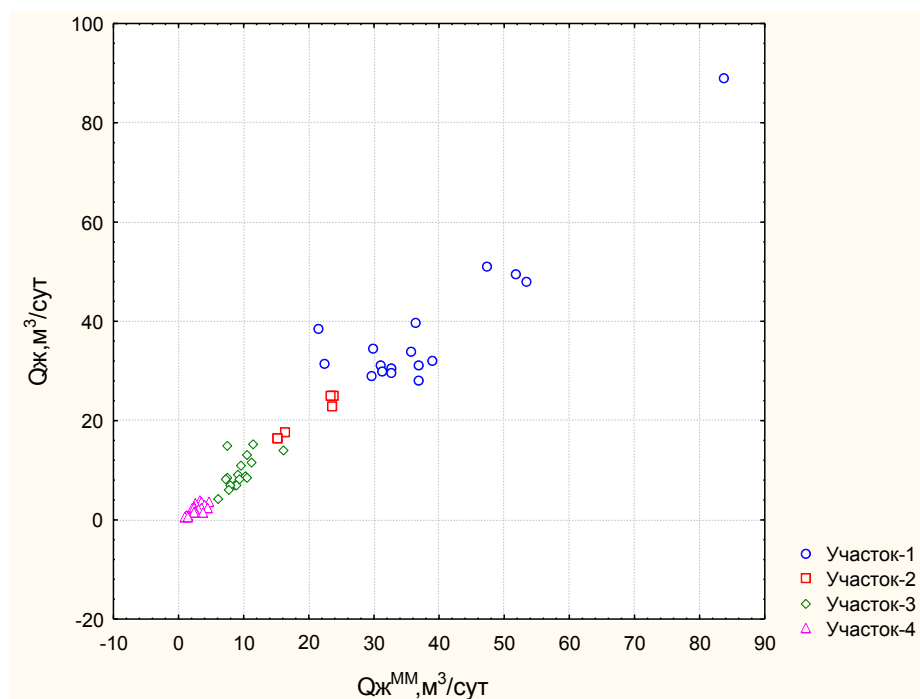


Рис.3.3. Поле корреляции между фактическими и модельными значениями дебитов (дифференцированное статистическое моделирование)

Представленное на рис.3.3 поле корреляции свидетельствует о высокой работоспособности дифференцировано построенных моделей и, как следствие, о возможности их применения для решения геолого-промысловых задач.

Одной из таких задач следует считать выделение факторов, формирующих приток углеводородов в различных условиях, что позволит обосновано подойти к планированию мероприятий по его управлению. Удобным инструментом решения поставленной задачи следует считать детальный анализ построенных многомерных уравнений притока. Считается, что набор условно независимых переменных, включенных в модель, и является

Анализируя уравнения (3.2) – (3.5), можно сделать следующие выводы:

- Приток к высокодебитным скважинам ($Q_{ж} > 28 \text{ м}^3/\text{сут}$) зависит от забойного давления, радиуса зоны дренирования и состояния призабойной зоны. Управление этими параметрами следует считать приоритетной задачей в рамках регулирования притока в указанном диапазоне дебитов.

- Приток к скважинам с дебитом от 28 м³/сут до 16 м³/сут подчиняется другому закону. Формирующими его факторами являются свойства пласта и в удаленной, и в призабойной зонах, пластовое и забойное давление, газовый фактор.

- Отличительной особенностью притока к скважинам с дебитом от 16 до 4 м³/сут является его зависимость от структуры пустотного пространства (наличия трещин). В этой связи для скважин с дебитами, соответствующих указанному диапазону, целесообразно применение мероприятий, приводящих к формированию в зоне дренирования системы трещин.

- Дебиты скважин четвертой группы зависят, в основном, от радиуса зоны дренирования. Так же его формируют толщина и проницаемость (в удаленной зоне) пласта, газовый фактор, пластовое и забойное давления.

Таким образом, в данной диссертационной работе построена серия многомерных статистических моделей, позволяющих с высокой достоверностью прогнозировать дебиты скважин, эксплуатирующих турнейско-фаменскую залежь Гагаринского месторождения.

Статистически обосновано, что скважины можно разделить на четыре группы, для каждой из которых характерна особая, отличная от других групп, специфика притока жидкости и набор факторов, формирующих дебит. Данные факторы следует рассматривать как эффективный инструмент управления притоком.

Установлено, что для довольно большой группы скважин дебит определяется структурой и свойствами коллектора. Соответственно, эффективным способом интенсификации притока следует считать проведение геолого-технических мероприятий, влияющих на эти факторы. Как следствие, научный и практический интерес представляют исследования, направленные на изучение изменения структуры и свойств пустотного

пространства в результате проведения специальных мероприятий, чему посвящен следующий раздел настоящей диссертационной работы.

3.2. Изучение динамики структуры пустотного пространства коллекторов, подверженных гидравлическому разрыву, по данным гидродинамических исследований скважин

Структура пустотного пространства, характеризующаяся, в том числе, наличием естественной трещиноватости, динамична и может быть подвергнута существенным изменениям в ходе реализации технологических процессов добычи углеводородного сырья. Так, одним из методов воздействия, приводящих к наиболее выраженному изменению строения пустотного пространства коллектора, является гидравлический разрыв пласта.

В соответствии с классическим представлением теории ГРП, под действием подаваемой под высоким давлением жидкости в пласте образуется трещина высокой проводимости. Как следствие, увеличивается результирующая проницаемость коллектора в зоне трещинообразования, что обеспечивает снижение фильтрационных сопротивлений и интенсификацию притока флюида.

В рамках все той же классической теории ГРП принято считать, что проведение операции способствует формированию в пласте трещины в виде двух крыльев, вертикально распространяющихся в противоположных от скважины направлениях [14], что проиллюстрировано на рис.3.4.

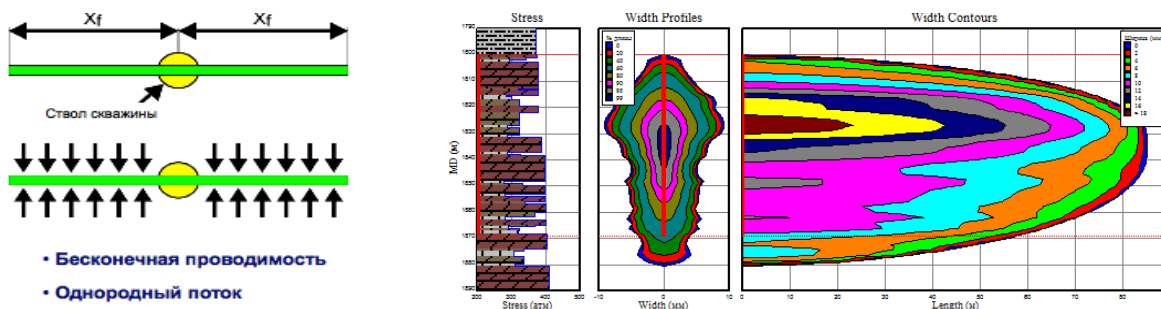


Рис.3.4. Схема трещины ГРП в соответствии с классическим представлением

Данное представление следует считать обоснованным и соответствующим практике проведения ГРП в терригенных коллекторах. Специфической характеристикой карбонатных коллекторов является вероятность наличия в их пределах зон трещиноватости. Очевидно, процесс трещинообразования в карбонатных коллекторах трещинного (трещинно-порового) типа должен происходить по другим законам, чем в поровых гранулярных коллекторах. Так, в работах [68, 74, 76, 87, 92] отмечается, что в сложнопостроенных коллекторах зачастую формируется более сложная по геометрии сеть трещин. В карбонатных сложнопостроенных коллекторах, трещина ГРП в процессе развития может встретиться с пустотами различного масштаба, такими как разломы, плоскости напластования, сети естественных микротрещин/макротрещин и др. В таких случаях может иметь место, например смещение, пересечение и другое изменение геометрии трещин [101]. Следовательно, проведение ГРП в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, может привести к образованию не симметричной трещины в ее классическом понимании, а их сложной сети [82]. Сложная геометрия трещин схематично изображена на рис.3.5.

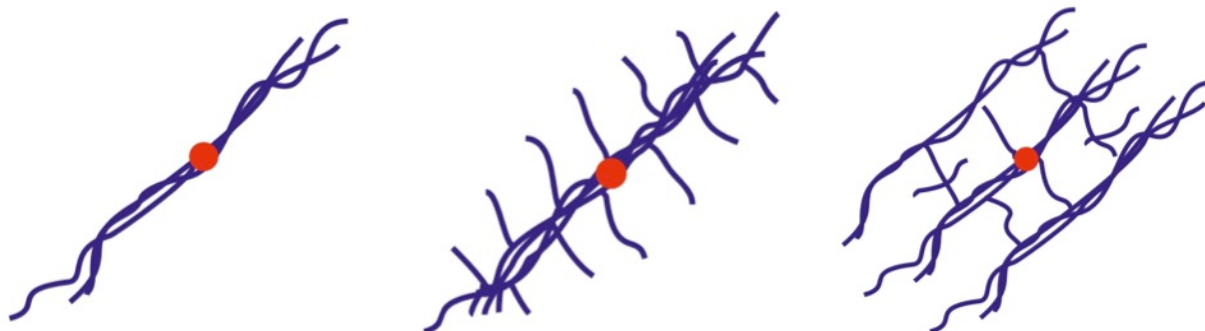


Рис.3.5. Сложный вид трещин гидроразрыва

Очевидно, изучение геометрии трещин, образовавшихся после фактически проведенных операций по гидроразрыву карбонатных коллекторов, является одной из ключевых задач анализа данного вида воздействия [63, 67, 77].

Эффективным инструментом, позволяющим определять фильтрационные свойства и оценивать особенности строения коллектора,

являются гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления. Реализация высокоинформативных технологий их проведения и интерпретация материалов с применением современных алгоритмов позволяет существенно расширить спектр решаемых посредством ГДИ задач. Так, применение программного комплекса Кара Workstation (модуль Saphir), позволяет при обработке КВД диагностировать естественную трещиноватость коллектора, наличие трещин ГРП и их характеристики, зональную неоднородность и др. Следовательно, интерпретация кривых восстановления давления, полученных при исследовании скважин в период действия эффекта после ГРП, выполненная в Saphir, позволяет диагностировать наличие и особенности геометрии образовавшихся трещин [89, 97].

В настоящей диссертационной работе приводятся результаты анализа кривых восстановления давления скважин Гагаринского месторождения при их интерпретации в Saphir. Все КВД зарегистрированы с применением высокоточных глубинных измерительных приборов (ТМС) в период продолжающегося эффекта от ГРП, то есть они в полной мере характеризуют процессы фильтрации, имеющие место в зоне дренирования пласта после его гидроразрыва.

В соответствии с методологией диагностики фильтрационных потоков в Saphir (посредством анализа графиков в диагностических билогарифмических координатах), если в пласте образуется трещина простой геометрии (классическое представление) [102], КВД имеет вид, соответствующий рис.3.6.

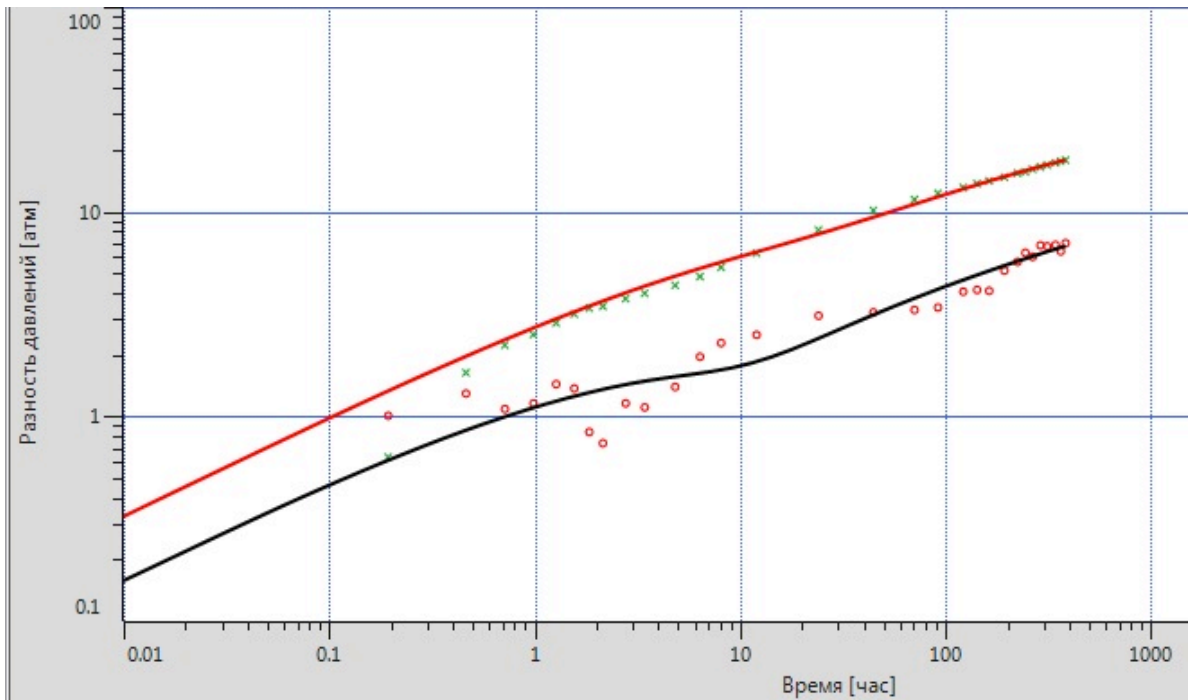


Рис.3.6. Характерный вид графика КВД скважин после ГРП (модель трещины ГРП)

Признаком образования сложной системы трещин можно считать соответствие графика КВД модели «двойной пористости» (рис.3.7).

Результаты диагностики геометрии трещи, образовавшихся после гидроразрыва турнейско-фаменского пласта Гагаринского месторождения, приведены в табл.3.6.

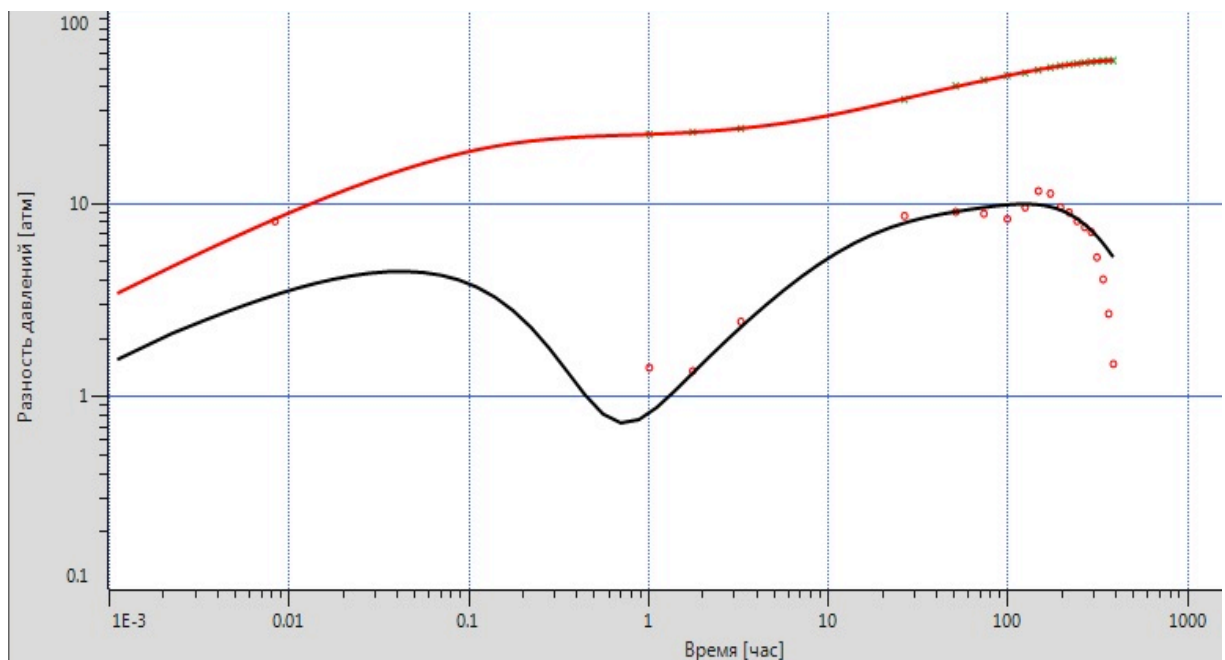


Рис.3.7. Характерный вид графика КВД скважин после ГРП (модель двойной пористости)

Таблица 3.6

Результаты исследования геометрии трещин по данным интерпретации КВД скважин Гагаринского месторождения

№ скв	Дата ГДИ	Геометрия трещины
224	14.08.11	сложная
400	27.08.11	сложная
404	24.06.13	простая
405	05.05.10	сложная
406	05.01.10	сложная
406	11.06.10	сложная
406	07.06.13	простая
407	17.06.13	сложная
408	04.11.13	простая
410	23.10.15	сложная
412	13.05.11	сложная
423	09.02.13	сложная
414	19.06.14	сложная
415	09.02.14	сложная
418	17.06.10	сложная
420	21.04.10	простая
420	30.09.11	простая
420	23.08.14	сложная
420	11.01.19	не установлено
424	12.07.11	сложная
425	30.09.11	сложная
425	24.07.14	сложная
425	30.03.18	сложная
427	10.04.13	сложная
430	14.02.17	сложная
9070	07.04.10	не установлено

Как следует из анализа представленных в табл.3.6 данных, в 74 % случаев проведение гидроразрыва приводит к образованию в пласте сложной сети трещин. В двух случаях вид графика КВД в диагностических билогарифмических координатах не позволил оценить геометрию трещин, так как их вид не соответствовал ни одной из соответствующих моделей.

3.3. Исследования влияния технологических показателей проведения ГРП на динамику структуры пустотного пространства коллекторов, подверженных гидравлическому разрыву

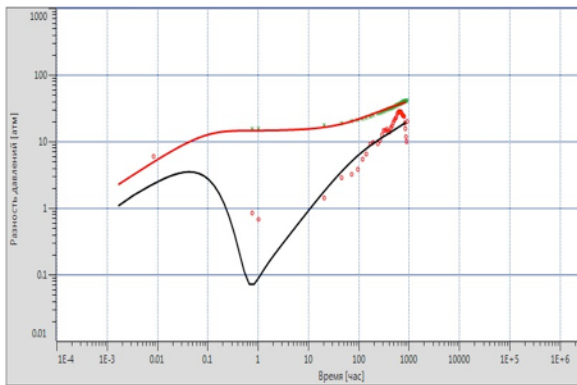
Основной целью гидравлического пласта является формирование в пласте трещины – высокопроводящего канала, обеспечивающего снижение фильтрационного сопротивления в зоне воздействия. Однако в ходе выполненных исследований установлено, что при реализации технологии в коллекторе карбонатного типа зачастую формируется сеть трещин сложной геометрии [95, 96]. Оценка геометрии трещин выполняется по данным геофизических или (как в данной работе) гидродинамических исследований скважин. Основным недостатком данного подхода является необходимость остановки скважины для регистрации кривой восстановления давления. Также необходимо отметить, что если скважина остановлена на КВД спустя продолжительный период времени после ГРП, определяемые параметры могут быть необъективными, так как за период между ГРП и КВД трещина могла деформироваться.

В этой связи представляется целесообразным выделение других признаков формирования трещин простой или сложной геометрии. Одним из перспективных направлений решения данной задачи является изучение поведения технологических показателей проведения операции по гидроразрыву (скорость закачки жидкости разрыва, динамика давления на выкиде насосного агрегата) при формировании трещин простой и сложной геометрии.

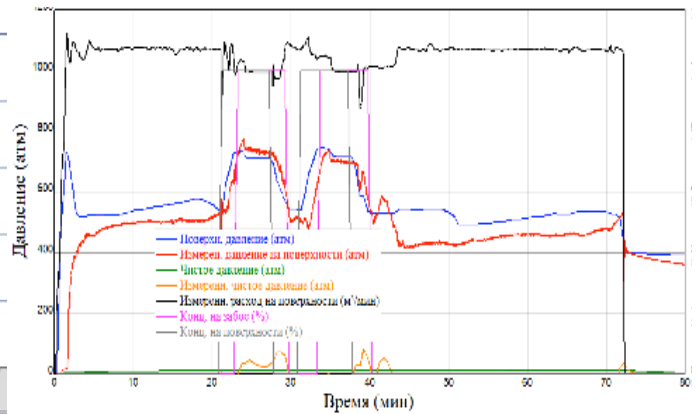
В ходе настоящего диссертационного исследования собраны и систематизированы промысловые данные – отчеты по проведению ГРП бригад капитального ремонта скважин (КРС). В ходе исследований выполнено сопоставление динамики давления на выкиде агрегата, скорости закачки жидкости разрыва и геометрии трещин, диагностируемой по КВД или геофизическим исследованиям. Данное исследование выполнено не

только применительно к Гагаринскому месторождению, но и другим объектам в карбонатных коллекторах, проведение ГРП в которых сопровождалось микросейсмическим мониторингом.

В качестве примера ниже приведены рисунки, сопоставляющие вид графика КВД в диагностических билогарифмических координатах ПК Saphir, и технологические показатели проведения операции ГРП.

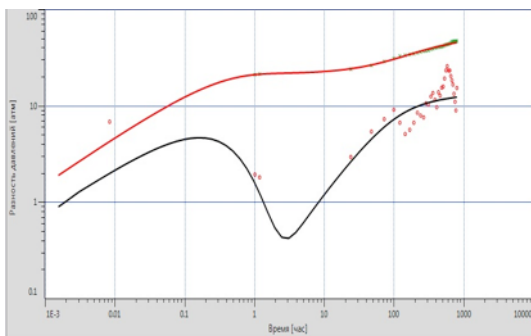


КВД

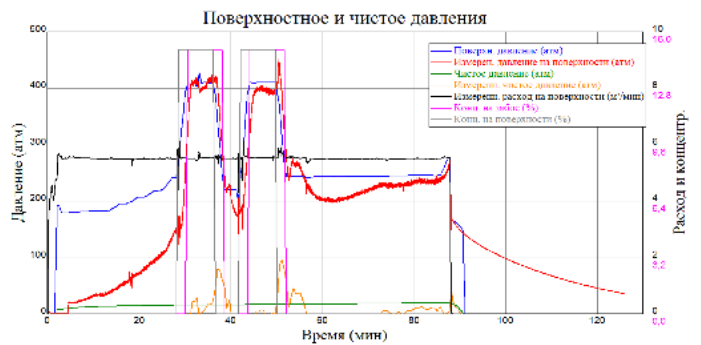


Динамика давления

Рис. 3.7. Сопоставление КВД и технологических показателей проведения ГРП на скв.420 Гагаринского месторождения

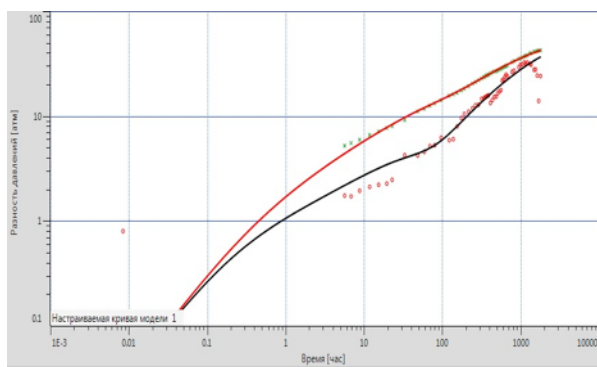


КВД

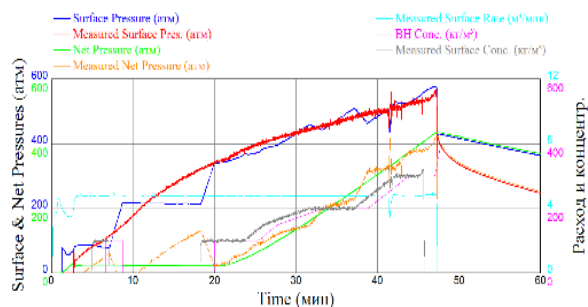


Динамика давления

Рис.3.8. Сопоставление КВД и технологических показателей проведения ГРП на скв.430 Гагаринского месторождения

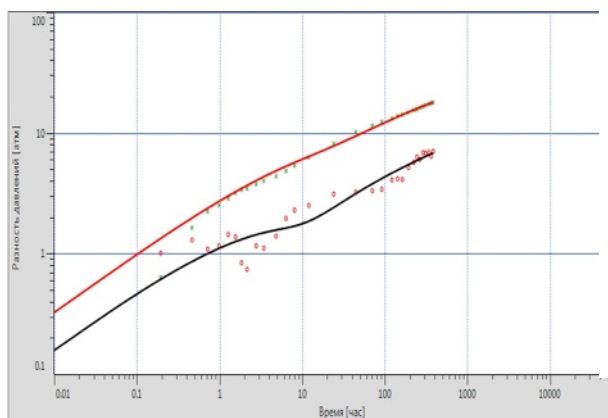


КВД

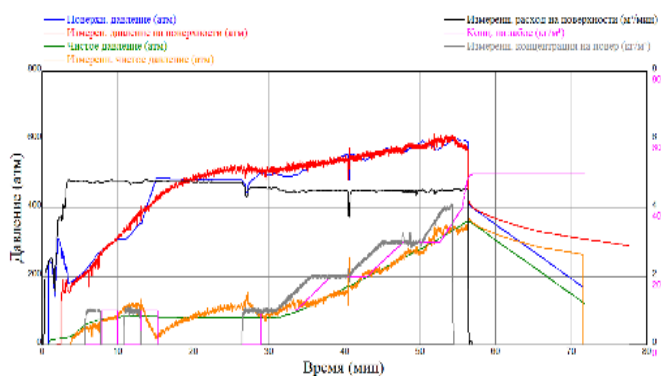


Динамика давления

Рис.3.9. Сопоставление КВД и технологических показателей проведения ГРП на скв.404 Гагаринского месторождения



КВД



Динамика давления

Рис.3.10. Сопоставление КВД и технологических показателей проведения ГРП на скв.408 Гагаринского месторождения

Как следует из совместного анализа графиков (3.7 – 3.8), проведение ГРП на скважина №№ 420 и 430 привело к формированию сложной сети трещин, признаком чего является соответствие графика КВД в билогарифмических координатах модели «двойная пористость». Проведение операции по ГРП на этих скважинах сопровождалось нестационарным поведением давления на выкиде насосного агрегата.

Кривые восстановления давления скважин №№ 404 и 408 интерпретированы с применением модели «скважина с трещиной конечной/бесконечной проводимости», при этом для давления на выкиде насосного агрегата характерно однонаправленное поведение (рис.3.9 – 3.10).

Аналогичные выводы получены для всех скважин, материалы по которым использованы при проведении анализа.

Также ниже представлены результаты аналогичного анализа, выполненного для скв.408, на которой проведено два гидроразрыва.

Кислотный гидроразрыв, проведенный в 2013 г., в процессе которого жидкость разрыва закачивалась в пласт со скоростью (расходом) 3 – 3,3 м³/мин способствовал резкому увеличению дебита нефти, который, несмотря на некоторое последующее снижение, продолжительное время превышал производительность скважины до ГРП. Кислотный гидроразрыв, проведенный в 2018 г., при проведении которого жидкость разрыва закачивалась с расходом 6 м³/мин, также привел к значимому увеличению дебита, который практически сразу резко упал. При этом следует отметить, что обе операции проводились в схожих геолого-физических условиях по параметрам, являющимся критериями проведения ГРП. На период второго мероприятия остаточные запасы в зоне отбора оставались по-прежнему высокими.

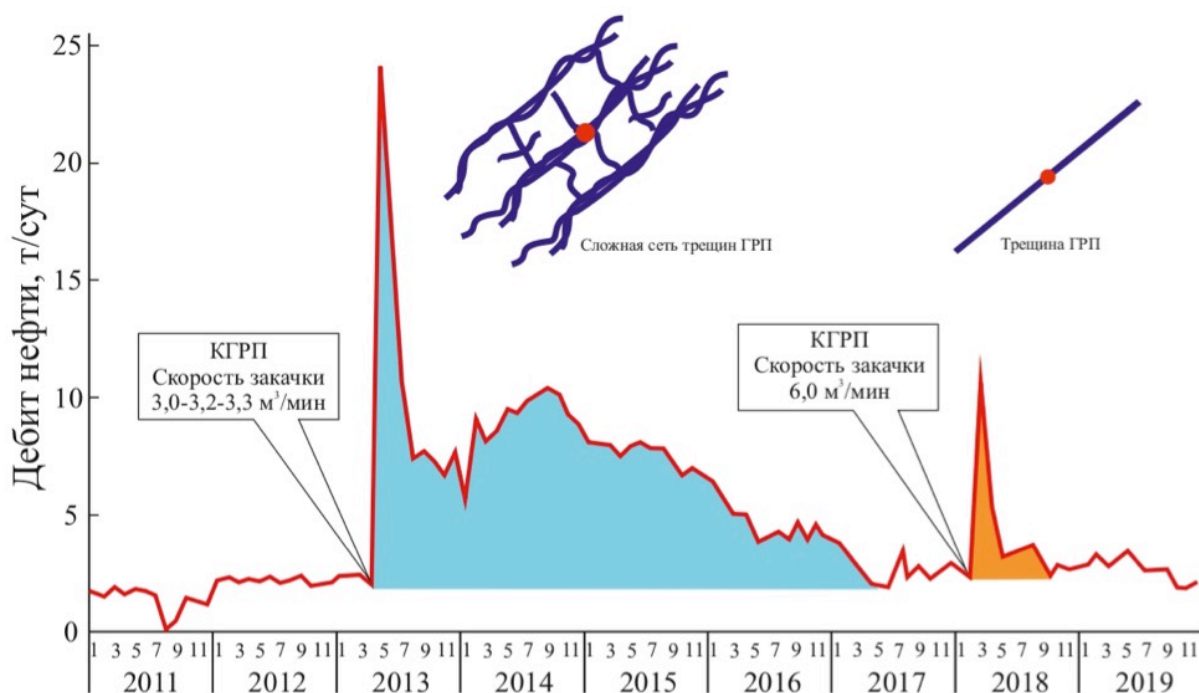


Рис.3.11. Динамика показателей эксплуатации скв.408 в период проведения гидроразрывов

В ходе анализа графиков КВД установлено, что наличие трещины ГРП диагностируется только после проведения второго КГРП. Исследования после первого гидроразрыва продемонстрировало образование в пласте

сложной системы трещин. Подобный анализ выполнен для всех мероприятий по гидравлическому разрыву, выполненных на объекте. Результаты данного анализа, в ходе которого сопоставлены параметры технологической эффективности ГРП, геометрия образовавшихся трещин, а также скорости закачки жидкости разрыва, представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Влияние скорости закачки жидкости разрыва на геометрию трещин и технологическую эффективность ГРП

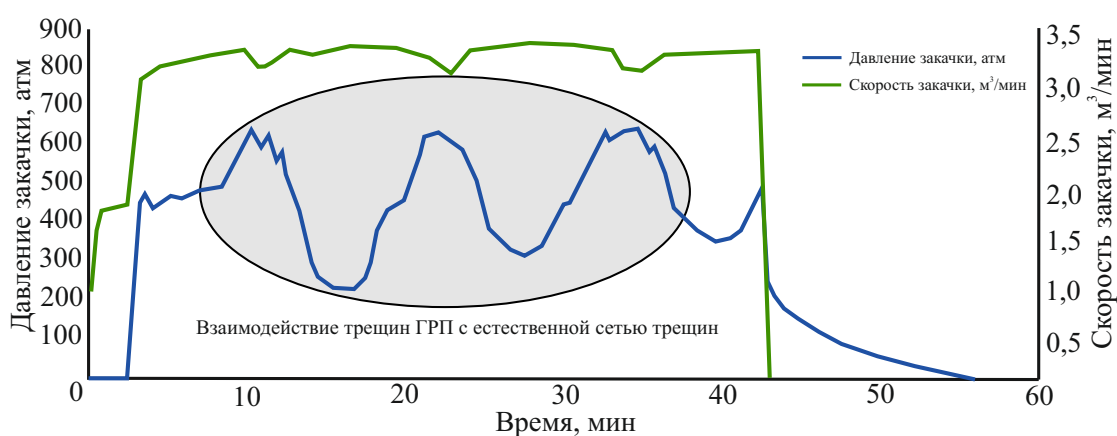
Система трещин	Скорость закачки, м ³ /мин	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн
Сложная	1 – 3,5	6,2 – 13,0
Простая	4,5 – 6,0	0,1 – 5,8

Обобщая результаты исследований можно сделать вывод о том, что в рассматриваемом карбонатном объекте максимальные значения показателей технологической эффективности ГРП достигаются при создании в пласте сети трещин сложной геометрии. Чем проще геометрия образовавшейся трещины, тем ниже эффективность мероприятия. Таким образом, основным направлением повышения эффективности гидравлического разрыва пласта в рассматриваемых условиях следует считать обеспечение создания системы трещин сложной геометрии и подбору конкретной технологии, обеспечивающей выполнение данного условия.

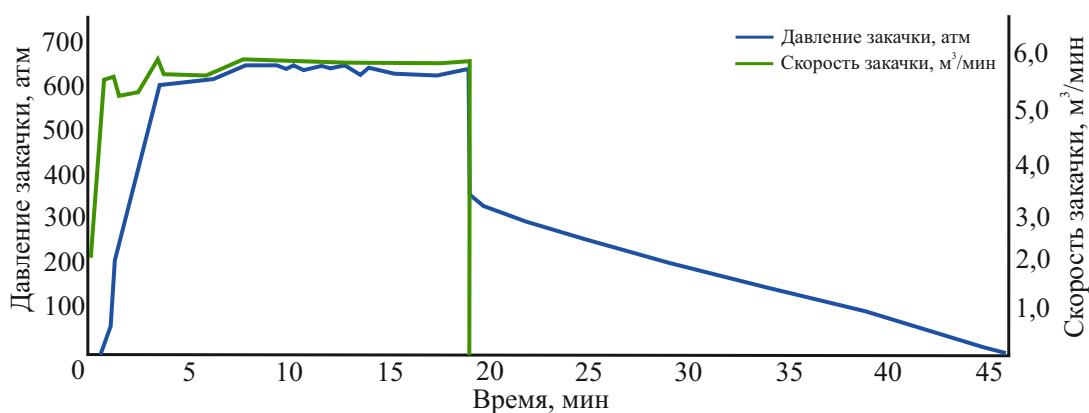
Для детализации исследований влияния скоростей закачки жидкости разрыва в ходе проведения мероприятия выполнен анализ фактической динамики давления закачки по всем скважинам – объектам воздействия. Факт зависимости графика, отражающего динамику давления закачки от геометрии образующихся трещин отмечен в ряде научных работ. Установлено, пересечение трещины ГРП с системой естественных трещин сопровождается характерными колебаниями давления закачки в процессе гидроразрыва и сложным видом соответствующего графика. С увеличением размеров (раскрытости) естественной трещины интенсивность колебаний нарастает, и чем сложнее сеть естественных трещин, тем больше условных

экстремумов прослеживается на кривой динамики давления закачки. Данный вывод подтвержден в ходе исследований применительно к рассматриваемым условиям, что проиллюстрировано на примере графиков динамики давления и скорости закачки на рассматриваемой ранее скв.408 с двумя гидроразрывами (рис.3.12).

Таким образом, обобщая выполненные исследования, можно сделать вывод, что оптимальная технология проведения кислотного ГРП в условиях рассматриваемой карбонатной залежи должна обеспечивать создание сети трещин разрыва сложной геометрии, что достигается при невысоких скоростях закачки используемой жидкости. В свою очередь, признаком образования сети трещин сложной геометрии является интенсивные колебания давления закачки и выделения нескольких экстремумов на графике, отражающем его динамику.



а)



б)

Рис.3.12. Кривая динамики давления и скорости закачки (скв.408): а) при проведении первого кислотного гидроразрыва; б) при проведении второго кислотного гидроразрыва

Выводы по главе 3

Настоящая глава диссертационной работы посвящена изучению влияния структуры пустотного пространства на приток флюидов в условиях сложнопостроенной турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения, а также на проведение мероприятий по гидравлическому разрыву пласта.

Изучение условий притока выполнено с применением известного метода – множественного регрессионного анализа. При этом собран и обработан значительный промысловый материал, включающий геологические и технологические характеристики работы скважин. Построена серия многомерных статистических моделей дебитов, анализ которых позволил получить важный вывод о том, что в рассматриваемых условиях выделяются четыре диапазона, в рамках которых приток характеризуется своими, индивидуальными условиями. В каждом диапазоне дебит жидкости формируется различным сочетанием геолого-технологических факторов. При этом работоспособность полученных моделей подтверждена их высокими статистическими оценками и сходимостью с фактическими значениями дебитов скважин. Следует отметить установленный факт влияния на нескольких диапазонах структуры и свойств пустотного пространства на приток жидкости к скважинам. Соответственно, эти параметры следует считать инструментами, позволяющими управлять дебитом скважин.

Далее в настоящей главе выполнена оценка динамики структуры пустотного пространства в процессе гидравлического разрыва пласта. В качестве основного инструмента использованы данные гидродинамических исследований скважин, проведенных в период продолжающегося эффекта от ГРП. Интерпретация материалов этих исследований, выполненная в рамках настоящей работы с применением современных программных продуктов, позволила установить, что только в 30 % случаев в процессе ГРП на рассматриваемой залежи формируется так называемая «классическая»

трещина простой геометрии, которая обычно схематизируется как два крыла, развитых в противоположных от скважины направлениях. В остальных случаях формируется сложная система трещин, соответствующая известной модели «двойная пористость».

Поскольку идентификация геометрии образовавшейся трещины по графику КВД требует проведения исследования скважины с ее остановкой, актуальной задачей является необходимость разработки экспресс-признаков формирования трещин простой и сложной геометрии. Обобщение технологических показателей проведения ГРП позволило установить, что признаком формирования трещины простой геометрии является монотонное поведение давления на выкиде насосного агрегата. И наоборот, скачкообразная его динамика является признаком формирования сложной сети трещин.

Предварительное сопоставление геометрии трещин с показателями технологической эффективности позволило сделать вывод, что образование трещин сложной геометрии приводит к более значимым объемам дополнительной добытой в результате ГРП нефти.

Таким образом, настоящая глава диссертации раскрывает вопросы геометрии сформировавшихся при ГРП трещин. Актуальной задачей, требующей исследования, является выделение причин фактического пространственного размещения трещин (зон трещинообразования), чему будет посвящена следующая глава диссертационной работы.

ГЛАВА 4. ВЫДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ ЗОН ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ

Главным направлением повышения эффективности гидравлического разрыва пласта в любых условиях следует считать управление пространственным направлением формирующихся трещин, что позволит, например, вовлекать в разработку недренлируемые участки залежи, интенсифицировать приток из зон с максимальной плотностью остаточных подвижных запасов [1]. Так, задача выделения факторов, обуславливающих формирование и рост трещин, выделяется как приоритетная в работе [3].

В настоящее время задача оценки направления трещин ГРП активно решается многими отечественными и зарубежными исследователями [6, 8, 13, 24, 25]. При этом основным инструментом являются физические и/или математические модели коллектора. Однако ни одна из этих моделей не может в полной мере воспроизвести реальные свойства горной породы в пределах объема залежи, подвергающегося воздействию при ГРП. Например, в работе [3] автор указывает на сложность задачи достоверного описания развития трещин методами математического моделирования. Данная задача крайне редко решается в полной постановке, чаще рассматриваются какие-либо упрощенные случаи [46, 60].

Для анализа геометрии и ориентации трещин гидравлического разрыва пласта Yu and Aguilera (2012) использовали трехмерное аналитическое моделирование на основе линейного уравнения диффузии. В работе (Benyamin Yadali Jamaloei, 2021) указывается на невозможность применения доступных аналитических или полуаналитических решений для описания гидравлического разрыва пласта по причине сложности геометрии реальных трещин, поведения материалов и геологической структуры. Chekhonin and Levonyan (2012) моделировали распространение трещин гидравлического

разрыва пласта с помощью самосогласованной механической модели. Для изучения направления распространения трещин Zhou, Zheng (2016) применили комплексную численную модель. Аналогичные численные методы реализованы в специализированных программных продуктах. В частности, в работе (Arnaud van Harmelen et al., 2018) представлена 3D-модель роста трещины в деталях машин, реализованная в конечно-элементной программе ZENCRACK (разработка компании Zentech International Limited), используемой в механике разрушения. Численное моделирование, основанное на методе граничных элементов, реализовано в программах Franc3D (FRacture ANalysis Code for 3D), ANSYS и других продуктах (Ming Chen et al., 2020). При этом в работе (Bureninia I.V. et al., 2018) указывается на недостатки подобных подходов, которые заключаются в необходимости перестроения сетки с целью обеспечения требуемой точности определения направления и критерия продвижения трещины.

Кроме того, существуют неопределенности при выборе моделей самой трещины, а не только при моделировании ее возникновения [81, 83, 85, 94]. В работе (Rots et al., 1985) указывается на эффективность модели размазанной трещины (SCM) применительно к описанию трещины гидравлического разрыва пласта. Hu et al. (Hu et al., 2014) использовали модель размытой трещины в сочетании с методом межфазной связи для моделирования гидравлического разрыва пласта в трехмерном моделировании. На сегодняшний день используют следующие модели трещин при моделировании гидравлического разрыва пласта: (1) 2D модели; (2) Псевдо 3D (P3D) модель; (3) Модель с сосредоточенными параметрами (LP); (4) Трехмерная модель плоской трещины с упругими связями; (5) Трехмерная модель плоской трещины с разделением на сдвиг; (6) Модель разрыва смещения (DDM); (7) Модель дискретной сети трещин (DFN); (8) Модель отличного элемента (DEM); (9) Модель связанных частиц (BPM); (10) Синтетическая горная масса (SRM) с BPM и моделью гладкого стыка (SJM); (11) Решеточная модель (включая двухрешеточную реализацию SRM); (12)

Модели континуума и расширенного континуума; (13) Бессеточные модели (Benyamin Yadali Jamaloei, 2021). Практически все модели трещин, используемые при описании процесса гидравлического разрыва пласта, используют упрощающие допущения. Эти упрощения ограничивают применимость моделей в неоднородных коллекторах (например, в коллекторах с естественными трещинами) или в случаях, когда роль ранее существовавших плоскостей разрушения более значительна.

Кроме того, перенос результатов математических и лабораторных экспериментов в условия реальных продуктивных пластов затрудняется сложностью практического определения значений многих параметров, используемых в ходе экспериментов в качестве факторов, которые формируют закономерности образования трещин (Wei Fu et al., 2019). Например, в большинстве и лабораторных, и математических экспериментов выделяют следующие параметры, управляющие процессом образования трещины: тензор главных напряжений, главные горизонтальные напряжения, трещиностойкость, коэффициент Пуассона, модуль Юнга и тому подобное (Yakhina, 2018; Bing Hou et al., 2019; Biao Shu et al., 2019). На практике информация о значениях этих параметров во всех точках продуктивного пласта в один момент времени, соответствующий началу гидравлического разрыва пласта, зачастую является недоступной (Amir Ghaderi et al., 2018). Особенно данная проблема актуальна для карбонатных коллекторов, характеризующихся сложным строением пустотного пространства, естественной трещиноватостью и анизотропией проницаемости.

В этой связи представляется актуальным проведение исследований, заключающихся в выделении параметров, которые определяют закономерности образования трещин в реальных продуктивных пластах, в том числе со сложной структурой пустотного пространства. Главное требование к этим параметрам заключается в том, что практическое определение их фактических значений в условиях нефтяного промысла не должно сопровождаться затруднениями.

В настоящей работе предлагается принципиально иной подход, заключающийся в исследовании и анализе направления трещин, уже образовавшихся в результате фактически выполненных операций. Наличие подобной информации позволит оценить вероятные причины того или иного пространственного размещения трещин, закономерностей их образования в процессе гидравлического разрыва.

Таким образом, поставленная в настоящей главе диссертации задача разделена на две:

1. установление пространственного расположения образовавшихся в результате уже выполненных операций ГРП трещин;
2. выделение и проверка гипотез о наличии факторов, определяющих пространственное размещение трещин гидроразрыва в рассматриваемых условиях.

4.1. Изучение пространственного размещения зон формирования трещин гидроразрыва на скважинах турнейско-фаменского объекта Гагаринского месторождения

Оценка направления трещины гидроразрыва является актуальной задачей промысловой геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений [14]. На практике с этой целью проведение ГРП сопровождают специальными геофизическими исследованиями. Контроль за гидроразрывом на месторождениях Пермского края осуществляют с помощью двух методов:

- МСМ – микросейсмический мониторинг [15, 119];
- ВАК – волновой акустический каротаж.

Однако повсеместная реализация данных методов затруднительна по причинам технологического и экономического характера [23, 74, 77, 94]. Так, авторами [38] указывается, что в пределах крупных регионов нефтедобычи

выделяют области с неблагоприятными сейсмогеологическими условиями, в которых практическое применение метода микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта нецелесообразно. На неопределенности при интерпретации данных сейсмических методов контроля гидравлического разрыва пласта указывается в работах [98, 100, 103, 111, 113]. Авторы указывают на недостаточную изученность влияния инженерных и геологических факторов на сейсмичность. В работе [100] авторы указывают на недостатки геофизического мониторинга ГРП и подчеркивают актуальность разработки других (численных или аналитических) методов оценки его результатов.

В этой связи, работы [30, 41] посвящены разработке косвенной методики оценки пространственного размещения трещин, образующихся при гидравлическом разрыве пласта. В результате авторами предложена методика, основанная на оценке изменения степени взаимодействия (интерференции) между скважинами [35, 39]. Считается, что возникновение трещин в той или иной зоне пласта приведет к изменению взаимодействия между скважинами. В качестве меры взаимодействия предлагается использование коэффициента корреляции между дебитами жидкости. Результаты практической реализации данной методики в полной мере совпадают с материалами специальных геофизических исследований по мониторингу ГРП (МСМ, ВАК). Методика демонстрирует высокую достоверность решения указанной задачи на месторождениях со сформированной системой разработки (при наличии рядом расположенных скважин). Поскольку основной объект исследований настоящей диссертационной работы – турнейско-фаменская залежь Гагаринского месторождения, разбурена в полной мере, а работа скважин контролируется регулярными измерениями дебитов, принято решение о возможности использования данной методики для оценки направления трещин, сформировавшихся при проведении всех ранее выполненных операций.

В качестве примера ниже приводятся расчеты, выполненные применительно к скважине 423, на которой в ноябре 2012 г. проведен кислотный гидравлический разрыв пласта. В непосредственной близости от скважины 423 расположены скважины №№ 406, 427, 429, 430, 433 и 9070 (рис.4.1).

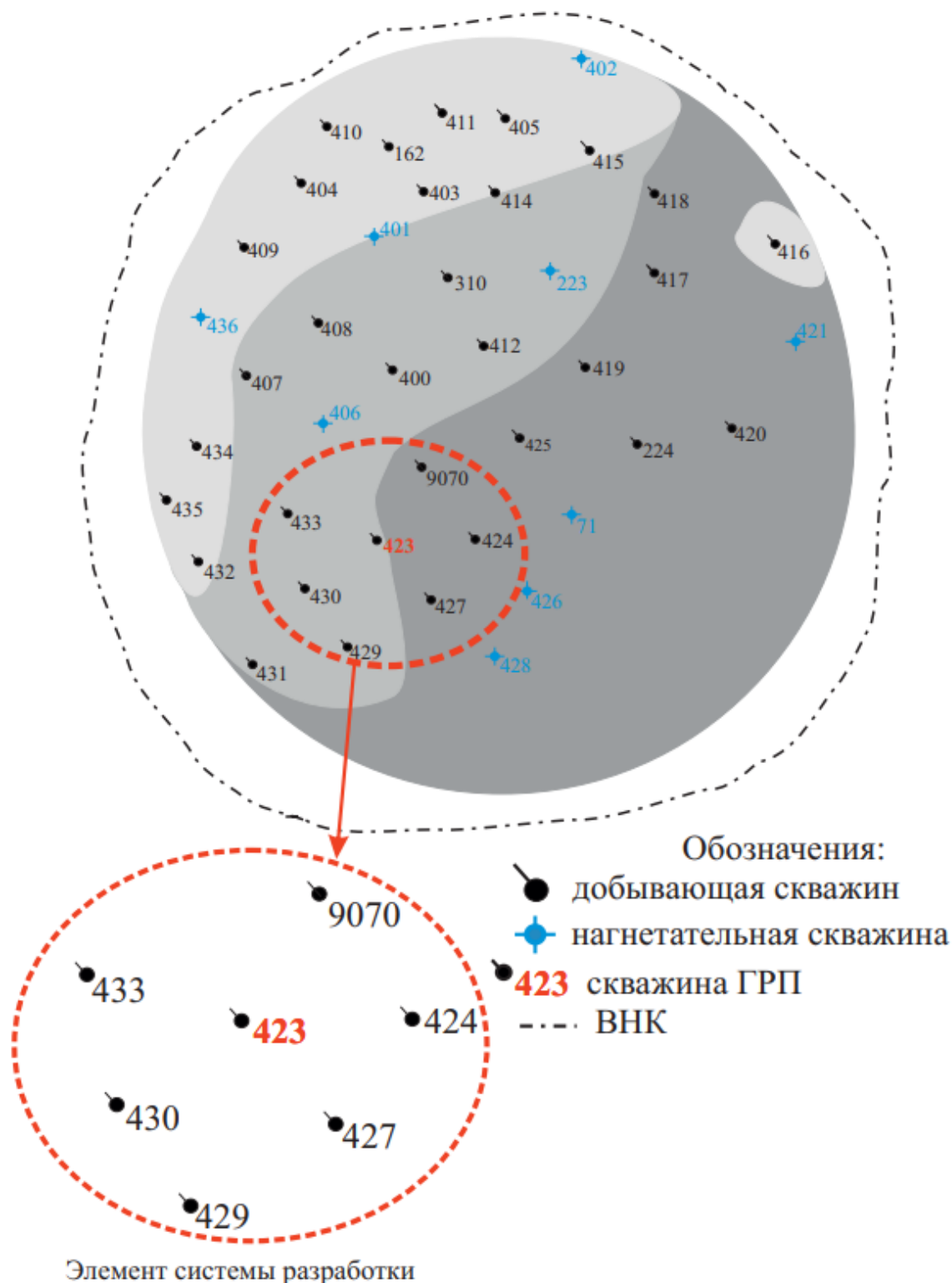


Рис.4.1 Выделение элементов систем разработки

Данные о дебитах скважин и коэффициентах корреляции между ними приведены в таблицах 4.1, 4.2.

Таблица 4.1

Динамика дебитов жидкости скважин элемента системы разработки до ГРП
на скв.423

Дата	Дебит скважины – объекта ГРП	Дебиты жидкости окружающих скважин				
		9070	429	430	427	433
июля.15	11,00	3,39	5,64	3,29	4,86	8,54
авг.15	5,00	3,50	5,52	3,29	4,69	5,68
сент.15	3,97	2,90	5,62	2,76	4,74	4,13
окт.15	3,95	3,49	6,09	2,91	5,39	2,71
нояб.15	3,92	3,53	6,30	2,86	5,63	2,38
дек.15	3,67	2,01	8,18	2,95	6,24	2,64
январ.16	4,60	1,97	8,77	2,18	5,85	2,33
февр.16	4,90	1,74	9,33	1,77	5,60	2,08
марта.16	5,40	2,17	8,04	1,57	5,90	4,08
апр.16	5,13	2,23	8,50	1,48	5,57	5,95
мая.16	4,32	2,08	7,64	1,31	4,86	5,38
июня.16	4,56	2,26	8,83	1,32	5,07	5,53
июля.16	3,99	1,89	8,16	1,22	4,48	3,63
авг.16	4,25	1,95	8,87	0,83	4,28	2,60
сент.16	4,05	1,65	8,99	0,79	4,04	2,31
окт.16	4,06	1,72	8,70	0,69	3,96	0,00
нояб.16	4,43	1,92	9,70	0,73	4,73	0,00
дек.16	4,89	2,52	10,40	0,80	4,69	2,66
январ.17	4,84	2,46	9,71	0,70	3,03	2,80
февр.17	6,60	3,00	11,24	0,00	3,70	3,02
марта.17	5,67	2,95	12,80	0,00	3,44	2,83

Таблица 4.2

Динамика дебитов жидкости скважин элемента системы разработки после
ГРП

Дата	Дебит скважины – объекта ГРП	Дебиты жидкости окружающих скважин				
		9070	429	430	427	433
апр.17	14,18	3,03	9,80	4,25	6,61	5,80
мая.17	12,47	2,57	9,52	3,63	6,06	5,52
июня.17	12,99	2,39	10,11	2,79	6,24	5,16
июля.17	13,12	2,47	9,60	2,49	6,32	5,22
авг.17	11,94	2,47	9,01	1,27	5,71	4,73

Дата	Дебит скважины – объекта ГРП	Дебиты жидкости окружающих скважин				
		9070	429	430	427	433
сент.17	12,84	1,85	8,76	0,48	6,30	5,14
окт.17	12,68	3,45	7,69	0,22	6,57	5,20
нояб.17	12,98	3,75	7,18	0,21	6,66	5,77
дек.17	11,10	3,69	6,90	0,21	5,83	5,93
январ.18	8,17	3,25	6,12	0,20	6,13	5,77
февр.18	6,14	3,29	5,75	0,30	5,45	5,15
марта.18	5,57	3,04	5,27	12,20	5,43	7,05
апр.18	5,47	3,26	5,29	5,66	4,97	6,97
мая.18	6,72	3,77	5,55	3,27	5,31	8,49
июня.18	6,38	3,43	5,85	3,31	5,10	8,96

По приведенным в табл. 4.1 и 4.2 данным рассчитаны значения коэффициентов корреляции и его изменение в результате ГРП на скв.423 Гагаринского месторождения (табл. 4.3).

Таблица 4.3

Изменение меры взаимодействия (коэффициента корреляции между дебитами жидкости) между скважинами в пределах элемента системы разработки

Период расчета	Значение коэффициента r для скважин				
	9070	429	430	427	433
после ГРП	-0,44	0,90	-0,43	0,88	-0,67
до ГРП	0,39	-0,06	0,12	-0,12	0,61
Δr	0,83	-0,96	0,56	-1,01	1,27

Распределение параметра r до и после ГРП, а также Δr по площади элемента системы разработки отражено на рис.4.2, 4.3.

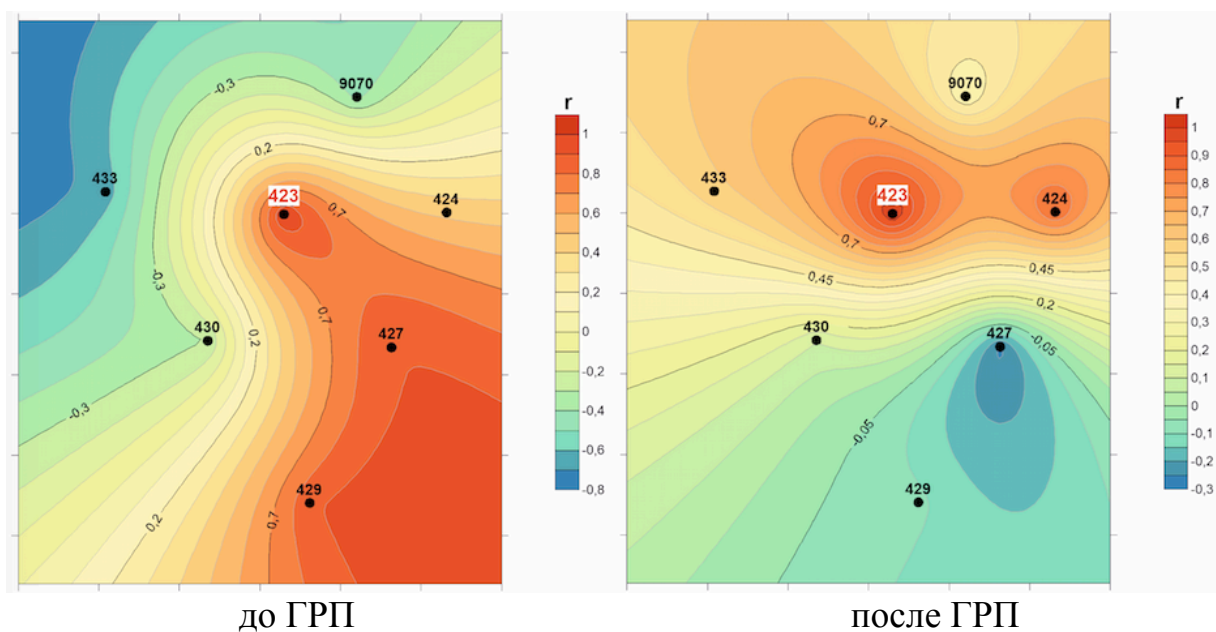


Рис.4.2. Схема изменения меры взаимодействия между скважинами в пределах элемента системы разработки до и после ГРП

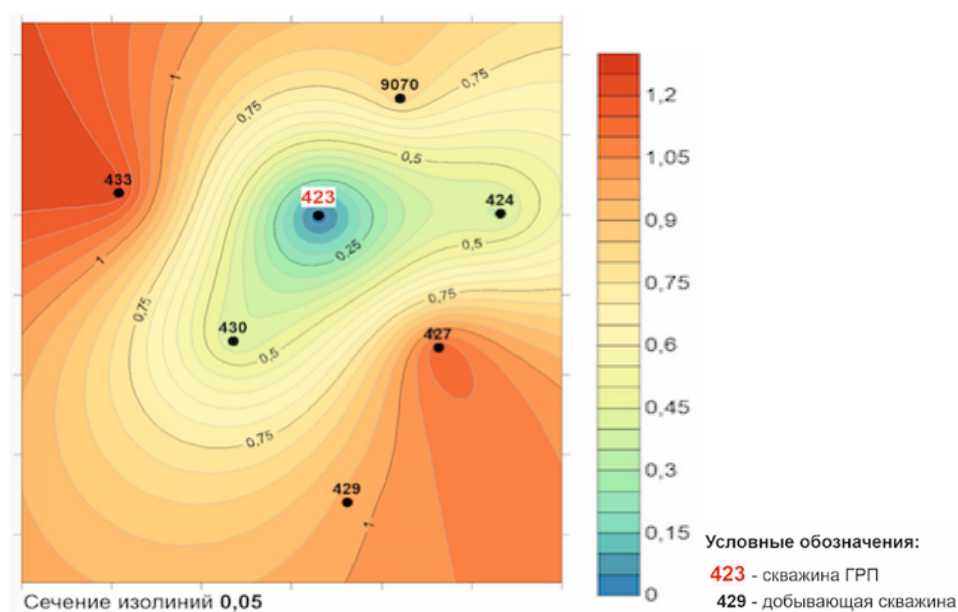


Рис. 4.3. Схема изменения параметра Δr на площади элемента системы разработки (вокруг скв.423)

Как следует из анализа рис.4.3, максимальное изменение коэффициента корреляции между дебитами отмечается в направлении скв.433 и скв.427, что в полной мере подтверждается результатами ВАК-Д (рис.4.4).

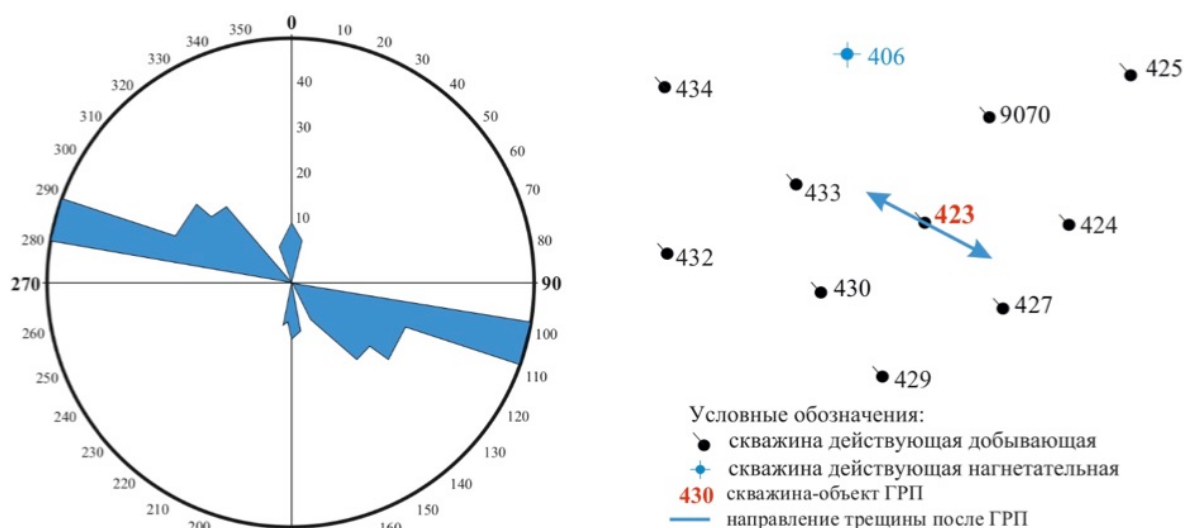


Рис. 4.4. Пространственное положение трещины ГРП по ВАК-Д

Таким образом, данные геофизического мониторинга гидравлического разрыва пласта, проведенного в скважине 423 Гагаринского месторождения подтверждают достоверность результатов косвенной методики оценки пространственного размещения трещин ГРП в рассматриваемых геолого-физических условиях, что позволяет применить ее для всех скважин объекта, на которых выполнен ГРП.

Ниже приводятся схемы, графически иллюстрирующие изменение взаимодействия между скважинами элементов системы разработки в результате проведения ГРП (для нескольких типовых скважин), с выделением участка вероятного трещинообразования.

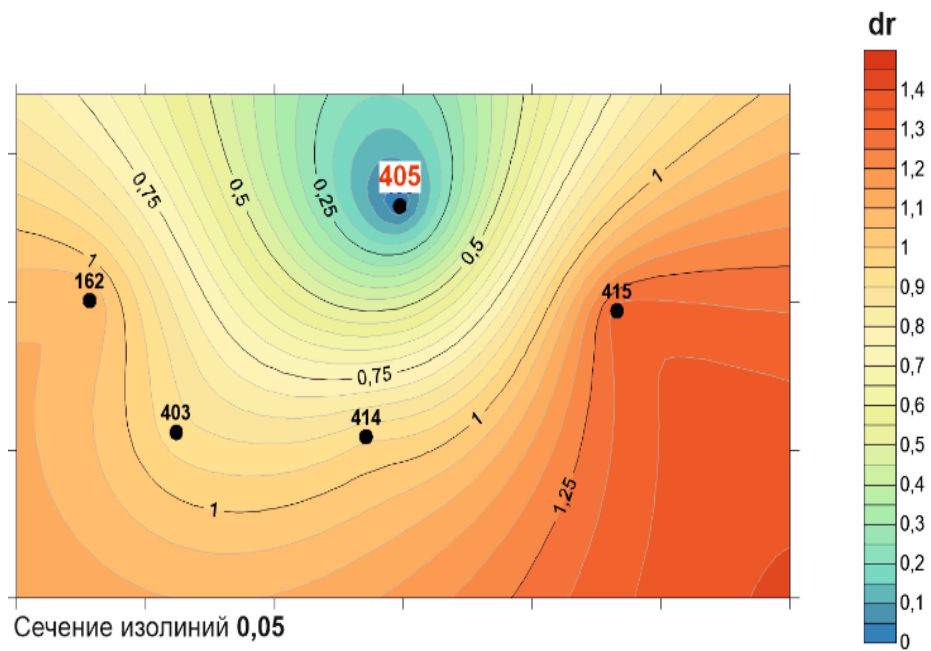


Рис. 4.5 Схема изменения параметра Δr на площади элемента системы разработки (вокруг скв.405)

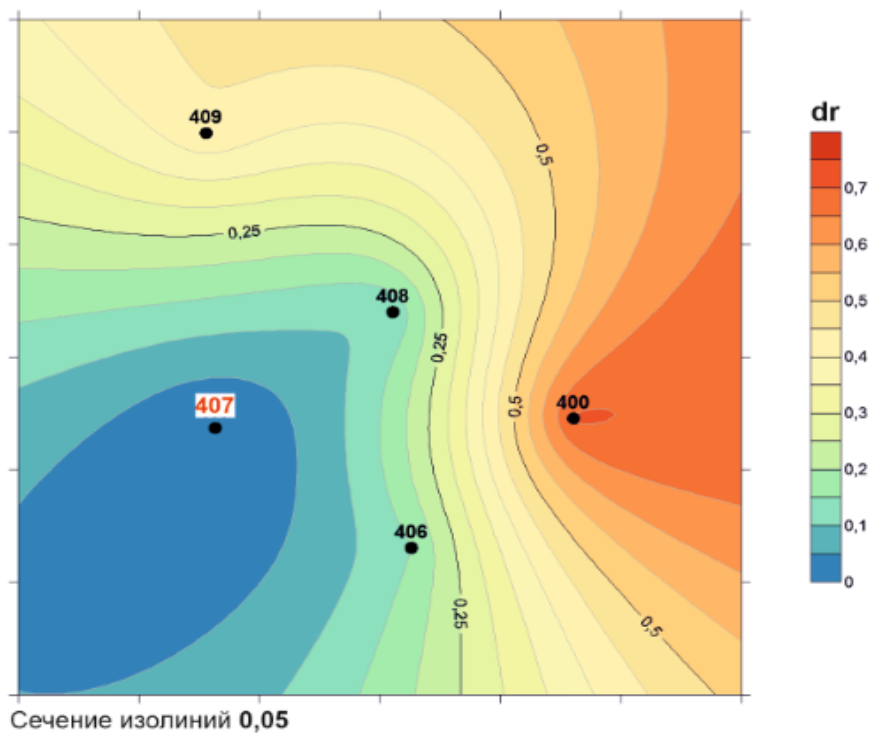


Рис. 4.6. Схема изменения параметра Δr на площади элемента системы разработки (вокруг скв.407)

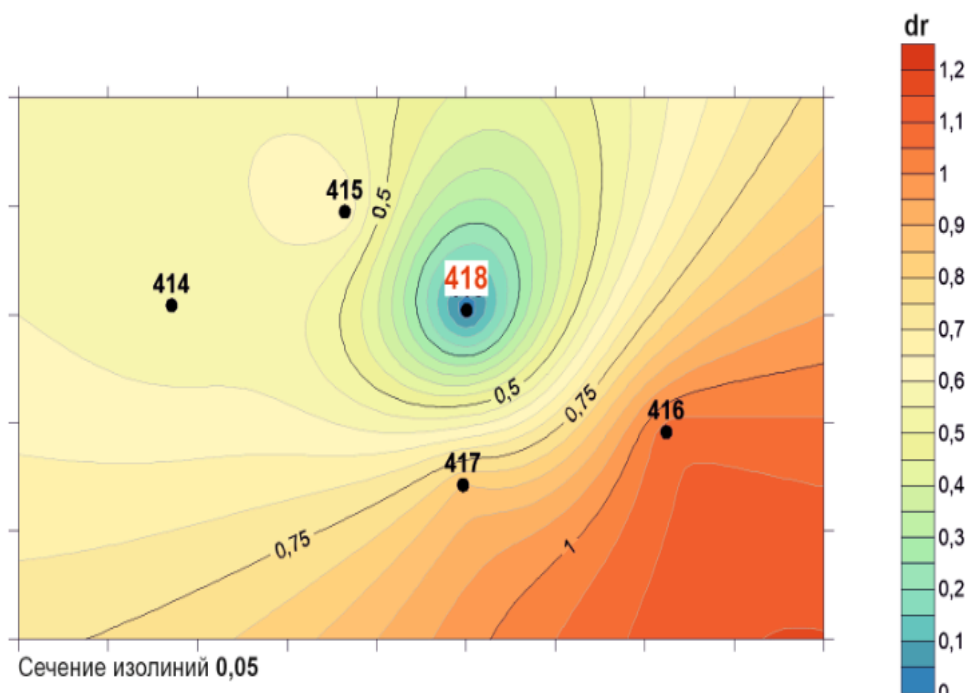


Рис. 4.7. Схема изменения параметра Δr на площади элемента системы разработки (вокруг скв.418)

4.2. Выделение факторов, определяющих пространственное размещение зон трещинообразования

Возможность определения пространственного размещения фактически сформированных трещин гидроразрыва позволяет продолжить исследования в актуальном направлении – выделении факторов, определяющих их направление.

В соответствии с известными представлениями геомеханики продуктивных пластов, формирование трещин определяется напряженным состоянием. Изучению напряженного состояния реальных пластов и его динамики в процессе разработки нефтяных месторождений посвящено большое количество теоретических и экспериментальных исследований.

По результатам выполненного аналитического обзора отечественных и зарубежных исследований установлено, что оценка реального напряженного состояния залежи нефти, приуроченной к карбонатному типу коллектора, представляет собой весьма сложную задачу. Неоднородность геологического строения и свойств карбонатных коллекторов и их нестационарное

поведение в процессе выработки запасов обуславливают затруднения в оценке геомеханических характеристик пластов. Таким образом, оценка закономерностей трещинообразования на основе привлечения фактических геомеханических свойств является трудновыполнимой задачей применительно к сложнопостроенным карбонатным залежам нефти.

В данной диссертационной работе исследования выполнены в направлении, предполагающем использованием только тех параметров, практическое определение которых не сопровождается значительными затруднениями. Одним из приоритетных факторов, вероятно оказывающих влияние на образование трещин гидроразрыва, является величина пластового давления в зоне воздействия. Очевидно, что все геомеханические характеристики пласта так или иначе связаны с текущим энергетическим состоянием. Факт влияния величины пластового давления на эффективность ГРП установлен авторами в работе [7]. Одним из выводов данной работы является отмеченная кратность прироста дебита при более высоких пластовых давлениях.

В этой связи основной гипотезой, принятой к исследованию, является оценка влияния пластового давления на момент проведения ГРП, на формирование образующихся трещин.

Для проверки указанной гипотезы привлечены данные по определению пластового давления в зонах дренирования всех скважин, эксплуатирующих турнейско-фаменскую залежь Гагаринского месторождения. Кроме того, вся залежь разделены на фрагменты – условные элементы системы разработки, включающие скважину – объект ГРП (в центре элемента), и соседние скважины, расположенные в непосредственной близости.

Для проверки гипотезы о влиянии пластового давления на образование трещин ГРП поставлена промежуточная задача, заключающаяся в построении схем распределения пластового давления в пределах элементов системы разработки на момент времени, соответствующий началу проведения ГРП – некоего аналога карты изобар для фрагментов залежи.

Существенным препятствием в решении поставленной задачи является одновременность фактических определений пластовых давлений. Несмотря на 100-процентный охват фонда скважин Гагаринского месторождения гидродинамическими исследованиями, фактические определения пластового давления трудно соотносить между собой, поскольку они выполнены зачастую со значительными разрывами во времени [16, 32, 37, 53, 54, 55, 78]. Таким образом, в процессе исследований сформулирована еще одна промежуточная задача, заключающаяся в необходимости определения величин пластового давления на один (любой) момент времени по всем действующим скважинам. В настоящей работе для воспроизведения пластового давления использована косвенная методика, основанная на применении методов искусственного интеллекта (машинного обучения) [5].

4.2.1. Воспроизведение динамики пластового давления по фонду скважин с применением методов искусственного интеллекта

При расчетах пластовых давлений использовались два метода машинного обучения – «случайный лес» и искусственная нейронная сеть (рис.4.8).

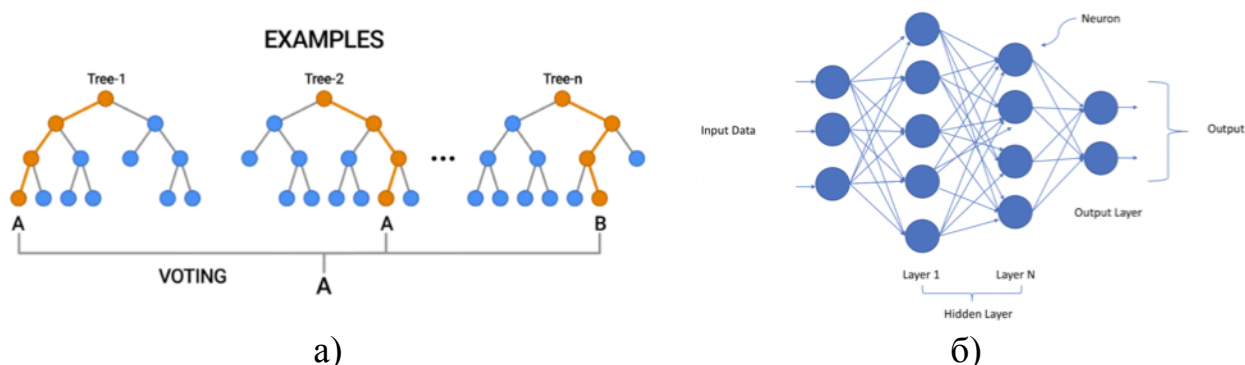


Рис.4.8. Визуализация применяемых методов искусственного интеллекта: а) случайный лес; б) полносвязная нейронная сеть

Метод машинного обучения «случайный лес» получил широкое применение во многих сферах и используется на практике для решения

различного рода задач [5, 27, 47, 72]. Данный алгоритм машинного обучения впервые предложен американскими математиками Лео Брайманом и Адель Катлер и является одним из немногих универсальных алгоритмов. Его универсальность заключается в том, что он позволяет решать задачи классификации, регрессии, кластеризации, поиска аномалий и т.д.

Искусственная нейронная сеть в настоящее время также успешно применяется в области нефтегазового инжиниринга [106]. Применение нейронной сети в данной области возможно благодаря использованию большого объема геолого-промысловых данных. При правильном обучении нейронная сеть может достоверно предсказывать необходимые параметры, определяя сложные нелинейные отношения между входными данными.

При вычислении пластовых давлений использован метод, показавший наилучшее совпадение расчетных и фактических значений искомой величины.

Косвенная методика воспроизведения пластового давления, используемая в ходе выполнения настоящих диссертационных исследований, реализована в качестве отдельного модуля в составе модульного сервиса автоматизации процессов гидродинамического моделирования и контроля разработки нефтяных месторождений «Data Stream Analytics» (рис.4.9), применяемого в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для решения соответствующих задач [12]. Преимуществами используемого сервиса являются:

- точность ретро- и перспективной оценки пластового давления по минимальному набору исходных данных (дебита скважины, коэффициенты эксплуатации, фактические пластовые давления);
- использование двух современных инструментов – полносвязанной нейронной сети и метода «Random Forest»;
- использование значительного (более 10 000 определений) промыслового материала при обучении моделей;
- простота практического применения.



Рис.4.9. Интерфейс программного комплекса «Data Stream Analytics»

В качестве примера в табл.4.4 приведены исходные данные и результаты расчета пластового давления за каждый месяц эксплуатации скв.415 Гагаринского месторождения за период с 2008 по 2018 г.г. Следует отметить, что используемый функционал позволяет определять пластовое давление с шагом в один месяц, однако, ввиду значительного объема полученных данных, в таблице представлены результаты вычислений только в те месяцы, которые характеризуются также наличием ГДИ с определением фактического пластового давления.

Таблица 4.4

Исходные данные и результаты вычисления пластового давления (в сопоставлении с фактическими значениями) для скв.415 Гагаринского месторождения

Дата	Дебит нефти, т/сут	Дебит жид-ти, м ³ /сут	WEFA (К-т экспл)	Пластовое давление, МПа		
				факт	расчет (случайный лес)	расчет (нейросеть)
2008-05-01	41,994	41,994	0,7688	14,253	14,177	13,641
2010-02-01	36,620	36,989	1	17,170	16,019	16,176
2012-09-01	38,026	38,291	0,9958	13,880	15,395	14,279
2012-11-01	30,985	31,788	0,2181	7,570	13,012	12,981
2014-01-01	1,454	1,516	0,9677	7,570	8,251	7,422
2014-02-01	1,000	1,152	0,3021	7,720	8,307	7,981
2014-04-01	1,927	2,186	0,9944	7,600	8,278	7,690
2016-01-01	2,406	2,440	0,7097	5,599	8,200	7,286
2017-11-01	2,473	2,712	0,7333	5,566	7,793	5,329
2018-10-01	1,333	1,702	0,6586	6,224	7,891	5,515
К-т корреляции между фактическим и расчетными P _{пл}					0,905	0,895

Для визуализации выполненных расчетов построены также графики, отражающие фактические и расчетные пластовые давления в динамике и в сравнении друг с другом (рис.4.10).

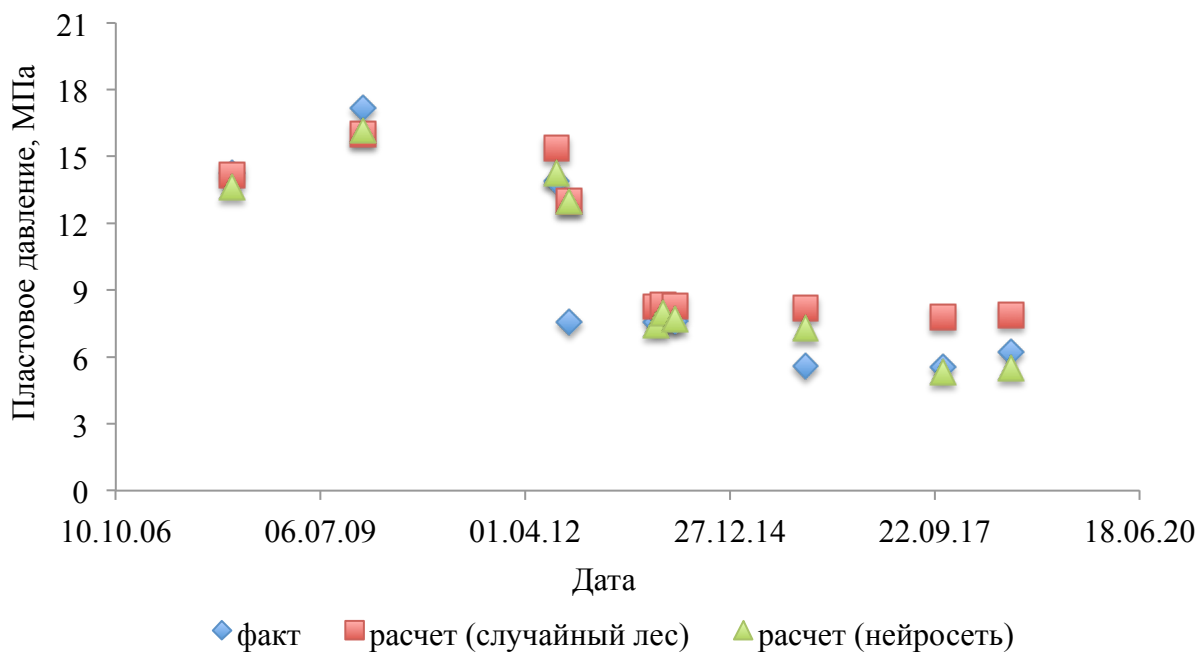


Рис.4.10. Сравнительная динамика фактического и расчетного пластового давления по скв.415 Гагаринского месторождения

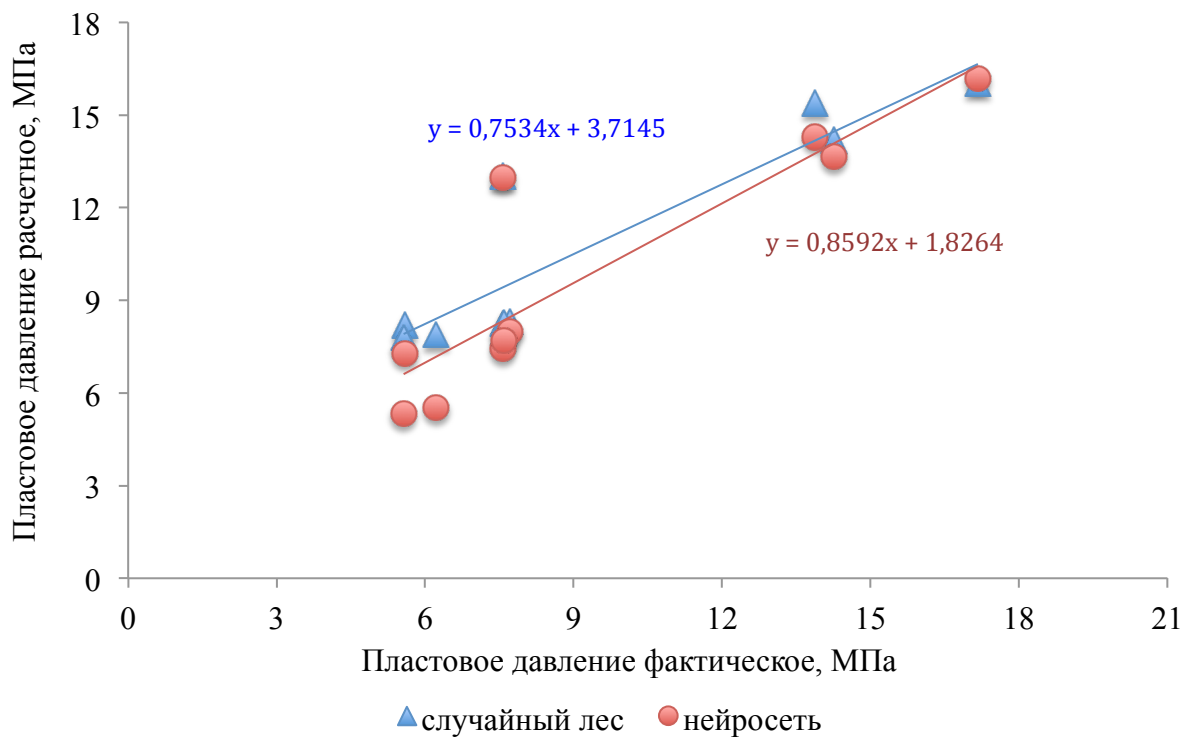


Рис.4.11. Корреляционное поле между фактическим и расчетными пластовыми давлениями скв.415 Гагаринского месторождения

Детальный анализ данных по сопоставлению фактических и расчетных пластовых давлений по скв.415 Гагаринского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- применяемые методы машинного обучения позволяют с высокой достоверностью воспроизводить данные по пластовому давлению, при этом несколько более высокое значение коэффициента корреляции демонстрирует метод «случайный лес»;
- по данным изучения корреляционной связи между расчетными и фактическими пластовыми давлениями установлена приоритетность использования нейросети, поскольку угловой коэффициент в аппроксимирующем уравнении ближе к единице, чем в уравнении для «случайного леса», свободный член уравнения для нейросети существенно меньше такового для «случайного леса».

Дальнейшие исследования направлены на изучение достоверности определения пластового давления по всему фонду скважин турнейско-фаменского объекта разработки Гагаринского месторождения.

4.2.2. Проверка достоверности воспроизведения пластового давления для фонда скважин Гагаринского месторождения

Расчеты, представленные выше и выполненные применительно к скв.415, проведены аналогичным образом для всех скважин эксплуатационного фонда Гагаринского месторождения. Для оценки достоверности воспроизведения пластового давления и выбора приоритетного метода машинного обучения для решения поставленной задачи рассчитаны значения коэффициентов корреляции между фактическими и расчетными значениями. В таблице представлены данные

только по тем скважинам, на которых в процессе эксплуатации выполнено более трех фактических измерений пластового давления для корректности процедуры корреляции. Результаты вычислений представлены в табл.4.5.

Таблица 4.5

Результаты оценки корреляционной связи между фактическими и расчетными пластовыми давлениями

№ пп	№ скв	Коэффициент корреляции между фактическими и расчетными пластовыми давлениями	
		«случайный лес»	нейросеть
1.	162	0,83	0,83
2.	223	0,84	0,81
3.	224	0,84	0,85
4.	310	0,79	0,86
5.	400	0,72	0,74
6.	401	0,75	0,88
7.	402	0,71	0,98
8.	404	0,77	0,80
9.	405	0,76	0,80
10.	406	0,63	0,77
11.	407	0,68	0,79
12.	408	0,84	0,73
13.	409	0,96	0,86
14.	410	0,67	0,92
15.	411	0,79	0,88
16.	412	0,85	0,72
17.	414	0,76	0,73
18.	415	0,90	0,89
19.	416	0,74	0,76
20.	417	0,60	0,69
21.	418	0,63	0,71
22.	419	0,64	0,74
23.	420	0,63	0,79
24.	423	0,61	0,73
25.	424	0,61	0,67
26.	425	0,65	0,69
27.	426	0,60	0,64
28.	429	0,76	0,68
29.	430	0,97	0,75
30.	431	0,76	0,78
31.	432	0,77	0,79
32.	433	0,77	0,73
33.	434	0,68	0,69
Среднее		0,74	0,78

Для детального анализа достоверности воспроизведения пластового давления применяемыми методами машинного обучения построена диаграмма, сопоставляющая его фактические и рассчитанные значения (рис.4.12).

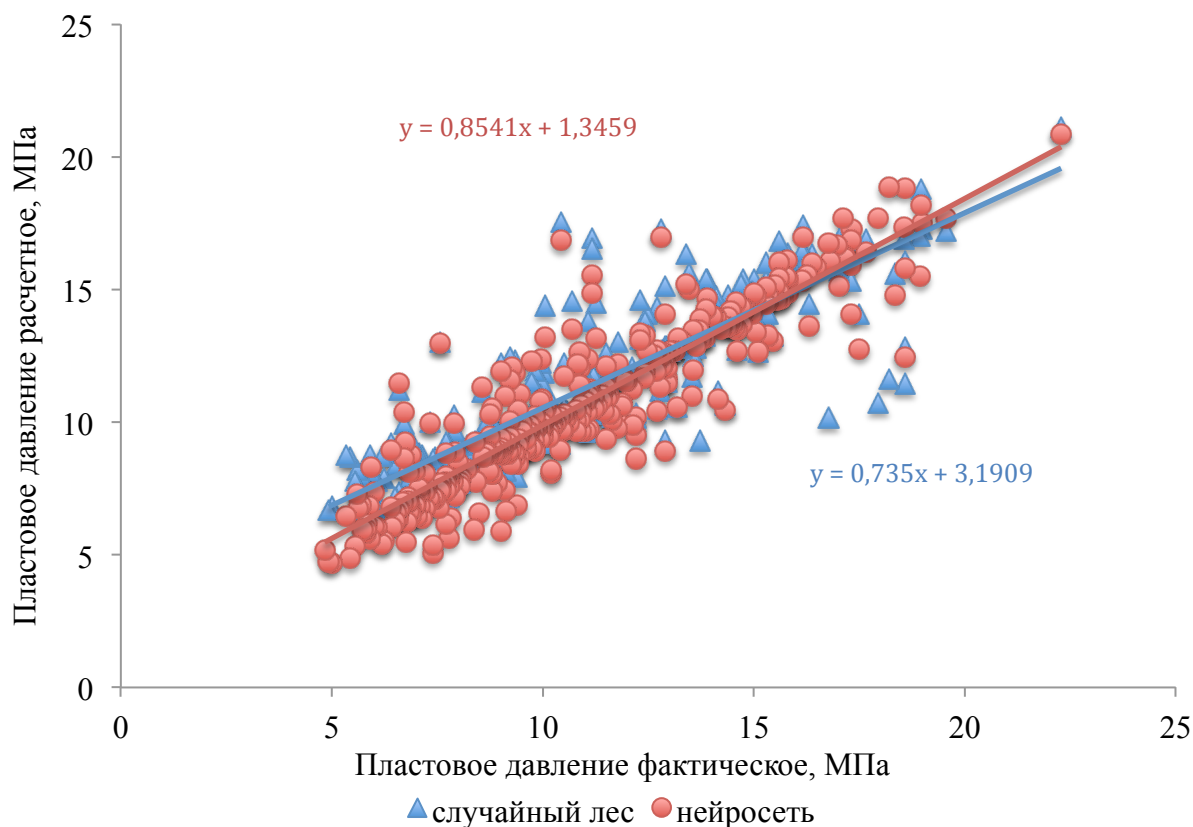


Рис.4.12. Сопоставление фактических и рассчитанных пластовых давлений по фонду скважин Гагаринского месторождения

Анализ диаграммы позволяет констатировать, что между фактическими и рассчитанными обоими методами пластовыми давлениями отмечается тесная корреляционная связь. Однако давления, рассчитанные с помощью нейросети, группируются более тесным образом, а аппроксимирующая линейная функция характеризуется более близким к единице уклоном и меньшей величиной свободного члена уравнения. С учетом отмеченного можно констатировать факт более достоверного воспроизведения пластового давления при использовании нейросети.

Установленная достоверность воспроизведения пластового давления методами машинного обучения позволяет решать непосредственную задачу

диссертационного исследования – оценить влияние энергетического состояния элемента системы разработки на пространственное размещение зон трещинообразования.

В качестве примера ниже приводятся результаты воспроизведения пластового давления по скважинам элемента системы разработки вокруг скв.423 (рис.4.13 – 4.15) в виде графиков сравнительной динамики расчетных и фактических значений его величины.

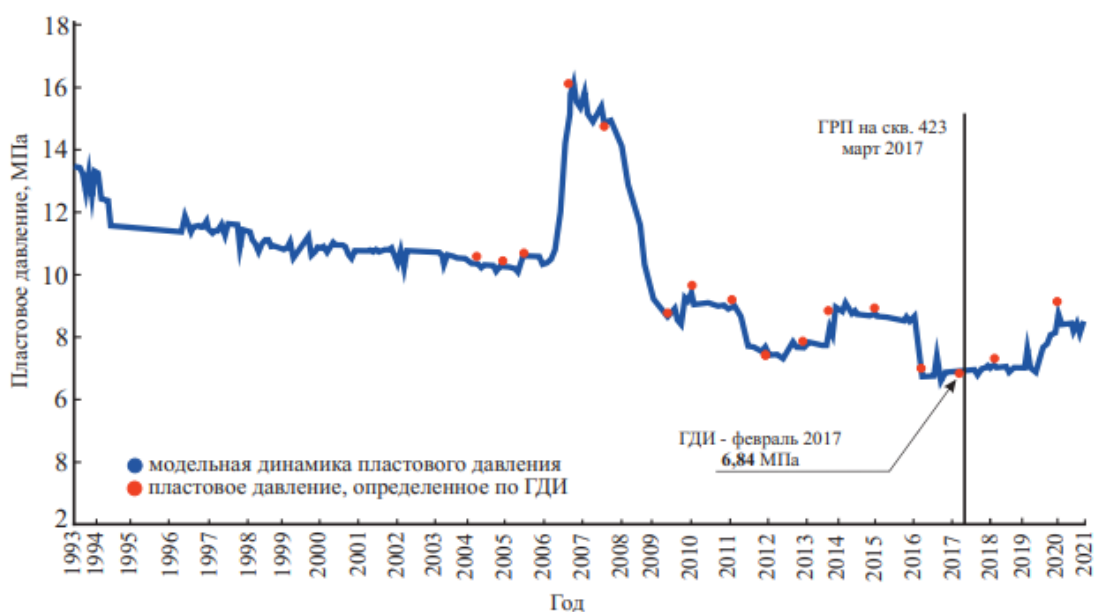


Рис. 4.13. Динамика фактического и модельного пластовых давлений при эксплуатации скв. 9070

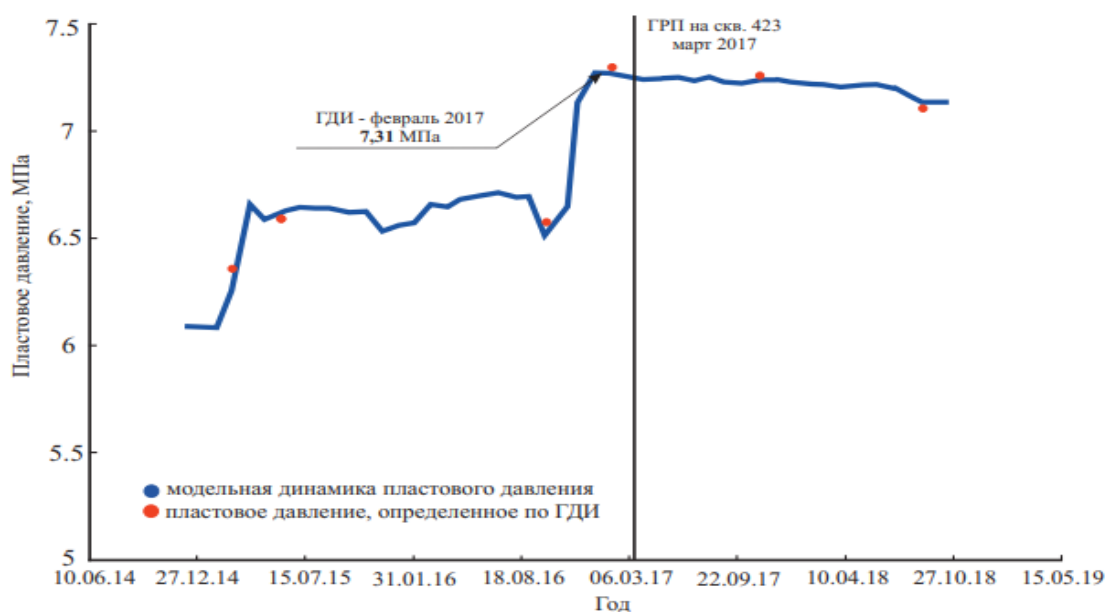


Рис. 4.14. Динамика фактического и модельного пластовых давлений при эксплуатации скв. 430

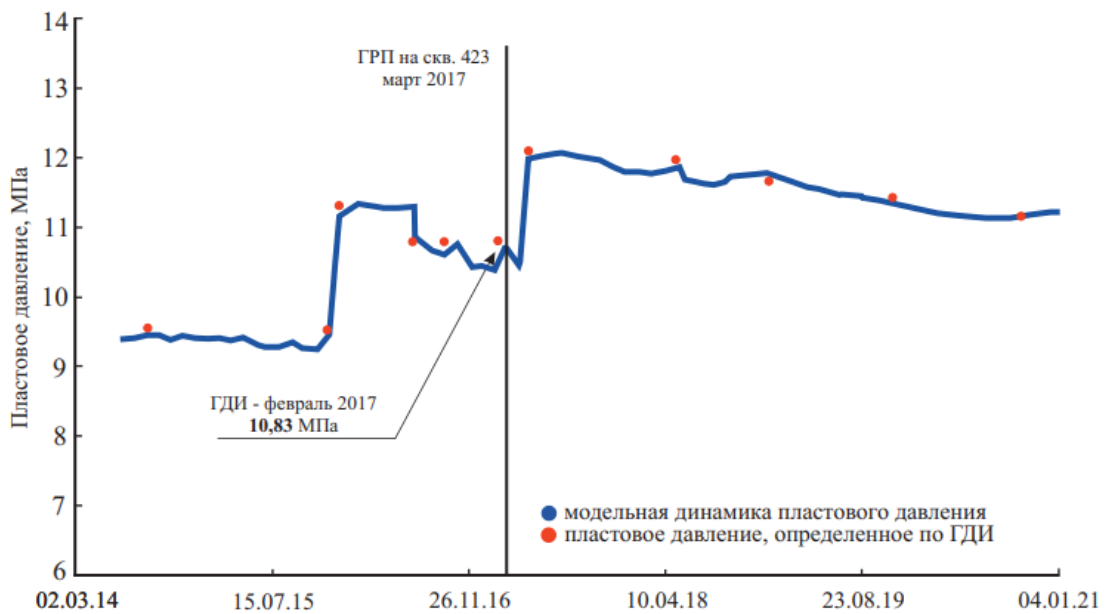


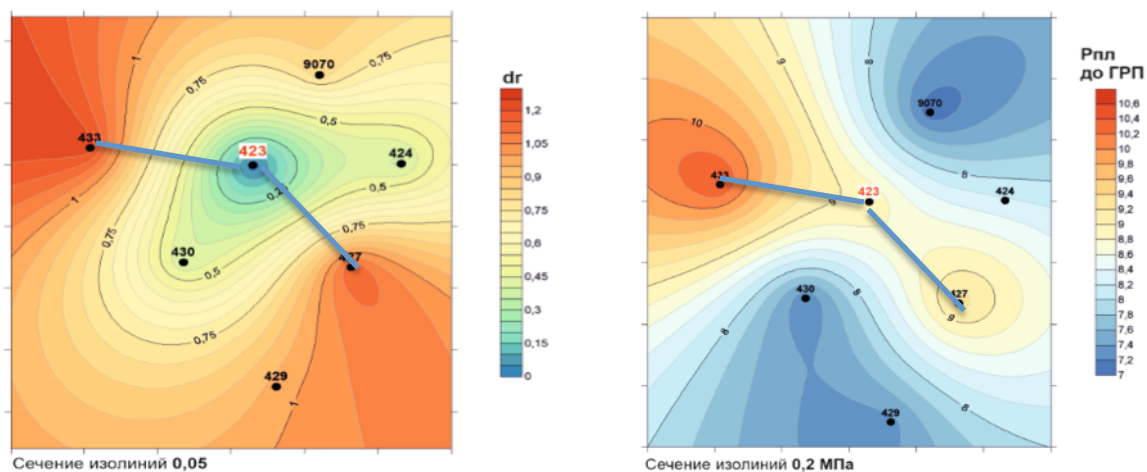
Рис. 4.15. Динамика фактического и модельного пластовых давлений при эксплуатации скв. 433

Анализ представленных на рис.4.13 – 4.15 данных подтверждают высокую точность ретроспективного воспроизведения пластового давления методами искусственного интеллекта, реализованными в ПО DSA, геолого-технологических условий турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения. Подобные расчеты выполнены для всех скважин, их результаты использованы для дальнейших исследований.

4.2.3. Исследование влияния динамического пластового давления на закономерности пространственного расположения зон трещинообразования

Для оценки влияния пластового давления на пространственное размещение зон трещинообразования выполнен совместный анализ схем распределения давления в элементе системы разработки (некоего аналога карты изобар) на дату начала ГРП и схем изменения корреляции дебитов, по которым определяется направление образовавшихся трещин (п.4.1).

В качестве примера приводится сопоставление схем (рис.4.16 - 4.19) для нескольких скважин турнейско-фаменского объекта разработки Гагаринского месторождения, в том числе для рассмотренной в п.4.1 скважины 423, на которой ГРП сопровождался геофизическим контролем трещинообразования (ВАК-Д).



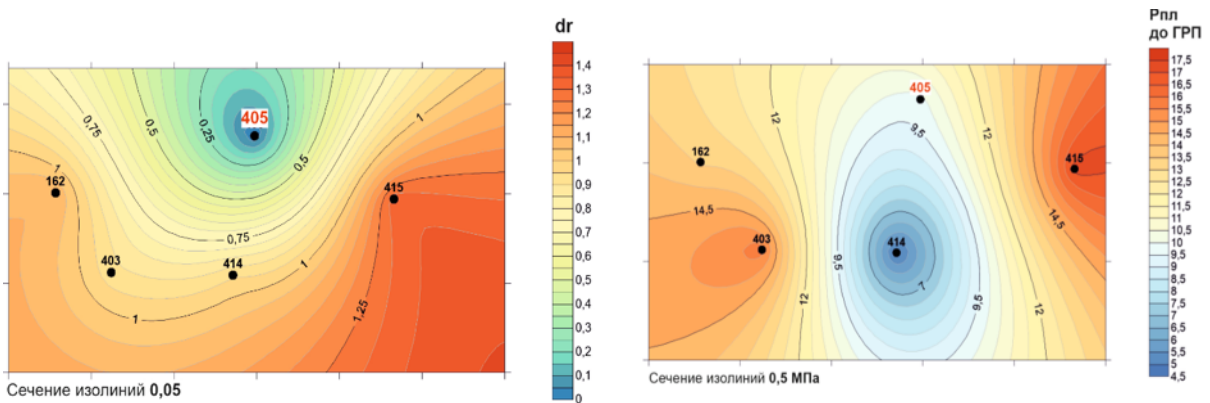
изменение корреляции дебитов

распределение давления до ГРП

Рис. 4.16. Сопоставление схем изменения корреляции дебитов и распределения давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.423

Исходя из схемы изменения корреляции дебитов, установлено, что зоны преимущественного трещинообразования размещены в направлении скважин 433 и 427. В пределах элемента системы разработки, включающего скважину – объект ГРП, скважины 433 и 427 характеризуются максимальными значениями пластового давления на дату проведения ГРП.

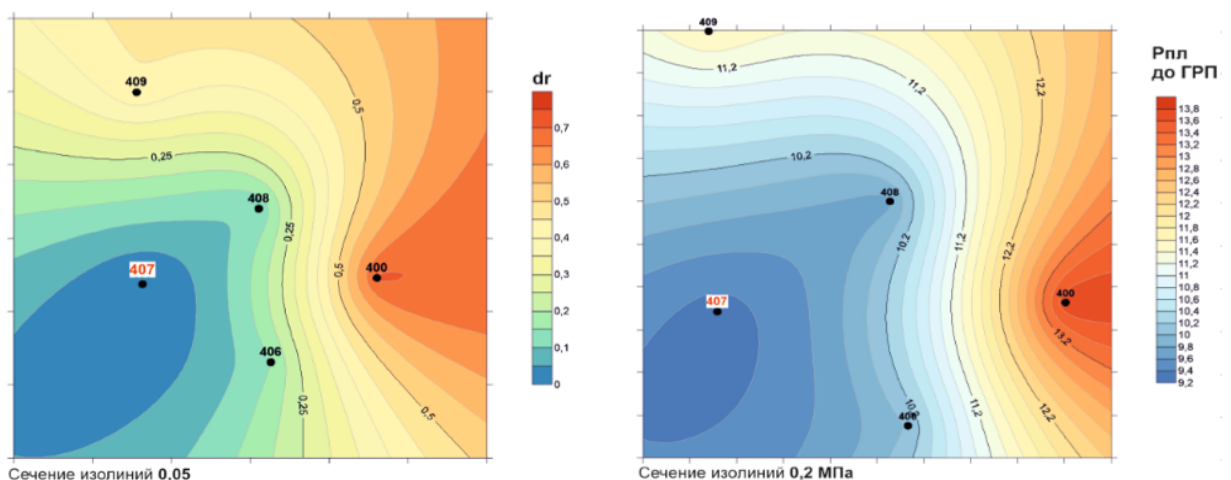
На рис.4.17 сопоставлены диаграммы, отражающие изменение взаимодействия между скважинами и распределение пластового давления до ГРП по элементу системы разработки вокруг скв.405.



изменение корреляции дебитов распределение давления до ГРП
 Рис. 4.17. Сопоставление схем изменения корреляции дебитов и
 распределения давления в пределах элемента системы разработки вокруг
 скв.405

Из сравнительного анализа представленных на рис.4.17 данных следует, что проведение ГРП на скв.405 привело к изменению взаимодействия скважины – объекта ГРП, и скважин западной и восточной части элемента. Эти же участки залежи характеризуются максимальными значениями пластового давления, что подтверждает правильность выводов о формировании трещин гидроразрыва в направлении максимальных пластовых давлений.

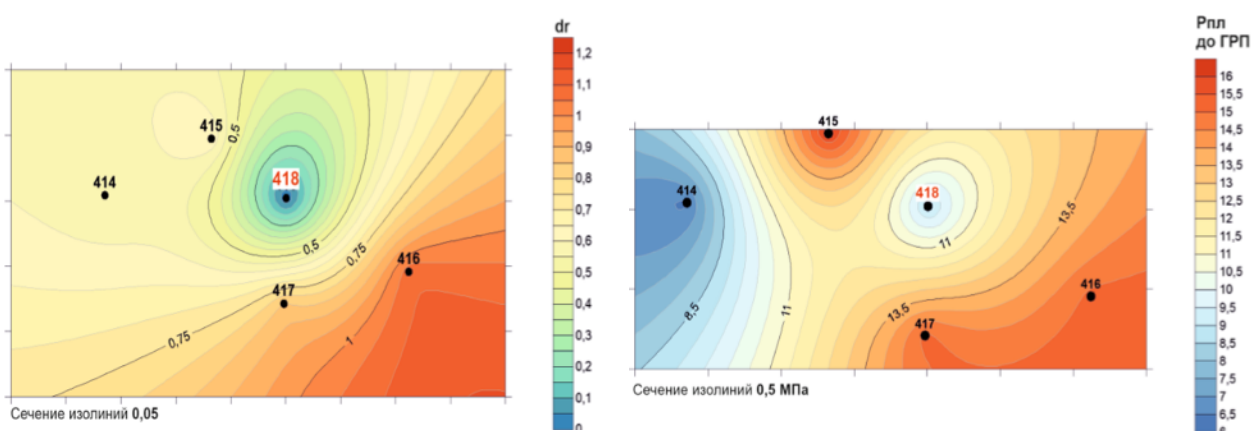
Анализ пространственного размещения зоны трещинообразования при ГРП на скв.407 выполнено при совместном анализе схем, представленных на рис.4.18.



изменение корреляции дебитов распределение давления до ГРП
 Рис. 4.18. Сопоставление схем изменения корреляции дебитов и
 распределения давления в пределах элемента системы разработки вокруг
 скв.407

Проведение ГРП на скв.407 привело к выраженному изменению взаимодействия со скв.400. При этом перед проведением ГРП для скв.400 характерно максимальное значение пластового давления. То есть трещина развилась в направлении скв.400.

Аналогичный анализ по оценке направлению трещины при проведении ГРП на скв.418 выполнен на основании сопоставления схем, представленных на рис.4.19. Максимальное изменение меры взаимодействия имеет место в юго-восточной части элемента системы разработки, который характеризуются максимальным пластовым давлением.



изменение корреляции дебитов

распределение давления до ГРП

Рис. 4.19. Сопоставление схем изменения корреляции дебитов и распределения давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.418

Аналогичные исследования выполнены для всех скважин турнейско-фаменского объекта разработки Гагаринского месторождения, на которых в разное время проведены гидравлические разрывы пласта. Во всех случаях получены схожие результаты, подтверждающие приоритетное развитие зон трещинообразования в направлении максимальных для участка залежи пластовых давлений.

4.3. Оценка влияния пластового давления на формирование трещин в условиях других месторождений

Научный и практический интерес представляет проверка гипотезы о влиянии величины пластового давления в пределах элемента системы разработки на пространственную ориентацию зоны трещинообразования для условий других месторождений. С этой целью привлечены данные, характеризующие опыт проведения ГРП на скважинах, эксплуатирующих турнейско-фаменскую залежь Озерного месторождения.

Озерное месторождение нефти расположено в непосредственной близости от рассматриваемого ранее Гагаринского месторождения, его промышленная нефтеносность также приурочена к карбонатным турнейско-фаменским и башкирско-серпуховским отложениям. Наряду со схожестью физико-химических свойств пластовых флюидов, данный факт обуславливает рассмотрение данных месторождений в качестве аналогов. Однако в ряде исследований отмечаются различия, например, в минеральном составе слагающих залежи горных пород.

Сравнительная геолого-физическая характеристика турнейско-фаменских объектов разработки Гагаринского и Озерного месторождений представлена в табл.4.6.

Таблица 4.6
Сравнительная геолого-физическая характеристика турнейско-фаменских залежей нефти Гагаринского и Озерного месторождений

Параметр	Гагаринское месторождение	Озерное месторождение
Глубина залегания, м	1935	1997
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15	20
Коэффициент пористости, %	10	9
Начальное пластовое давление, МПа	20,7	18,2
Газосодержание, м ³ /т	186	141
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,13	1,30

Как следует из анализа представленных в табл.4.6 данных, основные геолого-физические показатели турнейско-фаменских объектов Гагаринского и Озерного месторождения схожи. Таким образом, оценку достоверности полученных ранее в диссертации выводов для условий Озерного месторождения можно считать основанием для их тиражирования.

В качестве примера рассмотрена операция по ГРП на скв.428 (22.11.2018 г.). Размещение скважины в пределах залежи отражено на рис.4.20.

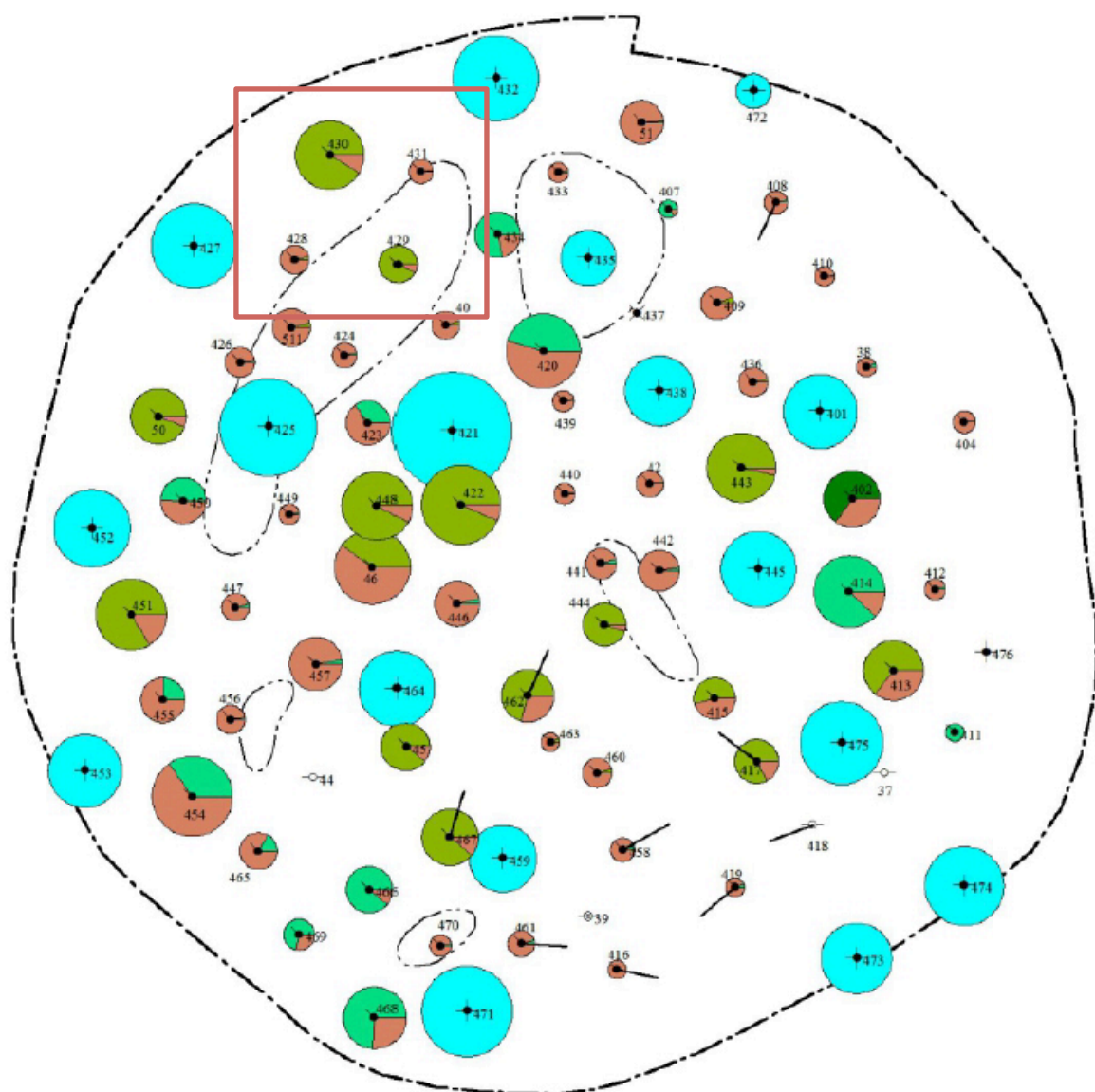


Рис.4.20. Карта текущих отборов турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения

Элемент системы разработки вокруг скв.428 представлен на рис.4.21.

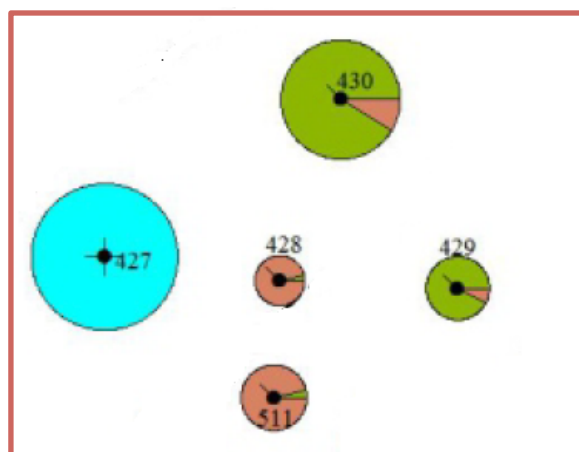


Рис. 4.21. Элемент системы разработки вокруг скв.428
(выкопировка из карты текущих отборов турнейско-фаменской залежи
Озерного месторождения)

Как следует из рис.4.21, в непосредственной близости от скв.428 расположены скважины №№ 427 (нагнетательная), 430, 429 и 511. Все скважины перфорированы на один пласт. Для оценки изменения взаимодействия между скважинами привлечены данные по дебитам скважин элемента системы разработки (табл.4.7).

Таблица 4.7
Динамика дебитов жидкости скважин элемента системы разработки до и после ГРП

Месяц	Год	Дебиты скважин, м ³ /сут				
		428 (ГРП)	427н	429	430	511
1	2017	8,71	57,29	12,78	79,96	26,30
2	2017	7,34	59,00	13,84	85,09	27,00
3	2017	7,82	56,55	14,25	84,87	29,00
4	2017	6,89	59,73	14,59	88,93	28,08
5	2017	5,17	57,97	15,18	85,75	29,00
6	2017	4,38	63,30	15,37	93,24	29,00
7	2017	3,40	56,23	14,77	95,15	29,00
8	2017	3,10	57,16	14,73	91,88	24,46
9	2017	3,46	63,53	15,38	91,78	26,13
10	2017	3,35	71,39	14,79	79,99	26,00
11	2017	2,99	62,17	15,33	81,39	26,29
12	2017	2,85	60,90	12,15	76,25	27,49
1	2018	3,32	29,90	14,10	83,02	29,52
2	2018	3,14	48,54	12,90	73,59	26,75
3	2018	3,40	55,00	12,16	72,67	29,94
4	2018	2,97	41,73	12,36	76,86	27,20
5	2018	3,49	44,19	10,56	77,26	26,30
6	2018	3,33	42,23	11,57	79,46	26,30
7	2018	3,51	59,13	11,23	71,16	27,00

Месяц	Год	Дебиты скважин, м ³ /сут				
		428 (ГРП)	427н	429	430	511
8	2018	3,50	62,55	11,64	72,99	29,00
9	2018	2,94	62,97	10,49	69,78	28,08
10	2018	2,80	52,29	12,53	65,53	29,00
Проведение ГРП						
11	2018	26,40	39,73	10,18	65,05	29,00
12	2018	19,01	45,71	9,54	60,45	29,00
1	2019	13,92	54,55	12,17	55,36	24,46
2	2019	12,20	43,57	13,15	60,89	26,13
3	2019	8,88	44,74	13,00	57,35	26,00
4	2019	7,07	40,63	12,64	56,01	26,29
5	2019	8,21	41,84	12,67	51,13	27,49
6	2019	7,75	58,25	14,10	41,51	29,52
7	2019	8,01	51,87	14,51	45,51	26,75
8	2019	8,18	55,48	13,90	45,50	29,94
9	2019	7,76	53,17	12,52	43,82	27,20

Значения коэффициента корреляции и его изменения приведены в табл.4.8.

Таблица 4.8

Характеристика взаимодействия между скважинами до и после ГРП в элементе системы разработки скв.428 Озерного месторождения

Мера взаимодействия	427н	429	430	511
r (до ГРП)	0,158	0,234	0,309	0,064
r (после ГРП)	-0,400	-0,827	-0,781	0,215
Δr	-0,558	-1,062	-1,090	0,151

Как следует из представленных в табл.4.8 данных, до проведения ГРП скважина 428 не имела значимых корреляционных связей с окружающими скважинами. После проведения ГРП отмечается значимая отрицательная корреляционная связь со скв.429 и 430. Очевидно, проведение ГРП способствовало перераспределению извлекаемых запасов и скв.428 начала отбирать запасы, ранее дренируемые скв.429 и 430, что означает улучшение свойств пласта в направлении этих скважин за счет развития трещины (трещин).

Визуализация изменения меры взаимодействия между скважинами также представлена на соответствующей схеме (рис.4.22-а). Для сравнения также

представлена схема распределения пластового давления непосредственно перед проведением ГРП (рис.4.22-б). Совместный анализ схем позволяет сделать вывод, что зона приоритетного трещинообразования, выделенная по величине Δr , характеризуется максимальным для элемента значением пластового давления, что подтверждает вывод, полученный ранее для Гагаринского месторождения.

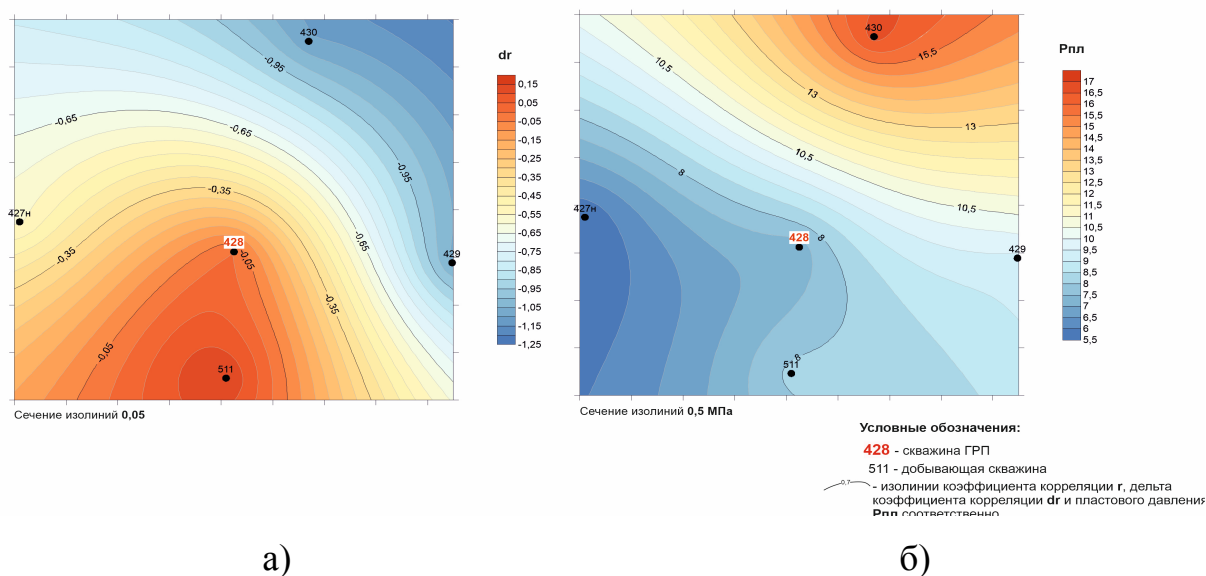


Рис. 4.22. Схемы распределения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.428 Озерного месторождения

Ниже представлена серия примеров сопоставления схем изменения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элементов системы разработки по другим скважинам Озерного месторождения, для которых выполнен аналогичный анализ.

На рис.4.23 сопоставлены схемы изменения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.470 Озерного месторождения (ГРП янв.-февр.2018 г).

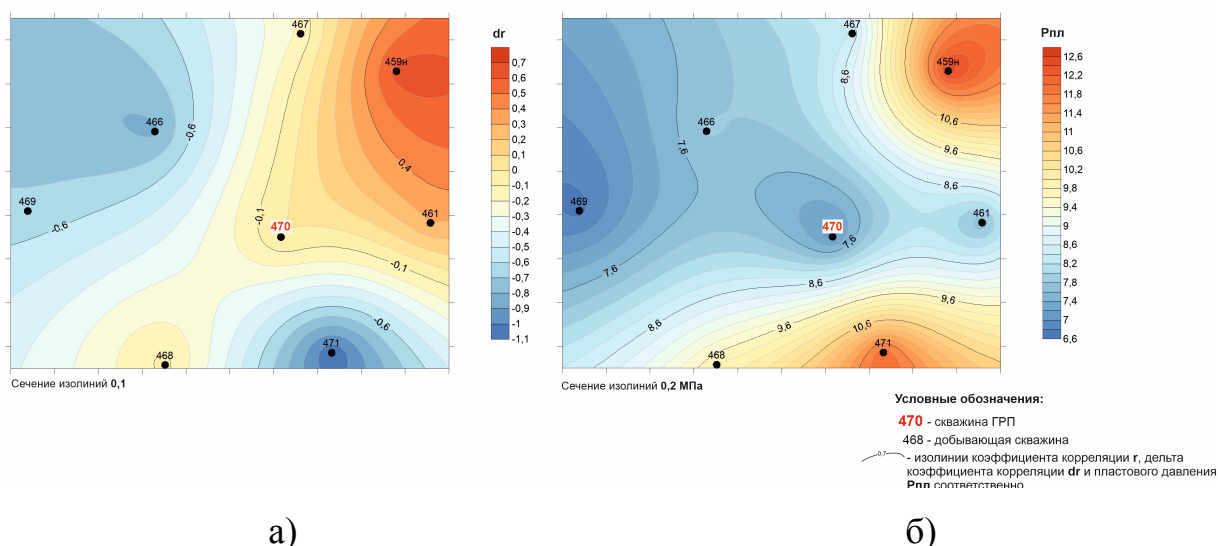
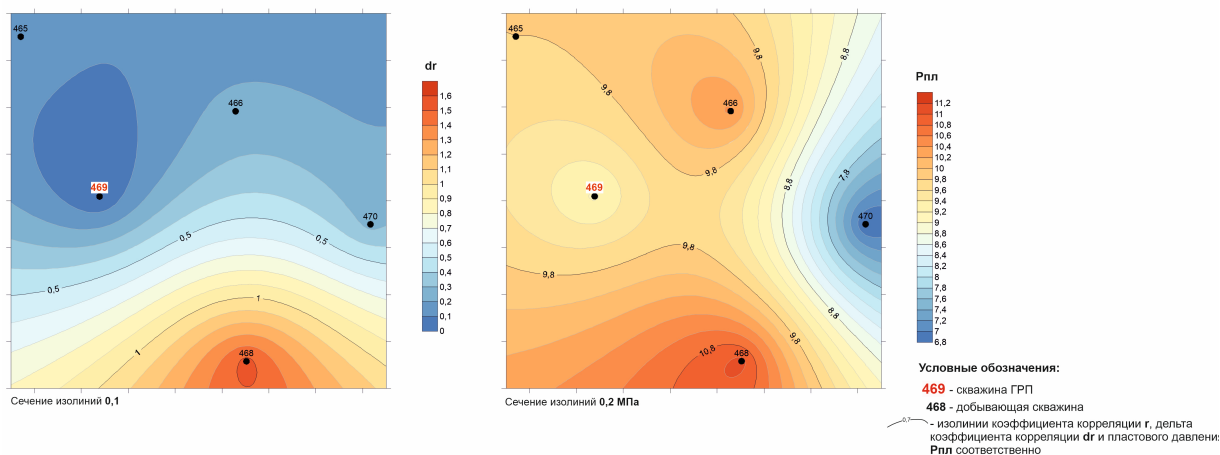


Рис. 4.23. Схемы распределения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.470 Озерного месторождения

Для скв.470 отмечено положительное изменение взаимодействия с соседней нагнетательной скв.459 и выраженное отрицательное – с добывающей скв.471. Указанные скважины характеризуются превалирующими для элемента значениями пластового давления. Косвенным подтверждением вывода о том, что трещина ГРП распространилась, в том числе, в направлении нагнетательной скважины, является резкий рост обводненности скважинной продукции с 4 до 84 %. Однако отбор запасов из зоны дренирования скв.471 нивелировал этот скачок за счет последующего роста добычи нефти.

На рис.4.24 сопоставлены схемы изменения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.469 Озерного месторождения (ГРП июль 2008 г).



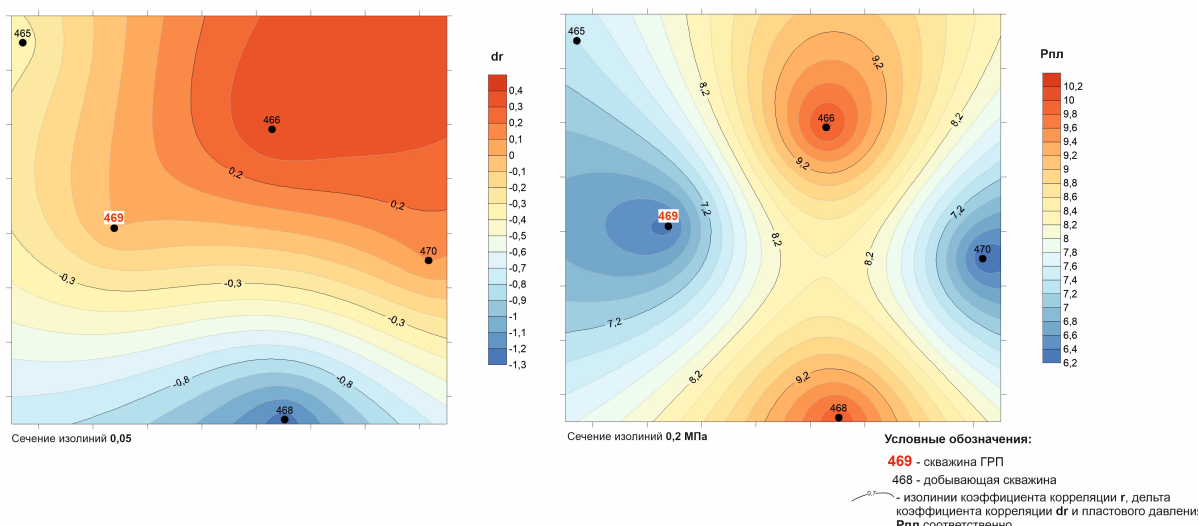
а)

б)

Рис. 4.24. Схемы распределения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.469 Озерного месторождения

Для скв.469 (объекта ГРП) отмечается существенное изменение взаимодействия со скв.468, также характеризующейся максимальной для элемента величиной пластового давления.

Некоторые отличия в пространственном размещении зон трещинообразования отмечены на этой же скважине при проведении на ней повторного гидроразрыва в мае 2015 г. (рис.4.25).



а)

б)

Рис. 4.25. Схемы распределения параметра Δr и динамического пластового давления в пределах элемента системы разработки вокруг скв.469 Озерного месторождения (повторный ГРП)

Параметр Δr изменился в положительную сторону в направлении скв.466 и в отрицательную – в направлении скв.468. Для обеих скважин характерно примерно равные максимальные для элемента пластовые давления. Коэффициент корреляции между дебитами скв.469 и 466 стал положительным статистически значимым, увеличившись с 0,3 до 0,7. То есть рост дебита скв.469 сопровождался аналогичной динамикой производительности скв.466. Факт вероятного увеличения дебита не только скважины – объекта ГРП, но и соседних добывающих скважин, отмечался ранее в ряде исследовательских работ [30, 38, 40], он может быть объяснен формированием сложной системы трещин, обеспечивающей дополнительный приток к нескольким скважинам. Коэффициент корреляции между дебитами скв.469 и 468 изменился от 0,4 до -0,8, что свидетельствует о перераспределении запасов и отборе скв.469 флюидов из зоны, ранее дренируемой скважиной 468.

Приведенный выше пример показывает, что при оценке пространственного размещения зон трещинообразования необходимо трактовать не только величину параметра Δr , но и значения коэффициентов корреляции до и после ГРП. В качестве иллюстрации на рис.4.26 приведены четыре схемы – распределение коэффициент r в пределах элемента вокруг скв.456 до ГРП, после ГРП, распределение параметра Δr и пластового давления.

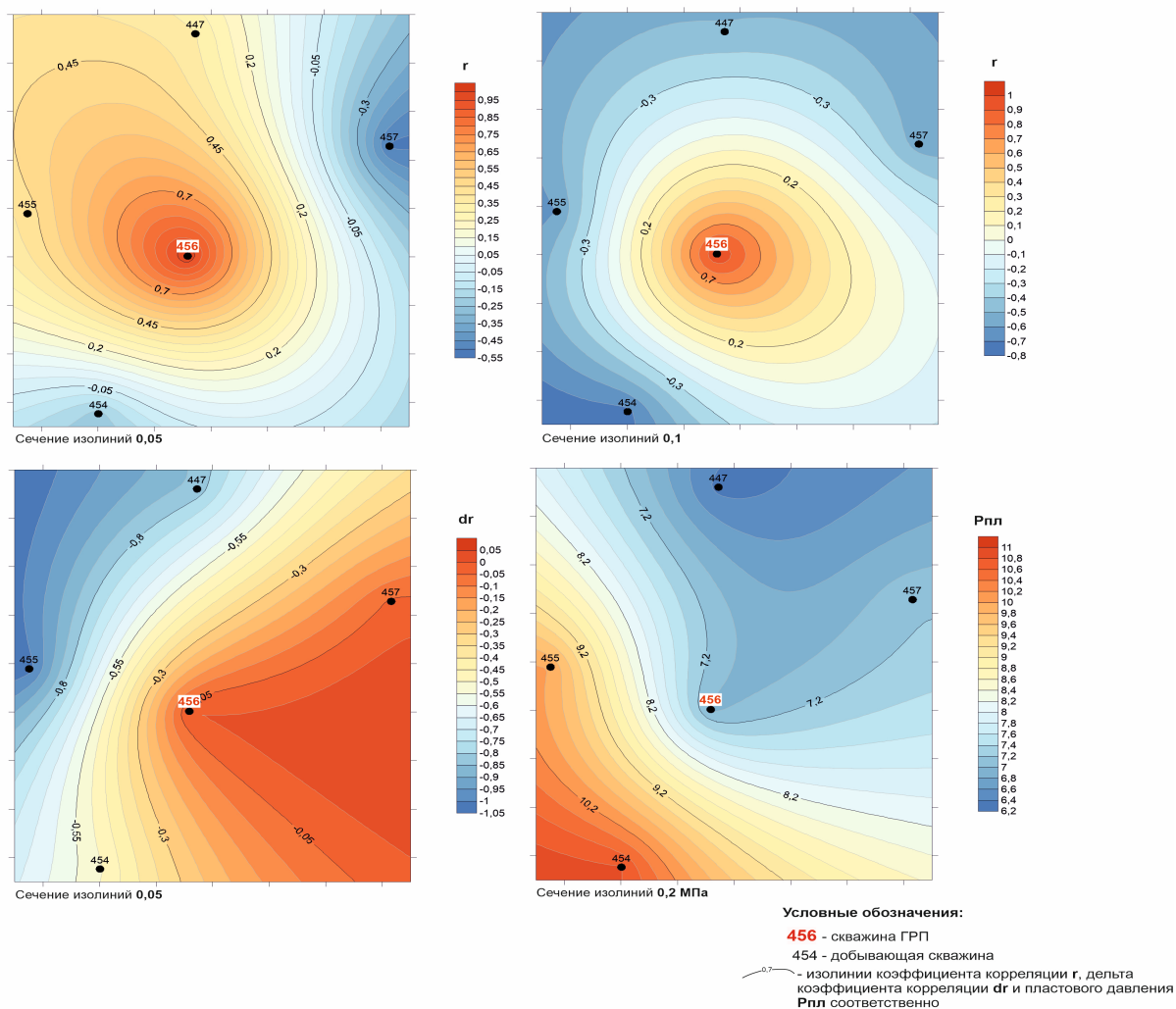


Рис.4.26. Пространственное размещение зоны трещинообразования при проведении ГРП на скв.456 Озерного месторождения

Как следует из рис.4.26, проведение ГРП на скв.456 привело к перераспределению запасов и значимому отрицательному взаимодействию скважины – объекта воздействия и скважин №№ 455 и 454, расположенных в зонах с максимальным пластовым давлением.

Вероятное перераспределение подвижных запасов в пределах элемента системы разработки отмечается также при анализе для скв.412 (рис.4.27).

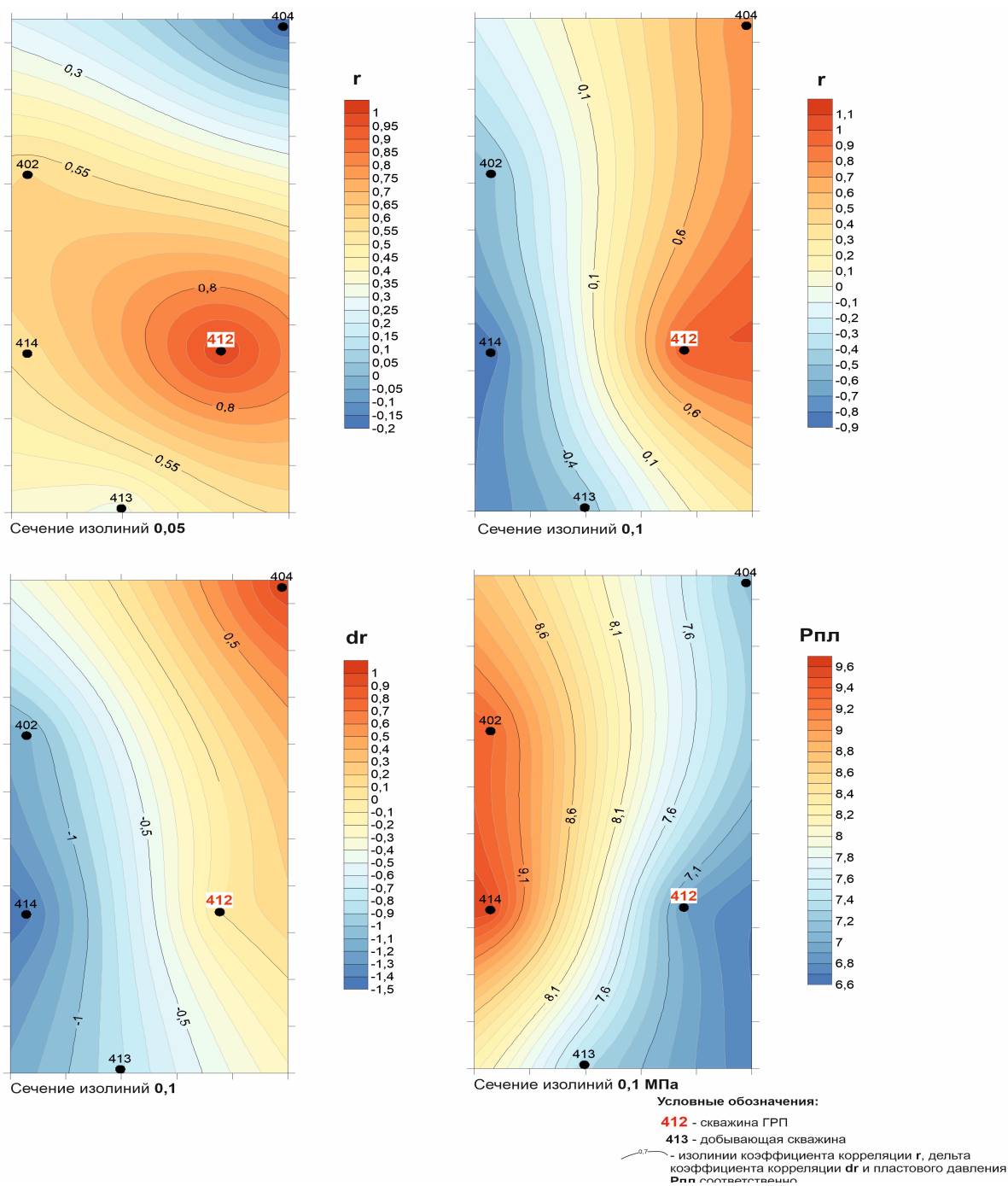


Рис.4.27. Пространственное размещение зоны трещинообразования при проведении ГРП на скв.412 Озерного месторождения

Проведение ГРП обеспечило отрицательную значимую связь скв.412 и скв.414, при этом коэффициент корреляции их дебитов изменился от 0,48 до -0,89. Также скв.414 характеризуется максимальным для элемента значением пластового давления.

Проведенные таким образом исследования для скважин Озерного месторождения подтверждают выводы о формировании при ГРП в

карбонатных турнейско-фаменских отложениях трещин в направлении максимальных для участков залежи пластовых давлений.

4.4. Пример практического применения разработанного способа прогноза зоны трещинообразования

В качестве примера, иллюстрирующего возможности практического применения разработанного в диссертации способа прогноза пространственной ориентации зоны образования трещин ГРП, ниже приведены данные по скв.461 Озерного месторождения.

Кислотный гидроразрыв проведен на скважине в апреле 2021 г., при этом материалы по данной скважине не использованы в ходе ранее выполненного анализа.

Выкопировка из карты текущих отборов, включающая скважину - объект ГРП, а также скважины, расположенные в непосредственной близости, представлены на рис.4.28.

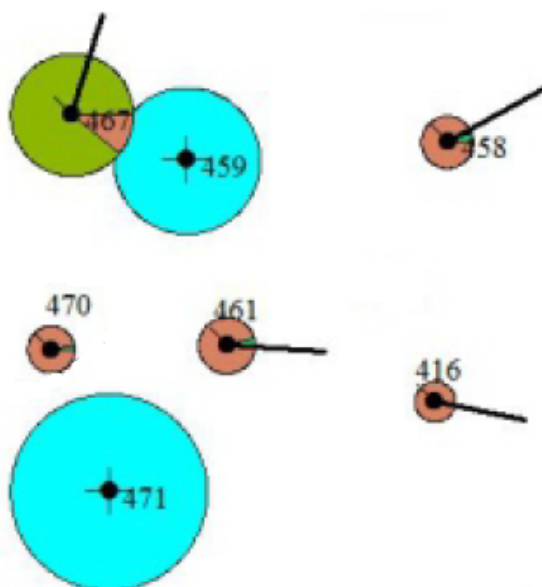


Рис.4.28. Элемент системы разработки вокруг скв.461 (Озерное месторождение)

Данные о текущих пластовых давлениях в пределах элемента на 01.04.2021 г. (дата начала ГРП), представлены в табл.4.9. Значения пластового давления на одну дату, как и ранее, воспроизведены в ПО DSA.

Таблица 4.9

Значения пластового давления в зонах дренирования скважин в пределах элемента системы разработки вокруг скв.461 Озерного месторождения

№ пп	№ скв	$P_{пл}$, МПа
1	461 (объект ГРП)	9,79
2	459н	12,30
3	458	5,96
4	416	5,97
5	471н	13,74
6	470	9,63
7	467	9,76

Как следует из данных, представленных в табл.4.9, максимальные значения пластового давления в пределах элемента системы разработки характерны для двух очагов нагнетания – скважин №№ 459 и 471. Очевидно, проведение ГРП на скв. 461 приведет к развитию трещины в направлении указанных скважин. Фактическое проведение операции в апреле 2021 г. привело к резкому росту обводненности продукции скв.461, что является косвенным подтверждением достоверности прогнозной оценки направления трещины гидроразрыва.

Выводы по главе 4

Данная глава настоящей диссертационной работы посвящена установлению фактической пространственной ориентации зон трещинообразования при гидравлическом разрыве карбонатных коллекторов, а также выделению причин, формирующих расположение трещины. При этом сформулирована задача использования в качестве инструмента только тех показателей, практическое определение которых в динамике разработки не сопровождается затруднениями. Исследования выполнены на примере турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения.

Для оценки фактического пространственного размещения зон трещинообразования использована косвенная методика, основанная на статистической обработке промысловых данных. Достоверность данной косвенной методики подтверждена высокой сходимостью с результатами геофизического мониторинга ГРП (волновой акустический каротаж, микросейсмические исследования). Для всех скважин рассматриваемого объекта установлена фактическая ориентация образовавшихся трещин. Отмечен факт разного направления трещин в пределах различных участков залежи, а также несовпадение зон трещинообразования при первичном и повторных ГРП.

При выделении причин, вероятно влияющих на пространственное размещение зон трещинообразования, приоритетной гипотезой выбрано влияние величины текущего пластового давления в элементе системы разработки, в котором размещена скважина – объект ГРП. Для проверки гипотезы возникла необходимость оценить пластовое давление на площади элемента системы разработки на один момент времени, соответствующий началу проведения ГРП. Решение поставленной задачи традиционным методом – по материалам ГДИС, невозможно. В этой связи в рамках диссертационного исследования выполнено воспроизведение пластового давления в каждой скважине с использованием применяемого в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» программного продукта, алгоритмы которого основаны на применении методов искусственного интеллекта. Достоверность воспроизведения подтверждена сходимостью результатов с фактическими замерами пластового давления. Совместный анализ схем распределения пластового давления в пределах элемента системы разработки (аналог карты изобар на дату начала ГРП) и зон трещинообразования позволил получить важнейший вывод о том, что в рассматриваемых условиях трещины формируются в направлении максимальных для участков залежи пластовых давлений. Данный вывод следует считать вполне физическим, поскольку из

законов гидромеханики известно, что приток, в том числе дополнительный, происходит по направлению от большего давления к меньшему.

Детальное исследование, отраженное в настоящей главе, выполнено применительно к условиям одного объекта разработки – турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения (ввиду значительного объема необходимого промыслового материала). Однако проверка полученных выводов, выполненная для скважин соседнего Озерного месторождения, подтвердила правомочность вывода о направлении трещин гидроразрыва рассматриваемых карбонатных коллекторов в зону максимальных для участка залежи пластовых давлений.

Таким образом, в ходе диссертационного исследования, отраженного в главах 3 и 4, установлены основные закономерности формирования трещин при гидравлическом разрыве рассматриваемых карбонатных коллекторов. На основе полученных выводов разработан способ прогнозирования пространственной ориентации трещин, образующихся в ходе гидравлического разрыва карбонатных коллекторов. Сущность способа заключается в оценке энергетического состояния элемента системы разработки, в пределах которого размещена скважина – объект планируемого гидроразрыва. При отсутствии актуальной информации о фактических пластовых давлениях их значения предлагается воспроизводить с использованием методов искусственного интеллекта, например, в ПО DSA. Предполагаемое направление зоны формирования трещины ГРП совпадает с максимальным для элемента пластовым давлением. На разработанный способ получен патент РФ [40].

Следует отметить, что применяемая в диссертации методология, основанная на простейших вычислительных операциях с использованием незначительного количества исходных данных, практическое определение которых в условиях нефтяного промысла не сопровождается затруднениями, ни в коем случае не отменяет необходимость построения детальных геомеханических моделей, эффективно прогнозирующих закономерности

гидравлических разрывов всех типов коллекторов. Предлагаемые в диссертации методики целесообразно применять либо для оперативного решения аналогичных задач, либо при отсутствии полномасштабных исходных данных для достоверного геомеханического моделирования ввиду, например, сложности геологического строения объекта и отсутствия необходимого объема исследований.

Дальнейшее исследование посвящено детальному изучению влияния установленных закономерностей на объемы дополнительно добываемой в результате ГРП нефти, поскольку вопросы изучения технологической эффективности мероприятий с учетом полученных ранее выводов о различной геометрии трещин освещены в недостаточной мере.

ГЛАВА 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ТРЕЩИН РАЗЛИЧНОЙ ГЕОМЕТРИИ

В ходе описанных выше исследований установлено, что проведение ГРП в карбонатных коллекторах может приводить к образованию в пласте трещин простой и сложной геометрии. Одним из признаков образования сложной сети трещин является скачкообразное поведение давления на выкиде насосного агрегата в период проведения операции. Фактором, обуславливающим образование трещин различной геометрии, является скорость закачки жидкости разрыва. Также установлено, что приоритетным направлением трещинообразования являются участки элементов систем разработки, характеризующиеся максимальным (для данного элемента) пластовым давлением. Практический интерес представляет также изучение зависимости показателей технологической эффективности мероприятий от установленных закономерностей трещинообразования [4], чему посвящена настоящая глава диссертационной работы.

Для решения поставленной задачи – изучения зависимости показателей технологической эффективности ГРП от условий трещинообразования, выполнена обработка накопленного опыта проведения данного вида воздействия на рассматриваемом объекте – турнейско-фаменской залежи нефти Гагаринского месторождения.

Сущность исследования заключается в установлении многомерной связи между результатами проведения ГРП (геометрией и параметрами образовавшейся трещины, дополнительной добычей нефти, продолжительностью эффекта) и технологическими параметрами эффективности самой операции. Сложность поставленной задачи, заключающаяся в необходимости связать в единую систему целый комплекс параметров, обусловил использование в качестве инструмента многомерного

регрессионного анализа. Многомерный регрессионный анализ ранее многократно использовался для решения похожих задач, в том числе в ходе настоящего диссертационного исследования – в п. 3.1, в рамках которого исследована многомерная связь между притоком флюида в индивидуальных геолого-технологических условиях турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения.

Как известно, многомерный регрессионный анализ сводится к получению многомерных статистических моделей, отражающих статистическую связь между зависимой переменной (прогнозируемым параметром) и независимыми факторами. Как и любое мероприятие по интенсификации притока нефти, гидравлический разрыв пласта ставит цель получения дополнительного объема добываемой флюида, поэтому в качестве прогнозируемого параметра в данном исследовании используется один из основных показателей технологической эффективности – дополнительная добыча нефти $Q_{\text{доп}}$. Соответственно, в качестве независимых признаков используется комплекс показателей, характеризующих технологию проведения ГРП, а также характеристики пласта в динамике.

Перечень используемых для анализа показателей, выбранный в соответствии с обозначенной выше логикой, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Показатели технологической эффективности и характеристики процесса трещинообразования

№ пп	Наименование показателя	Ед. изм.	Условное обозначение
1	Дополнительная добыча нефти	тыс. т	$Q_{\text{доп}}$
2	Продолжительность эффекта от ГРП	сут.	$T_{\text{эф}}$
3	Пластовое давление в зоне отбора скважины – объекта воздействия до ГРП	МПа	$P_{\text{пл}}$
4	Максимальное пластовое давление в пределах элемента системы разработки до ГРП	МПа	$P_{\text{пл}}^{\text{max}}$
5	Изменение давления в элементе системы разработки,	МПа	$\Delta P_{\text{пл}}$
6	Скорость закачки жидкости разрыва в процессе ГРП	м ³ /мин	$V_{\text{зак}}$

№ пп	Наименование показателя	Ед. изм.	Условное обозначение
7	Характеристика геометрии образовавшейся трещины:	ранг	
	простая геометрия		$I_T = 0$
	сложная сеть		$I_T = 1$
8	Изменение проницаемости пласта	мД	Δk
9	Характеристика технологии гидроразрыва	ранг	
	без проппанта		$I_{пр} = 0$
	проппантный		$I_{пр} = 1$
10	Относительная емкость трещин после ГРП	%	ω

При статистической оценке зависимости между любыми показателями на первом этапе принято выполнять исследование взаимных корреляционных связей между изучаемыми параметрами, что выполнено в данном случае и представлено в виде соответствующей корреляционной матрицы (таблица 5.2). Статистическая значимость коэффициентов корреляции вычислена из соответствующего уровня, составляющего величину 5 %.

Таблица 5.2

Корреляционная матрица между показателями технологической эффективности ГРП и характеристиками процесса трещинообразования

	$Q_{доп}$	$T_{эф}$	$P_{пл}$	$P_{пл}^{max}$	$\Delta P_{пл}$	v	I_T	Δk	$I_{пр}$	ω
$Q_{доп}$	1,00	0,74*	0,38	-0,35	-0,44*	-0,03	-0,33	0,47*	-0,28	0,23
$T_{эф}$		1,00	0,26	-0,27	-0,31	0,17	-0,27	0,37	-0,04	0,42*
$P_{пл}$			1,00	-0,42*	-0,86*	-0,08	-0,20	0,36	-0,31	-0,09
$P_{пл}^{max}$				1,00	0,83*	-0,04	0,11	-0,22	0,11	-0,24
$\Delta P_{пл}$					1,00	0,03	0,19	-0,35	0,25	-0,08
v						1,00	-0,73*	0,18	0,26	-0,41
I_T							1,00	-0,44*	-0,04	0,61*
Δk								1,00	-0,01	-0,12
$I_{пр}$									1,00	-0,11
ω										1,00

Примечание: * - значимая корреляционная связь

Анализ представленных в таблице 5.2 данных позволяет сделать ряд выводов. Статистически значимой является корреляционная связь между дополнительной добычей нефти в результате ГРП и такими характеристиками процесса, как продолжительность эффекта, изменение

пластового давления и проницаемости коллектора, что, по сути, является логичным и предсказуемым. Очевидно, продолжительность эффекта напрямую определяет величину дополнительной добычи нефти, и корреляционная связь между показателями $Q_{\text{доп}}$ и $T_{\text{эф}}$ будет максимальной и, в свою очередь, не позволит оценить влияние остальных привлеченных показателей. В этой связи в ходе дальнейших исследований величина $T_{\text{эф}}$ исключена, а изучению подлежит только один показатель технологической эффективности – $Q_{\text{доп}}$.

Вероятное влияние геометрии образовавшихся трещин на показатели эффективности ГРП оценено посредством сравнения средних и вычисления t-статистики Стьюдента, при этом использован уровень значимости $\alpha = 0,05$. Результаты исследований отражены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

Сравнение средних значений показателей для трещин различной геометрии

Параметр	Значение для геометрии трещин		Критерий Стьюдента значение ($\frac{\text{значение}}{\text{уровень знач-ти}}$)
	простой	сложной	
$Q_{\text{доп}}$	2,62±4,02	6,76±8,63	$\frac{1,589}{0,127}$
$T_{\text{эф}}$	687,00±770,82	1131,85±738,67	$\frac{1,286}{0,211}$
$P_{\text{пл}}$	10,44±2,09	9,57±1,99	$\frac{0,926}{0,365}$
$P_{\text{пл}}^{\text{max}}$	14,36±1,78	14,80±1,93	$\frac{-0,514}{0,612}$
$\Delta P_{\text{пл}}$	3,91±3,02	5,22± 3,44	$\frac{-0,868}{0,395}$
v	5,18±0,72	3,76±0,61	$\frac{4,843}{0,00009}$
Δk	4,84±6,47	0,077±3,74	$\frac{2,241}{0,036}$
$I_{\text{пр}}$	0,28±0,48	0,25±0,44	$\frac{0,171}{0,865}$
ω	0,00042±0,000038	0,026±0,019	$\frac{-3,521}{0,002}$

По данным оценки t-критерия Стьюдента можно сделать вывод о значимости различий в средних для таких показателей, как v , Δk и ω . Данный вывод подтверждает полученное ранее предварительное заключение о

влиянии скорости закачки жидкости разрыва на геометрию образовавшейся трещины.

Для детальной оценки взаимного влияния параметров гидроразрыва дифференцированно для трещин простой и сложной геометрии также построена корреляционная матрица (табл. 5.4).

Таблица 5.4

Корреляционная матрица зависимости между показателями ГРП (дифференцированно для трещин простой и сложной геометрии) (верхняя строка – простая геометрия трещин, нижняя – сложная геометрия трещин)

	$Q_{\text{доп}}$	$T_{\text{эф}}$	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{пл}}^{\text{max}}$	$\Delta P_{\text{пл}}$	v	Δk	$I_{\text{пр}}$	ω
$Q_{\text{доп}}$	<u>1,00</u> 1,00	<u>0,65</u> 0,88*	<u>0,73*</u> 0,05	<u>-0,36</u> -0,39	<u>0,72*</u> -0,25	<u>-0,87*</u> 0,05	<u>0,42</u> 0,32	<u>-0,44</u> -0,20	<u>-0,56</u> 0,96*
$T_{\text{эф}}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,55</u> 0,10	<u>0,21</u> -0,43	<u>-0,25</u> -0,30	<u>-0,69</u> 0,30	<u>0,67</u> 0,06	<u>-0,06</u> -0,01	<u>-0,06</u> 0,90*
$P_{\text{пл}}$			<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,21</u> -0,49	<u>-0,82*</u> -0,87*	<u>-0,81*</u> -0,07	<u>0,71</u> 0,05	<u>-0,87*</u> -0,07	<u>-0,25</u> 0,04
$P_{\text{пл}}^{\text{max}}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>0,74*</u> 0,86*	<u>-0,01</u> 0,05	<u>-0,02</u> -0,32	<u>0,30</u> 0,02	<u>0,56</u> -0,45
$\Delta P_{\text{пл}}$					<u>1,00</u> 1,00	<u>0,55</u> 0,07	<u>-0,51</u> -0,21	<u>0,78*</u> 0,05	<u>0,50</u> -0,28
v						<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,40</u> -0,09	<u>0,53</u> 0,27	<u>0,48</u> 0,07
Δk							<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,50</u> 0,32	<u>0,28</u> 0,32
$I_{\text{пр}}$								<u>1,00</u> 1,00	<u>0,25</u> -0,14
ω									<u>1,00</u> 1,00

Примечание: * - значимая корреляционная связь

Анализируя значения коэффициентов корреляции между показателями ГРП, вычисленные дифференцированно для трещин простой и сложной геометрии, можно сделать ряд выводов:

- увеличение отборов нефти из пласта приводит к снижению пластового давления в зоне отбора. Данный вывод является логичным, соответствующим теории притока углеводородов, что подчеркивает достоверность результатов корреляционно-регрессионного анализа как инструмента оценки эффективности выполненных мероприятий по гидроразрыву;

- количество дополнительно добываемой нефти напрямую зависит от относительной емкости образовавшихся трещин, что также логично;
- увеличение скоростей закачки жидкости разрыва не является целесообразным, так как приводит к уменьшению количества дополнительно добываемой нефти.

На следующем этапе исследования выполнено построение многомерных регрессионных моделей по нескольким вариантам. Первый вариант характеризуется использованием всей выборки, независимо от геометрии образовавшейся трещины. Как и ранее, для каждой модели определены показатели ее достоверности, такие как коэффициент детерминации R , уровень значимости p и стандартная ошибка расчетов S_0 .

Построенная по первому варианту модель имеет вид:

$$Q_{\text{доп}}^{M1} = 24,252 + 0,170\Delta k - 0,243\Delta P_{\text{пл}} + 180,269\omega - 12,597I_{\text{пр}} - 3,3504v \quad (5.1)$$

при $R=0,783$, $p < 0,0037$, $S_0 = 4,19$ т.т.

Построенная многомерная модель является статистически значимой, поскольку $p < 0,05$. Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,466; 0,549; 0,603; 0,706; 0,783. Анализ поведения коэффициента R в процессе формирования результирующей модели позволяет оценить вклад каждой независимой переменной в значение прогнозируемого параметра. Анализируя формирование результирующего коэффициента R для уравнения (5.1), можно сделать вывод, что дополнительная добыча нефти напрямую зависит от изменения проницаемости коллектора и пластового давления в зоне дренирования в результате ГРП. Данный вывод вполне закономерен, поскольку изменение проницаемости, исходя из логики процесса, приводит к интенсификации притока, а, в свою очередь, увеличение отбора нефти приводит к снижению давления. Вывод о взаимосвязи изменения проницаемости и давления с дополнительной добычей, в силу своей очевидности, следует рассматривать

как подтверждение физичности построенной модели и целесообразности ее использования для решения поставленных в диссертации задач. Помимо изменения проницаемости и пластового давления, дополнительную добычу формируют технологические показатели проведения самой операции по ГРП, такие как скорость закачки жидкости разрыва и применение проппанта.

Далее построены модели, позволяющие дифференцировано оценить формирование дополнительной добычи при образовании трещин простой и сложной геометрии.

Так, второй вариант моделирования включает данные по скважинам, для которых характерно образование простых (классических) трещин. Модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{доп}}^{M2} = 96,44 - 11,738v + 2,080 P_{\text{пл}}^{\text{max}} + 3,698 I_{\text{пр}}, \quad (5.2)$$

при $R=0,960$, $p < 0,036$, $S_0 = 3,40$ т.т.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,872; 0,946; 0,960.

При анализе уравнения (5.2) обращает на себя внимание его более высокая работоспособность по сравнению с моделью (5.1), что подчеркивает целесообразность дифференцированного рассмотрения опыта проведения ГРП с образованием трещин различной геометрии. Также необходимо отметить включение в модель на первом шаге такого показателя, как скорость закачки. Комплексно анализируя данный результат с корреляционной матрицей (табл.5.4), можно сделать вывод о тесной отрицательной связи дополнительной добычи нефти со скоростью закачки жидкости разрыва: чем больше скорость закачки, тем меньше эффективность ГРП. При этом следует иметь ввиду, что эти данные являются в полной мере независимыми, и их фактическое определение никак не связано друг с другом. На втором шаге в модель включается величина пластового давления,

имеющая максимальное в пределах элемента системы разработки значение, что свидетельствует о его влиянии на технологическую эффективность ГРП.

Таким образом, наращивание скоростей закачки не является целесообразным направлением повышения эффективности гидравлического разрыва в карбонатных коллекторах с образованием трещины классической геометрии.

Третий вариант моделирования заключается в построении уравнения прогноза дополнительной добычи нефти при формировании в пласте сложной системы трещин. Модель по третьему варианту имеет вид:

$$Q_{\text{доп}}^{\text{M3}} = -2,325 + 192,607\omega - 0,842I_{\text{пр}}, \quad (5.3)$$

при $R=0,966$, $p < 0,0000$, $S_0 = 1,11$ т.т.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,961; 0,966.

Модель (5.3) характеризуется максимальной работоспособностью, о чем свидетельствуют все ее статистические оценки. При этом следует отметить, что подавляющий вклад в формирование ее прогностической способности вносит первый показатель – относительная емкость образовавшихся трещин. С учетом абсолютной независимости практического определения этих двух параметров (ω определяется по КВД, снятой после ГРП, а доп. добыча – по данным промысловых измерений и анализа дебитов), данный вывод является весьма примечательным. На втором шаге в модель (5.3) включается индекс технологии, который в незначительной мере корректирует полученную модель.

Исходя из анализа физического смысла параметра ω (доля трещин в общем объеме пустотного пространства), можно сделать вывод о том, что главным направлением совершенствования технологии проведения ГРП в карбонатных коллекторах является создание сети трещин сложной геометрии.

При этом задача выделения геолого-технологических условий образования при ГРП сети трещин сложной геометрии является направлением актуальных и перспективных научных исследований, планируемых к реализации в ходе дальнейшей работы автора данной диссертации.

Выводы по главе 5

Заключительная глава диссертационной работы посвящена исследованию влияния установленных в предыдущих главах аспектов трещинообразования при гидравлическом разрыве карбонатных коллекторов на технологическую эффективность мероприятий. Исследования выполнены с применением известных и использованных ранее методов математической статистики – корреляционного и регрессионного анализов.

В результате выполненных исследований доказано, что образование трещин различной геометрии при гидроразрыве карбонатных коллекторов приводит к дифференцированному технологическому эффекту.

Факторами, формирующими дополнительную добычу при образовании трещин простой (классической) геометрии являются: скорость закачки, максимальное для элемента системы разработки пластовое давление и наличие в составе технологии этапа применения проппанта.

Формирование дополнительной добычи нефти при образовании в пласте сети трещин сложной геометрии являются их относительная емкость (доля объема в общем объеме пустотного пространства) и технологический этап применения проппанта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в ходе выполненного диссертационного исследования получены следующие выводы:

В условиях выбранного объекта исследования – турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения, приоритетной технологией интенсификации добычи нефти является гидравлический разрыв пласта.

Детальный корреляционно-регрессионный анализ промысловых данных позволил обосновать четыре характерных диапазона дебитов, в пределах которых формирование притока происходит по индивидуальным законам. Для значительной доли скважин действующего добывающего фонда структура и свойства пустотного пространства являются факторами, формирующими дебит скважин и управляющими его величиной.

В условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов проведение ГРП не всегда приводит к образованию в пласте трещины в ее классическом представлении (простой трещины). Зачастую формируется сложная сеть трещин, которая описывается известной моделью «двойная пористость».

Сложная система трещин формируется при невысоких скоростях закачки жидкости разрыва. Признаком ее формирования является сложное поведение давления закачки (давления на выкиде насосного агрегата). При этом сложная система трещин обеспечивает большие показатели технологического эффекта, по сравнению с трещинами простой геометрии.

Направления преимущественного трещинообразования в условиях рассматриваемого объекта совпадает с зонами максимальных для элемента системы разработки пластовых давлений.

Выполненные исследования отражают образование трещин при проведении ГРП в условиях одного объекта разработки – сложнопостроенной турнейско-фаменской карбонатной залежи Гагаринского месторождения. В настоящее время данные исследования тиражируются и подтверждаются в других геолого-физических условиях, что также продемонстрировано в работе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акулич, А.В. Численное моделирование распространения трещины гидроразрыва / А.В. Акулич, А.В. Звягин // Вестник Московского университета. Серия 1: математика. – 2008. – №1. – С. 43–49.
2. Базыров, И. Ш. Контроль и регулирование роста техногенных трещин при вытеснении нефти из низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. тех. наук / И. Ш. Базыров // Санкт-Петербургский горный университет. – Санкт-Петербург, 2020. – 115 с.
3. Байкин, А. Н. Динамика трещины гидроразрыва пласта в неоднородной пороупругой среде: дис. ... канд. тех. наук / А. Н. Байкин // Новосибирский национальный исследовательский государственный университет. – Новосибирск, 2016. – 115 с.
4. Бархатов, Э. А. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Э.А. Бархатов, Н.Р. Яркеева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. (10). – С. 50–58.
5. Бобб, И. Ф. Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений / И. Ф. Бобб // Георесурсы. – 2018. – Т. 20 (3). – С. 193–196.
6. Влияние геомеханических параметров горного массива на эффективность гидроразрыва пласта / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, С.Ю. Якимов, А.Э. Кухтинский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 46–50.
7. Воронова, Е. В. Влияние геолого-технических факторов на эффективность проведения ГРП для месторождений с карбонатными коллекторами Урало-Поволжья / Е.В. Воронова, Л.В. Петрова // The Scientific Heritage. – 2020. – № 54-2 (54). – С. 20-23.
8. Габнасыров, А. В. Прогнозирование направления ГРП на основе оценки напряженно-деформированного состояния горных пород

/ А.В. Габнасыров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 70–72.

9. Гадильшина, В. Р. Термогидродинамические исследования вертикальных скважин с трещиной гидравлического разрыва пласта: дис. ... канд. тех. наук / В. Р. Гадильшина // Казанский научный центр Российской академии наук. – Казань, 2016. – 107 с.

10. Дзюбенко, А.И. Информационный способ повышения эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта в действующих скважинах / А.И. Дзюбенко, А.Н. Никонов, М.Э. Мерсон // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16 (2). – С. 148–157.

11. Зайцев, М.В. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах / М.В. Зайцев, Н.Н. Михайлов, Е.С. Туманова // Георесурсы. – 2021. – Т. 23(4). – С. 44–50.

12. Захаров, Л.А. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта / Л.А. Захаров, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253 (1). – С. 23–32.

13. Идентификация ориентации гидравлического разрыва пласта от поверхности с помощью тензора сейсмического момента / Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов, С.А. Феофилов, И.Р. Шарапов, М.Р. Камилов, Д.А. Рыжов, Е.В. Мокшин // Георесурсы. – 2017. – Т. 19 (3). – С. 229–233.

14. Исламов, Д. Э. Совершенствование методов проектирования операций по гидроразрыву пластов для повышения продуктивности скважин: дис. ... док. тех. наук / Д.Э. Исламов // Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2015. – 124 с.

15. Каял, Д. Р. Гидроразрыв и микросейсмичность: глобальные перспективы в разведке и добыче нефти / Д.Р. Каял // Георесурсы. – 2017. – Т. 19 (3). – С. 222–228.
16. Косвенные способы оценки текущего пластового давления в скважине для использования при построении интегрированных моделей месторождений / Т.С. Ладейщикова, В.А. Волков, Н.Н. Собянин, А.В. Митрошин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7 (631). – С. 39–45.
17. Критерии отбора скважин для гидроразрыва / О.В. Салимов, А.В. Насыбуллин, Р.З. Сахабутдинов, В.Г. Салимов // Георесурсы. – 2017. – Т. 19 (4). – С. 368–373.
18. Литолого-фациальный анализ рифового резервуара Гагаринского месторождения. Отчет по договору № 4365/10z0172. – Пермь, 2011.
19. Мартюшев, Д. А. Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров / Д. А. Мартюшев, В. И. Галкин, И. Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332 (11). – С. 117–126.
20. Мартюшев, Д. А. Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48–52.
21. Мартюшев, Д. А. Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещинно-порового коллектора / Д.А. Мартюшев, В.А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3. – С.22–24.
22. Мартюшев, Д. А. Оценка влияния естественной трещиноватости на разработку трещинно-поровой карбонатной залежи / Д.А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 18–20.
23. Менгалиев, А. Г. Оценка технологической и экономической эффективности гидравлического разрыва пласта с использованием геолого-

гидродинамической модели, учитывающая особенности строения карбонатных коллекторов / А.Г. Менгалиев, Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331 (7). – С. 37–48.

24. Методика выбора оптимальной геометрии трещины для повышения эффективности проведения гидроразрыва пласта на месторождении Западной Сибири / В.О. Полежаев, Б.О. Михайлов, Д.В. Логачев, К.Р. Ибрагимов, А.Ф. Мингазов, В.Р. Туйгунов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 50–53.

25. Морозов, П. Е. Псевдоскин-фактор и оптимальная проводимость трещины гидроразрыва в круговом пласте / П.Е. Морозов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 74–77.

26. Мухаметшин, В. В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов / В.В. Мухаметшин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. (5). – С. 117–124.

27. Назаренко, М. Ю. Применение машинного обучения для вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти / М.Ю. Назаренко, А.Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №9. – С. 109–113.

28. Никитин, А. Н. Определение геометрии трещин гидравлического разрыва пласта на месторождениях нефти Западной Сибири с использованием геофизических исследований: дис. ... канд. тех. наук / А. Н. Никитин // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2014. – 117 с.

29. Новокрещенных, Д. В. Направления повышения эффективности гидроразрыва пласта в карбонатных отложениях месторождений Республики Коми и Ненецкого автономного округа / Д.В. Новокрещенных, А.В. Распопов // Недропользование. – 2020. – Т.20 (2). – С. 175–181.

30. Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере бобриковской залежи Шершневого месторождения) / В.И. Галкин, И. Н. Пономарева, С. С. Черепанов, Е. В. Филиппов, Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331 (4). – С. 107–114.

31. Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева, Е. В. Филиппов, Л. Ювэй // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 1. – С. 85–94

32. Определение и прогноз пластового давления, продуктивности и фильтрационных параметров пласта без остановок скважин по результатам анализа истории добычи скважин в программном обеспечении KARPA TOPAZE, оснащенных глубинными манометрами на приеме насоса и телеметрической системой, для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Е.А. Кузнецова, А.В. Шилов, С.Е. Никулин, И.А. Черных // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 12 (612). – С. 82–84.

33. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа / А.В. Распопов, С.А. Кондратьев, Р.Р. Шарафеев, Д.В. Новокрещенных, С.А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №8. – С. 48–51.

34. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"/ Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, С. С. Черепанов, Т. Р. Балдина, Е. В. Филиппов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 40–43

35. Особенности влияния интерференции скважин на эффективность гидравлического и газодинамического разрыва пласта / Р.З. Нургалиев, И.Р. Мухлиев, Л.Р. Сагидуллин, И.Ш. Щекатурова, А.А. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 29–34.

36. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти / В.И. Галкин, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, И.А. Черных // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249 (3). – С. 386–392.

37. Оценка применимости данных мини-ГРП для определения пластового давления и гидропроводности / А.А. Ахметова, Е.Д. Пименов, А.Н. Горин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 90–94.

38. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе комплексного анализа данных микросейсмического мониторинга и геолого-промысловой информации / А. В. Растегаев, И. А. Черных, И. Н. Пономарева, Д. А. Мартюшев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 122–125.

39. Оценка эффективности ГРП с учетом образованных геологических тел / Р.З. Нургалиев, Р.И. Галлямов, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, А.В. Астахов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 57–62.

40. Пат. Рос. Федерации Способ прогнозирования пространственной ориентации трещин гидравлического разрыва пласта: пат. 2771648 RU / И. Н. Пономарева, Д. А. Мартюшев, Е. В. Филиппов; заявитель и патентообладатель: ФГАОУ ВО ПНИПУ. – № 2021118157; заявл. 21.06.2021, опубл. 11.05.2022.

41. Пономарева, И. Н. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных / И. Н. Пономарева, Д. А. Мартюшев // Георесурсы. – 2020. – Т. 22 (2). – С. 8–14.

42. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Л.С. Бриллиант // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329 (6). – С. 140–147.

43. Проведение повторного направленного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин,

А.Э. Кухтинский, С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 8. – С. 94–98.

44. Путилов, И. С. Исследование особенностей геологического строения локальных структур по результатам сейсморазведки 3D (на примере территории Пермского края) / И.С. Путилов, В.И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 76–79.

45. Путилов, И. С. Комплексный прогноз фаций турнейских карбонатных отложений на разрабатываемых месторождениях верхнекамской впадины на основе сейсморазведки 3D / И.С. Путилов, С.В. Ладейщиков, Е.Е. Винокурова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 21–25.

46. Разработка алгоритма определения места инициации трещин при повторном гидроразрыве пласта в горизонтальных стволах методом IFRAC / М.А. Кузнецова, И.И. Летко, К.Р. Ибрагимов, А.Ф. Мингазов, М.С. Антонов, О.В. Евсеев, А.Н. Воронина, К.Р. Кадырова // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №4. – С. 49-53.

47. Разработка комплексной методики прогноза эффективного геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения / А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин // Георесурсы. – 2020. – Т.22 (3). – С.79–86.

48. Салимов, О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов нефтяных месторождений Татарстана: дис. ... док. тех. наук / О. В. Салимов // ПАО Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества Татнефть имени В.Д. Шашина. – Бугульма, 2017. – 355 с.

49. Сергеев, В. Л. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта / В.Л. Сергеев, В.Х. Донг // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330 (3). – С. 103–110.

50. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина, Л.А. Авдеева, М.А. Халикова, М.В. Герасимова, И.А. Соловьева // Записки горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.

51. Стабинскас, А. П. Исследование влияния технологических параметров и агентов гидравлического разрыва пласта на выработку запасов нефти (на примере месторождений Широного Приобья): дис. ... канд. тех. наук / А. П. Стабинскас // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2015. – 120 с.

52. Тайпова, В. А. Роль горизонтальных скважин и гидравлического разрыва в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере управления нефтегазовой добычи «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ» ПАО «Татнефть» / В.А. Тайпова, А.А. Шайдуллин, М.А. Шайдуллин // Георесурсы. – 2017. – Т. 19 (3). – С. 198–203.

53. Фатихов, С. З. Анализ методов определения пластового давления в низкопроницаемых коллекторах / С.З. Фатихов, В.Н. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 62–65.

54. Филиппов Е. В. Исследование закономерностей трещинообразования в сложнопостроенных карбонатных коллекторах по данным гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 10 (358). – С. 47–52.

55. Харисов, М. Н. Алгоритм косвенного определения пластового давления с использованием методов DATAMINING / М.Н. Харисов, Э.А. Юнусова, Р.А. Майский // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3 (113). – С. 40–48.

56. Царенко, А.В. Численное моделирование для определения пластового давления на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения / А.В. Царенко, Р.Г. Гиранов // Газовая промышленность. – 2018. – № 12 (778). – С. 32–36.

57. Черепанов, С. С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуралья / С. С. Черепанов, Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

58. Черепанов, С. С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения / С.С. Черепанов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14 (16). – С. 70–76.

59. Черепанов, С. С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена - Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) / С. С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14 (14). – С. 6–12.

60. Численная модель развития трещины при повторном гидроразрыве пласта / О.Ю. Сметанников, Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин, Д.В. Шустов // Вычислительная механика сплошных сред. – 2015. – Т. 8 (2). – С. 208–218.

61. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько // – Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2007. – 237 с.

62. Яхина, Ю.И. Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины / Ю.И. Яхина // Георесурсы. – 2018. – Т. 20 (2). – С. 108–114.

63. A high-resolution numerical well-test model for pressure transient analysis of multistage fractured horizontal wells in naturally fractured reservoirs / Hui Liu, Xinwei Liao, Xiaoliang Zhao, Luyang Sun, Xuefeng Tang, Lin Zhao //

Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, Part B. – 109417.

64. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria / H.E. Belhouchet, M.S. Benzagouta, A. Dobbi, A. Alquraishi, J. Duplay // Journal of King Saud University - Engineering Sciences. – 2021. – Vol. 33, Iss. 2. – P. 136–145.

65. A radial hydraulic fracture with pressure-dependent leak-off / E.A. Kanin, E.V. Dontsov, D.I. Garagash, A.A. Osiptsov // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 2020. – Vol. 143. – 104062.

66. A Review of Hydraulic Fracturing and Latest Developments in Unconventional Reservoirs / Cenk Temizel, Celal Hakan Canbaz, Yildiray Palabiyik, Fatma Bahar Hosgor, Hakmyrat Atayev, Mustafa Hakan Ozyurtkan, Hakki Aydin, Mesut Yurukcu, Narendra Boppana // Offshore Technology Conference held in Houston, TX, USA, 2–5 May, 2022.

67. Al-Bahlani A-M Steam-over-solvent injection in fractured reservoirs (SOS-FR) technique as a new approach for heavy-oil and bitumen recovery: an overview of the method / Al-Bahlani A-M, Babadagli T. // Energy Fuels. – 2011. – Vol. 25 (10). – P. 4528–39.

68. Amir Ghaderi The effect of natural fracture on the fluid leak-off in hydraulic fracturing treatment / Amir Ghaderi, Jaber Taheri-Shakib, Mohamad Amin Sharifnik // Petroleum. – 2019. – Vol. 5, Iss. 1. – P.85–89.

69. An extended finite element method for the prediction of acid-etched fracture propagation behavior in fractured-vuggy carbonate reservoirs / Zhifeng Luo, Nanlin Zhang, Liqiang Zhao, Nan Li, Dengfeng Ren, Fei Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 191. – 107170.

70. Analysis of instability mechanisms of natural fractures during the approach of a hydraulic fracture / Songcai Han, Yuanfang Cheng, Qi Gao, Chuanliang Yan, Zhongying Han, Xian Shi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 185. – 106631.

71. Andrei A. Osiptsov Fluid Mechanics of Hydraulic Fracturing: a Review / Andrei A. Osiptsov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 156. – P. 513–535.

72. Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry / Anirbid Sircar, Kriti Yadav, Kamakshi Rayavarapu, Namrata Bist, Hemangi Oza // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6, Iss. 4. – P. 379–391.

73. Application of supervised machine learning paradigms in the prediction of petroleum reservoir properties: Comparative analysis of ANN and SVM models / Daniel Asante Otchere, Tarek Omar Arbi Ganat, Raouf Gholami, Syahrir Ridha // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 200. – 108182.

74. Ashena, R. Production Improvement via Optimization of Hydraulic Acid Fracturing Design Parameters in a Tight Carbonate Reservoir / R. Ashena, F. Aminzadeh, A. Khoramchehr // Energies. – 2022. – Vol. 15(5). – 1947.

75. Aymen Al-Ameri Optimization of acid fracturing for a tight carbonate reservoir / Aymen Al-Ameri, Talal Gamadi // Petroleum. – 2020. – Vol. 6, Iss. 1. – P. 70-79.

76. Chong, Z. Effect of joint geometrical parameters on hydraulic fracture network propagation in naturally jointed shale reservoirs / Z. Chong, Q. Yao, X. Li // Geofluids. – 2018. – Vol. 2018. – P. 23.

77. Data-driven model for hydraulic fracturing design optimization. part ii: inverse problem / V.M. Duplyakov, A.D. Morozov, D.O. Popkov, A.L. Vainshtein, E.V. Burnaev, A.A. Osiptsov, E.V. Shel, G.V. Paderin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – 109303.

78. Elmo, D. An integrated numerical modelling-discrete fracture network approach applied to the characterisation of rock mass strength of naturally fractured pillars / D. Elmo, D. Stead // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2010. – Vol. 43 (1). – P. 3–19.

79. Escobar, F.H. Pressure transient analysis for long homogeneous reservoirs using TDS technique / F.H. Escobar, Y.A. Hernandez, C.M. Hernandez

// Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Vol. 8(1-2). – P. 68–82.

80. Dmitriy A. Martuyushev, Inna N. Ponomareva, Evgenii V. Filippov. Studying the direction of hydraulic fracture in carbonate reservoirs: Using machine learning to determine reservoir pressure // Petroleum Research. – 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.06.003>

81. Fatigue acid fracturing: A method to stimulate highly deviated and horizontal wells in limestone formation / Kunpeng Zhang, Bing Hou, Mian Chen, Changlin Zhou, Fei Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, Part B. – 109409.

82. Fisher, K. Hydraulic-fracture-height growth: real data / K. Fisher, N. Warpinski // SPE Production & Operations. – 2013. – V. 27, Iss. 1. – P. 8–19.

83. Garagash, I.A. Effects of nonuniform initial stress state on apparent fracture toughness / I.A. Garagash, A.A. Osiptsov // Engineering Fracture Mechanics. – 2020. – Vol. 226. – 106837.

84. Garagash, I.A. Fracture propagation in an initially stressed anisotropic reservoir under shear: reorientation and fluid lag / I.A. Garagash, A.A. Osiptsov // Engineering Fracture Mechanics. – 2021. – Vol. 242. – 107457.

85. HanYi Wang Hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs: Complex fracture or fracture networks / Wang HanYi // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – Vol. 68. – 102911.

86. Hydraulic fracturing operations in mining: conceptual approach and DFN modeling example / T. Katsaga, A. Riahi, D. O. DeGagne, B. Valley, B. Damjanac // Mining Technology. – 2015. – Vol. 124 (4). – P. 255–266.

87. Influence of natural fractures on propagation of hydraulic fractures in tight reservoirs during hydraulic fracturing / Yueliang Liu, Xianbao Zheng, Xianfeng Peng, Yeyu Zhang, Hongde Chen, Jianhua He // Marine and Petroleum Geology. – 2022. – Vol. 138. – 105505.

88. Influence of the fracture process zone on fracture propagation mode in layered rocks / Rui Pan, Guangqing Zhang, Shiyuan Li, Xuelin Zheng, Changzhuo

Xu, Zongyang Fan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 202. – 108524.

89. Interference testing model of multiply fractured horizontal well with multiple injection wells / Youwei He, Shiqing Cheng, Jiazheng Qin, Zhi Chai, Yang Wang, Haiyang Yu, John Killough // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 176. – P. 1106–1120.

90. Investigating the interaction of hydraulic fracture with pre-existing joints based on lattice spring modeling / K. Zhao, D. Stead, H. Kang, B. Damjanac, D. Donati, F. Gao // Computers and Geotechnics. – 2020. – Vol. 122. – 103534.

91. Jamiu Oyekan Adegbite Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system / Jamiu Oyekan Adegbite, Hadi Belhaj, Achinta Bera // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6, Iss. 4. – P. 321–332.

92. Kresse, O. Numerical modeling of 3D hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations / O. Kresse, X. Weng // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2018. – Vol. 51 (12). – P. 3863–3881.

93. Kulakov, P.A. Predicting the effectiveness of hydraulic fracturing as a component of optimizing its design / P.A. Kulakov, A.A. Kutlubulatov, V.G. Afanasenko // SOCAR Proceedings. – 2018. – Iss. 2. – P. 41-48.

94. Lecampion, B. An extended finite element method for hydraulic fracture problems / B. Lecampion // Communications in Numerical Methods in Engineering. – 2009. – Vol. 25 (2). – P. 121–133.

95. Lithofacies classification and sequence stratigraphic description as a guide for the prediction and distribution of carbonate reservoir quality: A case study of the Upper Cretaceous Khasib Formation (East Baghdad oilfield, central Iraq) / Mohamed I. Abdel-Fattah, Adnan Q. Mahdi, Mustafa A. Theyab, John D. Pigott, Zakaria M. Abd-Allah, Ahmed E. Radwan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 209. – 109835.

96. Multi-scale evaluation of fractured carbonate reservoir and its implication to sweet-spot optimization: A case study of Tazhong oilfield, Central Tarim Basin, China / Siyu Chen, Yingjin Wang, Junyang Guo, Qinglin He, Xinran Yin // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 2976–2988.

97. Nagham Amer Sami Ibrahim Forecasting multiphase flowing bottom-hole pressure of vertical oil wells using three machine learning techniques / Nagham Amer Sami, Dhorgham Skban // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6, Iss. 4. – P. 417–422.

98. Numerical investigation of complex hydraulic fracture network in naturally fractured reservoirs based on the XFEM / Yan Dong, Wei Tian, Peichao Li, Bo Zeng, Detang Lu // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 96. – 104272.

99. Numerical investigation of hydraulic fracture propagation in a layered reservoir using the cohesive zone method / J. Guo, B. Luo, C. Lu, J. Lai, J. Ren // *Engineering Fracture Mechanics*. – 2017. – Vol. 186. – P. 195–207.

100. Numerical modeling of complex hydraulic fracture networks based on the discontinuous deformation analysis (DDA) method / Yanzhi Hu, Xiao Li, Zhaobin Zhang, Jianming He, Guanfang Li // *Energy Exploration and Exploitation*. – 2021. – Vol. 39, Iss. 5. – P. 1640–1665.

101. Numerical modelling of fracturing effect stimulated by pulsating hydraulic fracturing in coal seam gas reservoir / C. Ma, Y. Jiang, H. Xing, T. Li // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 46. – P. 651–663.

102. Practical pressure-transient analysis solutions for a well intercepted by finite conductivity vertical fracture in naturally fractured reservoirs / Cao Wei, Shiqing Cheng, Yang Wang, Wenyang Shi, Juhua Li, Jia Zhang, Haiyang Yu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 204. – 108768.

103. Qi Zhang A review of laboratory studies and theoretical analysis for the interaction mode between induced hydraulic fractures and pre-existing fractures / Qi Zhang, Xiao-Ping Zhang, Wei Sun // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 86. – 103719.

104. Role of interaction between hydraulic and natural fractures on production / N. Makedonska, S. Karra, H. S. Viswanathan, G. D. Guthrie // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Vol.82. – 103451.

105. Salam Al-Rbeawi The performance of complex-structure fractured reservoirs considering natural and induced matrix block size, shape, and distribution / Al-Rbeawi Salam // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Vol. 81. – 103400.

106. Shuhua Wang Applicability of deep neural networks on production forecasting in Bakken shale reservoirs / Shuhua Wang, Zan Chen, Shengnan Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 179. – P. 112-125.

107. Single- and two-phase flow model in low-permeability reservoir / Song Fuquan, Song Xingxing, Wang Yong, Sun Yeheng // Petroleum. – 2019. – Vol. 5, Iss. 2. – P. 183–190.

108. Substantiation of application of the technology of acid hydraulic facing Insea Shelfgas condensate carbonate reservoirs / R.U. Rabaev, R.N. Bakhtizin, S.Kh. Sultanov, V.I. Smurygin, S.A. Blinov, T.B. Bakishev // SOCAR Proceedings. – 2020. – Iss. 2. – P. 41–48.

109. The influence of hydraulic fractures on oil recovery by water flooding processes in tight oil reservoirs: An experimental and numerical approach / Linsong Cheng, Deqiang Wang, Renyi Cao, Rufeng Xia // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 185. – 106572.

110. Three-dimensional complex fracture propagation simulation: Implications for rapid decline of production capacity / Yongquan Hu, Qiang Wang, Jinzhou Zhao, Shengnan Chen, Chaoneng Zhao, Chenghao Fu // Energy Science and Engineering. – 2020. – V.8 (12). – P. 4196–4211.

111. Well testing interpretation for horizontal well with hydraulic fractures and interconnected micro-fractures / Xuefeng Tang, Zhiming Chena, Hongyang Chu, Xinwei Liao, Haoshu Chen, Jiali Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 179. – P. 546–557.

112. Weng, X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation / X. Weng // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – 2015. – Vol. 9. – P. 114–135.

113. Xing Liu An efficient stimulated reservoir area (SRA) estimation method based on octree decomposition of microseismic events / Xing Liu, Yan Jin, Botao Lin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 198. – 108291.

114. Zhang, G. Q. Dynamic fracture propagation in hydraulic re-fracturing / G. Q. Zhang, M. Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 70 (3-4). – P. 266–272.

115. Zhiming Chen A semianalytical well-testing model of fracture-network horizontal wells in unconventional reservoirs with multiple discretely natural fractures / Zhiming Chen, Xinwei Liao, Wei Yu // Natural Gas Industry B. – 2020. – Vol. 7, Iss. 6. – P. 567–582.

116. Zhou, J. Experimental investigation of hydraulic fracturing in random naturally fractured blocks / J. Zhou, Y. Jin, M. Chen // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2010. – Vol. 47 (7). – P. 1193–1199.

117. Zijian Wei Study of thermally-induced enhancement in nanopores, microcracks, porosity and permeability of rocks from different ultra-low permeability reservoirs / Zijian Wei, J.J. Sheng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 209. – 109896.

118. 3D numerical simulation of pulsed fracture in complex fracture-cavitated reservoir / Yujie Wang, Xinyong Li, Bing Zhao, Zhennan Zhang // Computers and Geotechnics. – 2020. – Vol. 125. – 103665.

119. 3D visualization of hydraulic fractures using micro-seismic monitoring: Methodology and application / Chenghua Ou, Chenggang Liang, Zhaoliang Li, Li Luoe, Xiao Yang // Petroleum. – 2021. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.03.003>

ПРИЛОЖЕНИЕ 1



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора -
директор Филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми
канд. техн. наук


С.С. Черепанов/

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Настоящий акт подтверждает внедрение результатов, полученных **Филипповым Евгением Владимировичем** в рамках подготовки диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Сложное геологическое строение залежей нефти в карбонатных коллекторах обуславливает трудности в реализации практически всех процессов добычи углеводородов, в том числе в проведении гидравлического разрыва пласта. В диссертационной работе Филипповым Евгением Владимировичем установлено, что в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов проведение ГРП зачастую формируется сложная сеть трещин, которая формируется при невысоких скоростях закачки жидкости разрыва. Признаком ее образования является сложное поведение давления на выкиде насосного агрегата. При этом сложная система трещин обеспечивает большие показатели технологического эффекта, по сравнению с трещинами классической геометрии. Автором установлено, что направления преимущественного трещинообразования в условиях рассматриваемого объекта – турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения, совпадает с зонами максимальных для элемента пластовых давлений. При этом необходимо отметить, что значения пластового давления на момент проведения ГРП воспроизведены методами машинного обучения.

Результаты диссертационного исследования Филиппова Е. В. используются в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми при проектировании мероприятий по гидравлическому разрыву карбонатных коллекторов.

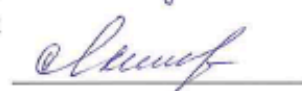
Рекомендуется дальнейшее тиражирование результатов диссертационного исследования для других нефтегазовых активов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Заместитель директора по научной работе в
области разработки месторождений



М. А. Филатов

Начальник отдела планирования и
сопровождения опытно-промышленных
работ



Т. С. Якимова

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2771648

СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ОРИЕНТАЦИИ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Патентообладатель: *федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Пермский национальный исследовательский политехнический университет" (RU)*

Авторы: *Пономарева Инна Николаевна (RU), Мартюшев Дмитрий Александрович (RU), Филиппов Евгений Владимирович (RU)*

Заявка № 2021118157

Приоритет изобретения **21 июня 2021 г.**
Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **11 мая 2022 г.**
Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **21 июня 2041 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью
Сертификат 68b86077c14c2703a94edbd24145d5c7
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 24.05.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

