На правах рукописи

САЛИМОВ ОЛЕГ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Бугульма – 2017

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Научный консультант: доктор технических наук, доцент Насыбуллин Арслан Валерьевич

Официальные оппоненты:

Нифантов Виктор Иванович,
доктор технических наук,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
главный научный сотрудник
центра подземного хранения газа

Хайруллин Мухамед Хильмиевич,
доктор технических наук, профессор,
ФГБУН «Институт механики и машиностроения» Казанского НЦ РАН,
заведующий лабораторией подземной гидродинамики

Хисамутдинов Наиль Исмагзамович,
доктор технических наук, профессор,
ООО НПО «Нефтегазтехнология»,
заместитель директора по науке

Ведущая организация – ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр»

Защита состоится 7 декабря 2017 года в $14^{\underline{00}}$ часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru

Автореферат разослан ___ _____ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Львова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Гидравлический разрыв пластов в ПАО «Татнефть» начал проводиться своими силами с 1996 года. За это время приобретен определенный опыт в проектировании и проведении процессов гидроразрыва, накоплен достаточный промысловой материал по данной технологии. Освоены программные комплексы Meyer, FracPRO, StimPRO, Jewel Suite PressCheck. Создана лаборатория исследования и сопровождения ГРП.

В основном ГРП оказался эффективным методом интенсификации добычи нефти на месторождениях юго-востока Татарстана. Тем не менее в карбонатных коллекторах метод ГРП не нашел широкого применения, поскольку фактические технологические показатели эксплуатации скважин оказывались ниже ожидаемых. Это поставило на повестку дня вопрос об анализе причин такого явления и мерах, которые должны быть приняты для устранения.

Усилиями специалистов института ТатНИПИнефть и ЦТР ООО «ТаграС-ЛениногорскРемСервис» было достигнуто лучшее понимание сути процесса и решены многие неясные вопросы. Несмотря на это, практика показала необходимость дальнейшего развития научных основ технологии ГРП в карбонатных отложениях. Для этого есть несколько причин.

Отсутствие информационной базы не позволяет использовать все преимущества трехмерных моделей, реализованных в коммерческих симуляторах ГРП. Особенно остро это ощущается при проектировании ГРП в карбонатных отложениях.

Проведение испытаний на закачку с целью калибровки моделей также не в полной мере решает эту проблему. Во многих скважинах длительные времена смыкания трещины не позволяют определить необходимые параметры. Наблюдаются также случаи очень быстрого падения давления после закачки, не позволяющие проанализировать кривую.

В этих условиях целесообразно привлечение нескольких, разных по своей физической сущности методов определения необходимых для проектирования ГРП параметров. Большую роль в этом процессе играют экспериментальные исследования жидкостей и горных пород.

Недоизученность параметров вынуждает применять двумерные и упрощенные трехмерные модели, однако все они реализованы лишь для проппантных разрывов. Для кислотных ГРП не предложено ничего.

Отсутствует также методическая база применения технологий ГРП в различных геолого-промысловых условиях, в том числе в карбонатных отложениях с вязкими нефтями.

Для карбонатных коллекторов не разработан метод унифицированного дизайна. Не изучены также методы поиска оптимальных условий проведения ГРП, главным образом кислотных.

Все это делает постановку данной темы актуальной.

Цель диссертационной работы.

Повышение эффективности разработки карбонатных отложений Татарстана путем комплексной оптимизации процессов ГРП.

Задачи исследований.

1. Экспериментальное определение параметров технологических жидкостей, проппантов и карбонатных пород.

2. Создание методов определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона по разрезу скважин на основе ограниченного комплекса промыслово-геофизических исследований.

3. Разработка и адаптация к условиям нефтяных месторождений Татарстана промысловых методов определения параметров для ГРП.

4. Разработка программ и методов проектирования кислотных ГРП на основе аналитических моделей.

5. Анализ и совершенствование методов проектирования ГРП в различных геолого-технических условиях.

6. Поиск рациональных параметров технологии ГРП в карбонатных отложениях.

7. Разработка технических решений, направленных на совершенствование технологий ГРП.

Методы решения поставленных задач.

Поставленные задачи решались на основе обобщения отечественных и зарубежных литературных данных, анализа опыта проведения гидроразрывов на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а также путем проведения теоретических, лабораторных и промысловых исследований с использованием современных методов обработки информации, математического моделирования исследуемых процессов. В работе использовались лицензионные программные продукты Meyer, FracPRO, а также Jewel Suite PressCheck.

Научная новизна.

1. Экспериментально исследованы параметры технологических жидкостей разрыва пласта и их взаимодействие с карбонатными породами месторождений нефти Татарстана:

– определены значения коэффициентов корки и спурта;

– установлена зависимость между коэффициентом спурта и проницаемостью пород;

– определены значения коэффициентов диффузии, скорости и порядок реакции растворения карбонатов в кислотных жидкостях для гидравлического разрыва пластов при высоких давлениях, не допускающих выделения CO_2 в отдельную фазу.

2. Установлены зависимости между давлением смыкания трещины и потерей ее ширины за счет вдавливания проппанта для карбонатных пород основных продуктивных отложений Татарстана:

– показано, что уменьшение ширины закрепленной трещины составляет 23,5 % для башкирского яруса и 16,2 % для турнейского яруса при площадной концентрации проппанта 10 кг/м^2;

– потери концентрации проппанта на площадь находятся пределах от 2 до 3 кг/м^2;

– установлено, что разрушение материала карбонатных коллекторов башкирского яруса под нагрузкой начинается при давлениях 20±1 МПа.

3. Выявлены закономерности реакции карбонатных пород с кислотными жидкостями разрыва:

– установлено, что присутствие Нефтенола-К в солянокислотном растворе не влияет на значения коэффициента диффузии ионов водорода. В кислотном геле по рецептуре Шеврон-Филлипс коэффициент диффузии снижается на два порядка для башкирских отложений и на один порядок для турнейских. В нефтекислотной эмульсии снижение коэффициента диффузии происходит на три порядка, как для башкирских отложений, так и для турнейских;

– установлено, что возрастание степени доломитизации образцов приводит к снижению коэффициента диффузии для 15 %-ной HCl с добавлением Нефтенола-К в среднем в 2 раза. Однако для геля по рецептуре Шеврон-Филлипс отмечается обратное соотношение. Для нефтекислотной эмульсии наблюдаются равные значения коэффициента диффузии, независимо от содержания доломита в образцах.

– установлен факт снижения коэффициента скорости реакции в присутствии Нефтенола-К в 3,29 раза, в растворе по рецептуре Шеврон-Филлипс в 5,40 раз, в нефтекислотной эмульсии в 47,38 раз, по сравнению с ингибированной 15 %-ной соляной кислотой.

4. Выявлены закономерности влияния сжимающего напряжения на проводимость трещин, не закрепленных проппантом:

– установлено, что интенсивное разрушение поверхности протравленной кислотой трещины и снижение ее проницаемости происходит до значений сжимающего напряжения в диапазоне от 10 до 15 МПа (депрессии в скважине порядка от 4 до 9 МПа). После этого темп снижения проницаемости замедляется;

– установлено, что для пород башкирского яруса происходит наиболее интенсивное снижение проницаемости трещины (более чем в 500 раз). Трещины в породах турнейского яруса лучше противостоят воздействию сжимающей нагрузки;

– полного смыкания трещины в условиях кратковременных испытаний (не более 8 часов) не происходит.

5. Научно обоснованы технологические принципы кислотного ГРП:

– установлена зависимость между концентрацией кислоты в растворе, безразмерной проводимостью и длиной трещины. При одной и той же массе *HCl* наилучшее соотношение длины и проводимости трещины достигается при концентрации кислоты в растворе в диапазоне от 18 до 20 %;

– установлено наличие минимума на кривой зависимости безразмерной проводимости трещины от соотношения объемов буферной жидкости и кислоты, который находится в интервале от 0,5 до 0,7 и соответствует максимальному отношению длины протравленной к длине гидравлически созданной трещины.

6. Научно обоснованы технологии гидроразрыва в горизонтальных скважинах в зависимости от вязкости пластового флюида:

– установлена зависимость между технологическим эффектом ГРП и вязкостью пластового флюида. При этом с ростом вязкости увеличивается степень увеличения дебита после ГРП;

– установлен характер влияния количества поперечных трещин на продуктивность скважины. Для карбонатных коллекторов минимальное количество поперечных трещин составляет не менее четырёх при длине горизонтального ствола 600 м, а максимальное количество до 10-12;

– установлено, что расположение поперечных трещин равномерно вдоль ствола горизонтальной скважины дает более высокую продуктивность скважины, чем любое другое расположение;

– количество вертикальных скважин с ГРП с таким же суммарным уровнем добычи, как у одной горизонтальной скважины с поперечными трещинами, равно половине числа поперечных трещин в горизонтальной скважине.

7. Научно обосновано влияние конфигурации участка на продуктивность скважин при многоступенчатом ГРП на залежах высоковязкой нефти:

– горизонтальная скважина, в которой не предполагается проведение многоступенчатого ГРП, достигает максимальной производительности при ориентации вдоль длинной стороны области влияния;

– горизонтальные скважины с поперечными трещинами ГРП достигают максимальной производительности в областях влияния, вытянутых в направлении трещины. Существует такое соотношение сторон участка, которое дает наивысший возможный дебит. С увеличением вязкости соотношение сторон, которое обеспечивает максимальный дебит, также увеличивается.

8. Исследовано влияние ориентации трещин относительно горизонтального ствола на продуктивность скважин:

– научно обоснованы схемы расчета продуктивности горизонтальных скважин с продольными трещинами;

– установлено, что больший накопленный отбор нефти обеспечивается продольными трещинами по сравнению с поперечными при следующих параметрах пласта:

а) при вязкости 4,5 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,05 мкм^2;

б) при вязкости 10 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,10 мкм^2;

в) при вязкости 20 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,20 мкм^2;

г) при вязкости 45 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,420 мкм^2.

Эти значения разграничивают две области. На границе между областями производительность трещин не зависит от их ориентации.

– установлена зависимость между производительностью и безразмерной проводимостью систем трещин разной ориентации. При этом снижение безразмерной проводимости увеличивает разницу в производительности продольных и поперечных трещин.

9. Для скважин нефтяных месторождений Татарстана установлены:

– синтетические кривые интервальных времен пробега продольных и поперечных волн в зависимости от значений естественной радиоактивности, показаний нейтронного гамма-каротажа, удельного сопротивления пласта и плотности пород;

– зависимости между модулем Юнга, значениями естественной радиоактивности, показаниями нейтронного гамма-каротажа, удельного сопротивления пласта.

10. Найдено решение обратной задачи проектирования ГРП для трещин гидроразрыва с проницаемостью, зависящей от их геометрии:

– установлено, что зависимость безразмерного коэффициента продуктивности скважины от безразмерной проводимости трещины, а также от ее протравленной длины имеет максимум;

– этот максимум смещен в сторону более высокой безразмерной проводимости трещины и в сторону более короткой протравленной длины, по сравнению с максимумом для проппантных трещин.

Защищаемые положения.

1. Результаты экспериментальных исследований коэффициента утечек и спурта, коэффициента диффузии, константы скорости и порядка реакции, влияния напряженного состояния горных пород на проводимость трещины для параметрического обеспечения дизайна ГРП в карбонатных коллекторах.

2. Рекомендации по выбору масштаба гидравлического разрыва в вертикальных и горизонтальных скважинах с различными геолого-техническими условиями.

3. Рекомендации по планированию кислотных ГРП в карбонатных коллекторах Татарстана с учетом механических свойств пород и геомеханических условий проведения ГРП.

4. Установленные зависимости между геомеханическими и геофизическими параметрами для палеозойских отложений Татарстана.

5. Принципы выбора направления стволов скважин, ступеней ГРП и конфигураций элементов разработки для проведения ГРП на залежах вязких нефтей, граничные значения проницаемости пластов и вязкости нефти для эффективного применения продольных трещин в горизонтальных стволах.

6. Принципы реализации унифицированного дизайна для трещин с переменной проводимостью, зависящей от их геометрии.

7. Разработанные автором новые технологии гидроразрыва карбонатных пластов.

Практическая ценность.

1. Установлено, что из трех коммерческих симуляторов ГРП: MFrac, FracPRO и GOHFER наиболее широкие возможности построения геомеханической модели разреза имеет симулятор GOHFER, наиболее узкие возможности – симулятор MFrac.

2. Для полноценного использования наиболее популярного симулятора ГРП MFrac автором рекомендовано обработку каротажа и построение геомеханической модели выполнять в геомеханических программах, например, такой как JewelSuite PressCheck.

3. Автором рекомендовано использовать программу FracPRO для проектирования кислотных гидроразрывов, а также для создания калиброванных моделей гидроразрыва.

4. В математическом пакете MathCad запрограммирован модифицированный метод Мейерхофера, что позволяет использовать его совместно с программным комплексом Meyer для оценки проницаемости пластов с длительными временами смыкания трещины.

5. Использование формул для проводимости трещин, выведенных в настоящей работе, позволяет устранить существенное завышение проводимости трещины для пород башкирского яруса.

6. Полученные корреляции между геомеханическими и геофизическими параметрами позволяют определять напряжения, модуль Юнга и коэффициент Пуассона по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин.

7. Анализом промысловых данных подтверждено, что недопродавка сшитого (боратного) геля в пласт при минифраке вызывает появление максимума на кривой падения устьевого давления. Сшитый гель не должен оставаться в стволе скважины.

8. Методика кратковременных закачек с использованием графика Холла позволяет оперативно оценивать состояние призабойной зоны нефтяных скважин.

9. С использованием современных научных достижений и результатов данной работы оказывалась практическая помощь НГДУ по подбору технологий, проектированию и сопровождению процессов ГРП.

10. Разработаны, утверждены и переданы в производство 11 руководящих документов на методики и технологии ГРП.

11. Предложен график для определения областей эффективного применения продольных и поперечных трещин в горизонтальных стволах скважин в зависимости от вязкости пластовой нефти, а также способы расчета продуктивности горизонтальных скважин с продольной трещиной гидроразрыва в программе MProd.

12. Разработано семь программ для ЭВМ, которые расширяют возможности существующих симуляторов, на все программы получены свидетельства о государственной регистрации.

13. Автором рекомендовано для повышения эффективности гидроразрыва в сланцевых доманиковых отложениях осваивать технологию водного гидроразрыва с проппантом, дизайн при этом разрабатывать с учетом развития дискретной сети трещин (Discrete Fracture Network).

14. Разработан критерий большеобъемного кислотного ГРП – свыше 6 $м^3$ солянокислотного раствора 15 – 20 %-ной концентрации на 1 м вскрытой толщины пласта.

15. Разработан метод унифицированного дизайна для трещин с переменной проницаемостью (трещин кислотного гидроразрыва пластов).

16. Разработан алгоритм и программа расчета кислотного ГРП в среде EXCEL, позволяющие выполнить унифицированный дизайн кислотной трещины.

17. Расчет проницаемости кислотной трещины методом эквивалентного проппанта позволяет расширить возможности коммерческого симулятора MFrac по оптимизации кислотных разрывов.

18. Предложено и запатентовано 36 новых технических решений, направленных на повышение качества и расширение области применения ГРП.

19. Внедрение полученных автором научных результатов в промысловую практику позволило получить прибыль в размере 78,4 млн. руб. По скважинам, на которых применялись полученные автором результаты, средний прирост дебита в 1,44 раза выше по сравнению со среднестатистическими показателями.

Апробация работы.

Результаты работы докладывались на Всероссийской конференции с международным участием «Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа», ИПНГ РАН, Москва, 15-18 ноября 2011 г., Международной научно-практической конференции, г. Речица, Республика Беларусь, 23-25 мая 2012 г., Международной научно-практической конференции «Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья», Санкт-Петербург, 26-27 мая 2015 г., межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть» в 2015 г., на технической конференции SPE «Нефтегазовая геомеханика», Москва, 27-28 марта 2017 г., на заседании секции НТС ООО «Газпромнефть-НТЦ» в 2017 г., на заседании расширенной секции НТС ООО «Роснефть-УфаНИПИнефть» в 2017 г., на заседании Ученого Совета филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в 2017 г., на годичных собраниях Волго-Камского регионального отделения РАЕН в 2015-2017 годах, на семинарах главных инженеров ПАО «Татнефть», на научно-технических совещаниях ПАО «Татнефть» по новой технике и технологиям, а также на заседаниях методсовета отдела эксплуатации и ремонта скважин института «ТатНИПИнефть».

Публикации и личный вклад автора.

По теме диссертации опубликованы 94 научные работы, в том числе статей в периодических изданиях по перечню ВАК – 31, в прочих изданиях – 15, в иностранных журналах – 3, монографий – 2, автором получено патентов – 36, свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ – 7.

Автором проанализировано текущее состояние технологий ГРП в ПАО «Татнефть». Выполнены экспериментальные исследования утечек жидкости разрыва, вдавливания проппанта в карбонатные породы, коэффициента диффузии и констант скорости реакции растворения известняков, проводимости кислотных трещин. Исследованы и разработаны методики построения геомеханических моделей в симуляторах ГРП, создания синтетических кривых каротажа, получены формулы для расчета модуля Юнга при ограниченном комплексе геофизических исследований. Даны рекомендации по применению промысловых методов определения параметров для ГРП. Путем моделирования определены рациональные параметры технологии кислотного гидроразрыва. Исследовано влияние вязкости пластовых флюидов на результаты гидроразрыва пласта. Определена область рационального применения продольных и поперечных трещин в горизонтальных стволах. Научно обоснованы схемы расчета продуктивности горизонтальной скважины с продольной трещиной разрыва. Разработан алгоритм и программа расчета кислотного ГРП на основе аналитических моделей. Предложен и обоснован ряд технических решений в области технологий гидравлического разрыва пласта. Проанализировано влияние массы проппанта на технологический эффект ГРП. Разработан алгоритм унифицированного дизайна трещины гидроразрыва с переменной проницаемостью. Сформулированы направления развития технологии ГРП в сланцевых отложениях Татарстана.

В основных научных работах, выполненных как лично, так и при участии соавторов, соискателем выполнялось: теоретические и экспериментальные исследования, моделирование процессов ГРП, анализ промыслового материала, разработка алгоритмов и программ для ЭВМ, написание статей.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа содержит введение, девять тематических глав, основные результаты и выводы, список литературы из 154 наименований. Объем работы составляет 384 страницы, в том числе 137 рисунков, 49 таблиц и 2 приложения.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность научному консультанту, д-ру техн. наук, доценту А.В. Насыбуллину за методическую помощь при постановке и выполнении работы, д-ру техн. наук, академику АН РТ, профессору Р.Р. Ибатуллину, д-ру техн. наук, профессору В.М. Валовскому, д-ру техн. наук, профессору К.М. Гарифову, д-ру техн. наук М.Х. Мусабирову, д-ру техн. наук, профессору Г.С. Абдрахманову, а также другим

специалистам ПАО «Татнефть» за ценные консультации и содействие в выполнении диссертационной работы.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении определены основная цель и направление исследований, обоснованы актуальность и важность проблемы интенсификации добычи нефти путем проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). Отмечено, что данная проблема в нефтяной отрасли является одной из приоритетных в поддержании рентабельности действующего фонда скважин, что в конечном итоге предопределяет плановую добычу нефти.

Также сформулированы научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность работы и ее реализация в промышленности.

В первой главе показано, что гидроразрыв пласта – сравнительно сложный, энергоемкий и дорогостоящий технологический процесс. Поэтому для обеспечения его технологической и экономической эффективности проводят тщательное и всестороннее изучение объекта обработки и составление проекта.

При проектировании гидроразрыва решается три комплекса задач:

– прогноз дебитов нефти и газа, которые могут быть получены при создании трещин различной длины и проводимости для данного пласта;

– расчет технологических параметров гидроразрыва, обеспечивающих образование трещин требуемой длины и проводимости;

– определение чистого годового дохода от проведения ГРП.

Первому комплексу задач – работе пласта с трещиной гидроразрыва посвящены работы многих исследователей, как отечественных, так и зарубежных. Большой вклад в решение этой проблемы внесли Г.И. Баренблатт, И.В. Владимиров, С.И. Грачев, Ю.П. Желтов, А.Г. Загуренко, Р.Р. Ибатуллин, Р.Д. Каневская, М.Л. Карнаухов, Р.М. Кац, Р.М. Курамшин, Р.Я. Кучумов, И.Т. Мищенко, Ю.А. Поддубный, А.А. Поздняков, И.Н. Стрижов, Ш.Х. Султанов, Р.Е. Теслюк, М.Х. Хайруллин, М.М. Хасанов, Р.С. Хисамов, С.А. Христианович, R.G. Agarval, H. Cinco-Ley, A.C. Gringarten, W.J. McGuire, M. Prats, H.J. Ramey и др. В последние годы появился ряд диссертаций, посвященных этому вопросу, это работы Р.Т. Апасова, П.Ю. Казанцева, А.Н. Карнаухова, С.В. Малышева, А.В. Саранча и других. Разработаны программы, учитывающие гидроразрыв пласта при проектировании разработки, например, «ТехСХЕМА» ОАО «СургутНИПИнефть».

Оценкой эффективности ГРП в разных геологических условиях занимались С.А. Кондратьев, В.Д. Лысенко, С.Ф. Мулявин, О.Н. Пичугин, Р.Т. Фазлыев, Н.И. Хисамутдинов и др. Исчерпывающий обзор исследований притока в скважины с трещинами гидроразрыва сделан в работах Р.Д. Каневской.

Второй комплекс задач – проектирование технологии гидроразрыва – наиболее обширен и активно развивается. Образование трещины с заданными параметрами зависит от многих факторов, недостаточно поддающихся определению и контролю, особенно по вопросу направленности распространения трещины. Поэтому возможности определения ограничены по существу выбором соответствующих материалов (жидкостей, присадок и проппантов), а также объемов, темпов и режимов их закачки. Здесь доминируют работы зарубежных авторов – T.K. Perkins, L.R. Kern, R.P. Nordgren, J. Geertsma, F. de Klerk, R.D. Carter, B.R. Meyer, M.J. Economides, A. Ali Daneshy, R. D. Barree, M. Soliman, K.G. Nolte, J.L. Gidley, S.A. Holditch, A. Settari, J. Romero, M.J. Mayerhofer, R.D. Gdanski, R.W. Veatch, J. Shaoul, D.P. Craig, N.R. Warpinski, J.L. Elbel, M.B. Smith и др. Многие разработанные ими методики реализованы в программных комплексах, которые нашли широкое распространение по всему миру. Однако самая первая точная связь потока жидкости и упругого деформирования пласта была представлена российскими учеными С.А. Христиановичем и Ю.П. Желтовым в 1955 году. Через пару лет методы расчета продвижения трещины ГРП были изложены Ю.П. Желтовым в монографии.

Большой вклад в развитие теории и практики кислотного ГРП внесли D.E. Nierode, H.A. Nasr-el-Din, L.D. Roberts, J.A. Guin, A.H. Al-Ghamdi, B.B. Williams, C.W. Crowe, K. Lund, H.S. Fogler, K.C. Taylor, J. Rozieres, A.W. Coulter, Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов и др.

Геомеханические аспекты ГРП изучали M. D. Zoback, D. J. Wiprut, C.A. Barton, B.A. Eaton, B.C. Haimson, N.R. Warpinski, C.A. Wright, V. Maury, Ю.А. Кашников, И.Д. Латыпов, В.Н. Николаевский, А.И. Федоров и др.

Изучением упругих свойств горных пород занимались В.М. Добрынин, F. Gassmann, В.Н. Кобранова и др. Разработке рецептур технологических жидкостей, в том числе и для гидравлического разрыва пласта, посвящены работы Л.А. Магадовой, М.Х. Мусабирова, В.И. Нифантова, Г.А. Орлова, С.А. Рябоконя, А.Г. Телина и др.

Вместе с тем, остается много нерешенных проблем, особенно в области гидроразрыва карбонатных пластов.

Во второй главе рассмотрены принципы моделирования ГРП и состояние научно-исследовательских работ в области технологий ГРП.

Нефтяная компания, перед принятием решения о проведении ГРП, должна оценить прогнозный дебит скважины своего месторождения. Для этого проводится моделирование процесса ГРП. В современных условиях для моделирования ГРП применяют математические модели, которые реализованы в виде программных комплексов – пакетов программ для расчета на компьютере. Модель – это совокупность математических формул, параметров модели и исходных данных. Чтобы модель заработала, ее надо наполнить содержанием – фактическими данными о параметрах процесса (модель = формулы + параметры + данные).

Кроме того, модель должна быть откалибрована по истории развития процесса, чтобы ее можно было использовать для целей прогнозирования. Математические модели позволяют поставить эксперимент, то есть исследовать влияние отдельных параметров при постоянстве других (например, провести расчет, анализ и сравнение нескольких сценариев проведения ГРП или вариантов эксплуатации скважины после ГРП). Моделирование гидроразрыва пласта позволяет существенно уменьшить количество технологических ошибок и спрогнозировать эффективность операции.

Цикл построения и использования моделей ГРП представлен на рисунке 2.1. Подробное рассмотрение всех математических моделей ГРП было представлено в кандидатской диссертации автора «Совершенствование методов проектирования и анализа результатов гидравлического разрыва пластов», 2009 год. Там же приведено сравнение характеристик различных симуляторов ГРП. В данной работе этот материал не воспроизводится.

В данной главе рассмотрено также состояние научно-исследовательских работ по ГРП в институте ТатНИПИнефть, приведены ранее полученные научные результаты.

Рисунок 2.1 – Блок-схема построения и использования модели ГРП

В третьей главе приведены результаты анализа эффективности технологий ГРП на месторождениях ПАО «Татнефть».

Показано, что одним из важных резервов стабилизации добычи нефти в регионе являются карбонатные коллектора. Однако, доля скважин,

простимулированных по технологии кислотного гидравлического разрыва (КГРП) очень мала, и составляет порядка 10 – 12 % от общего числа гидроразрывов. Проппантных разрывов в карбонатах и того меньше.

Недостаточная проработка теоретических вопросов сдерживает применение технологии КГРП на месторождениях ОАО «Татнефть». Например, в 2008 году доля кислотных разрывов, при которых, по мнению НГДУ, не были достигнуты ожидаемые результаты по добыче нефти, составила 40 %. Успешность повторных операций гидроразрыва оказалась намного ниже успешности первичных операций. Выявлен рост доли недостаточно эффективных процессов ГРП вверх по разрезу.

Однако если исключить скважины с внешними причинами из общего списка, то останутся только те скважины, причины низкой эффективности которых кроются в недочетах при подборе скважин-объектов и материалов для ГРП, проектировании и выполнении процесса (13,3 %). Реальная цифра успешности составит при этом около 87 %. Основными признаками недостаточно эффективных процессов являются рост обводненности, незначительный прирост продуктивности или его отсутствие, кратковременность проявления эффекта.

Установлено, что проведение минифраков не влияет на эффективность ГРП. На промысловых примерах показаны типичные осложнения, возникающие при интерпретации данных минифрака. На многих скважинах после проведения минифрака отмечаются очень продолжительные времена смыкания трещины. Для получения точных оценок давления смыкания в этих условиях необходимо применение альтернативных методов.

Все методы интерпретации основаны на предположении, что на устье всегда избыточное давление и манометр его зарегистрирует. А если в скважине устанавливается уровень жидкости по причине низкого пластового давления, то при интерпретации данных минифрака возникают серьезные трудности, вплоть до невозможности получить результат. Кроме того, во многих скважинах не достигается псевдорадиальный режим течения к концу записи давления. А именно этот участок течения необходим для определения пластового давления и проницаемости пласта. Недопродавка сшитого (боратного) геля в скважине после минифрака может вызвать появление максимума на кривой устьевого давления.

На скважинах ПАО «Татнефть» проявляются практически все виды осложнений, которые вызывают затруднения при интерпретации.

Несмотря на существенный прогресс, достигнутый за последние годы в понимании процессов, протекающих в ходе выполнения ГРП, остается еще много нерешенных вопросов и широкое поле деятельности для исследователей. Проведенный анализ состояния дел и уровня моделирования ГРП позволил наметить направления дальнейших исследований.

В четвертой главе описываются экспериментальные работы, проведенные автором по определению параметров для ГРП.

Измерения коэффициента утечки и спурта проводились на керновом материале из карбонатных отложений республики Татарстан.

Было подтверждено, что при низких значениях проницаемости карбонатного керна кривизна полученных кривых имеет положительный знак. Для образцов карбонатных пород с проницаемостью свыше $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 кривые имеют выпуклость вверх (отрицательная кривизна, по правилу «зонта»), что соответствует теоретическим представлениям (рисунок 4.1).

Гель для исследований был предложен специалистами участка ГРП ООО «ТаграС-ЛениногорскРемСервис». Характерным для предложенной рецептуры геля является длительное время образования корки, порядка 9 – 16 минут. Поэтому называть спурт «мгновенной утечкой» для карбонатов можно лишь условно. Наблюдались случаи, когда правая часть кривой в области больших значений времени не выпрямлялась на графике зависимости от корня из времени. Таким образом, фильтрационная корка в карбонатах образуется длительное время, которое зачастую превышает время операции ГРП в условиях Татарстана (примерно 30 минут).

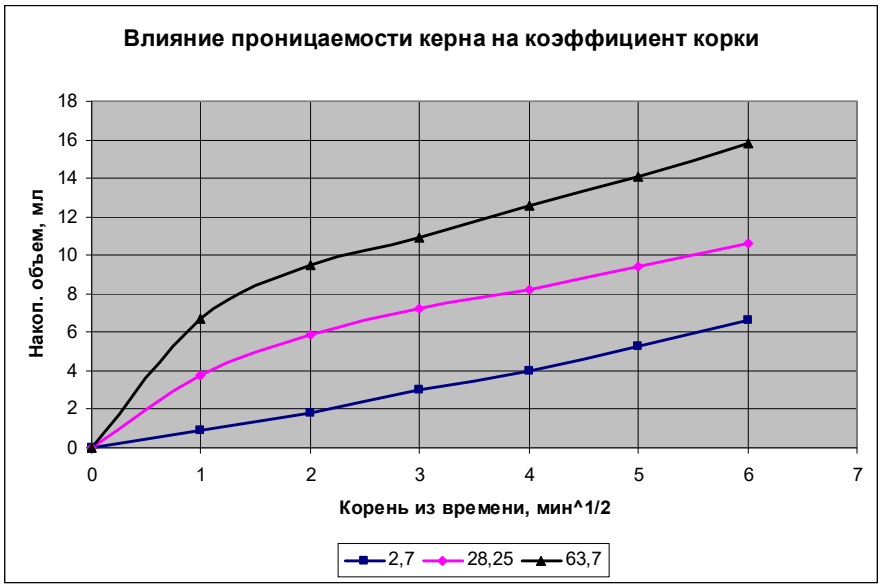

Рисунок 4.1 – Влияние проницаемости керна на определение коэффициента корки. Шифр кривых – коэффициент проницаемости в 10^{-3} мкм^2

Зависимость между коэффициентом корки C_{III} и проницаемостью породы не выявляется, что закономерно по физическим соображениям. Также отсутствует зависимость между коэффициентами корки для линейного и сшитого геля. Однако прослеживается четкая зависимость коэффициента спурта от проницаемости породы. Эта зависимость описывается уравнением

$$S = 0{,}0002\, k^{1{,}2225} \qquad (4.1)$$

где S – коэффициент спурта, фут;
k – коэффициент проницаемости, мД.

Коэффициент корки при фильтрации сшитого геля через карбонатные породы юго-востока республики Татарстан составляет в среднем:

1) в башкирских отложениях 0,0016 фут/мин$^{1/2}$;

2) в турнейских отложениях 0,0080 фут/мин$^{1/2}$.

Коэффициент спурта соответственно составляет:

1) в башкирских отложениях 0,064 фут;

2) в турнейских отложениях 0,028 фут.

Карбонаты являются гораздо более мягкими, чем породы кварцевого состава. При проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) это приводит к увеличенному вдавливанию зерен проппанта с соответствующим уменьшением ширины и проводимости закрепленной трещины.

Автором проведены испытания на вдавливание зерен проппанта в породу с целью обеспечения максимальной продуктивности скважины после ГРП. Для испытаний были подобраны образцы полноразмерного керна из турнейского яруса Вишнево-Полянского месторождения и башкирского яруса Ромашкинского месторождения. Все образцы имели пористость выше кондиционного значения, то есть были коллекторами.

Образцы помещались в стальной контейнер, в котором мог перемещаться стальной плунжер. На верхний торец образца насыпали слой проппанта с толщиной, которая была выбрана так, чтобы не произошло полного смыкания плунжера с поверхностью породы, и всегда оставался свободный слой проппанта.

В процессе измерений к плунжеру прикладывали нагрузку и регистрировали значения нагрузки и перемещения плунжера. График измеренных величин строился автоматически программным обеспечением IMD. Точность отсчетов нагрузки на МИРИ-К ±1 %, а датчика перемещения ±2 %. Для определения нагрузки, при которой разрушается образец, первый опыт провели при максимально допустимой нагрузке. Было зафиксировано начало разрушения образца при нагрузке 500 кН. В дальнейшем все опыты были проведены при максимальной нагрузке 300 кН, за исключением одного образца башкирского яруса, для которого нагрузка составила 250 кН.

В ходе исследований было выявлено, что для башкирских отложений в ряде случаев начинается раннее разрушение породы. Три образца из десяти начали разрушаться при давлениях 19,1; 23,4; 26,0 МПа. Это было четко видно на диаграммах по отклонению кривой нагружения от прямой линии. Для образцов турнейского яруса отклонение не отмечалось, диаграмма была представлена прямой линией, свидетельствующей об упругой деформации. Был сделан вывод, что примерно в 30 % случаев карбонатная порода башкирского яруса начнет разрушаться, когда давление в трещине достигнет диапазона от 19 до 26 МПа.

Зависимости, описывающие вдавливание проппанта, получены в следующем виде:

$$W_e = 2 \cdot \frac{P_c}{21{,}92} \text{ мм для башкирского яруса} \quad (4.2)$$

$$W_e = 2 \cdot \frac{P_c}{39{,}24} \text{ мм для турнейского яруса} \quad (4.3)$$

Множитель 2 учитывает наличие двух плоскостей вдавливания, а давление смыкания выражено в МПа.

Подбор рецептур кислотных жидкостей для гидроразрыва и определение их параметров является задачей первостепенной важности для обеспечения эффективного кислотного гидравлического разрыва пласта (КГРП). Следующими по важности после коэффициента утечки параметрами, учитываемыми в дизайне кислотной трещины, являются:

– коэффициент диффузии;
– коэффициент скорости и порядок реакции;
– энергия активации.

Эти параметры определяют расстояние, проходимое кислотой вдоль гидравлической трещины до точки ее полной нейтрализации.

Программа MFrac имеет базу кислот, в которой заданы коэффициенты скорости реакции и диффузии. Однако в базе нет данных по реакционной способности пород территории Татарстана и применяемых в ПАО «Татнефть» кислотных жидкостей разрыва.

В данной работе были исследованы следующие жидкости для КГРП:

– Ингибированная соляная кислота 15 %-ной концентрации;
– Ингибированная соляная кислота 15 %-ной концентрации 96 %, Нефтенол-К марки НК-ФД 4 %;
– Кислотный состав по рецептуре Chevron Phillips на основе 20 %-ного раствора ингибированной соляной кислоты;
– Нефтекислотная эмульсия по рецептуре ТатНИПИнефть на основе 20 %-ного раствора ингибированной соляной кислоты.

Первые два состава представляли собой ньютоновскую жидкость, а последние два – неньютоновскую, течение которых описывается степенным законом. Тестирование стабильности эмульсии было проведено согласно нормам API RP 42. Температура исследований составила для первых трех составов от минус 5 до плюс 25 °С, а для нефтекислотной эмульсии от плюс 15 до плюс 35 °С в связи с опасностью выпадения из нефти парафина и асфальтенов.

Образцы керна башкирского яруса представляли собой чистые известняки, а турнейского яруса – доломитизированные известняки. Среднее содержание доломита в образцах турнейского яруса составило 48,11 %. Среднее содержание нерастворимого остатка было примерно одинаково – 6 % для башкирских образцов и 5,14 % для турнейских. Для исследования отбирались образцы керна с низкой проницаемостью и пористостью, чтобы реакция протекала только на поверхности образца. Подготовка керна была проведена в соответствии с нормами API RP 40 и API RP 27.

Измерения проводились при давлении 1000 psi (6,89 МПа), чтобы избежать выделения углекислого газа в свободную фазу. Содержание кальция в отобранных пробах жидкости определяли с помощью атомно-абсорбционного спектрометра AAnalyst-800 компании Perkin-Elmer. Максимальное время реакции для одного образца было установлено равным 6 минутам, при котором не происходило полного растворения породы диска. Пробы отбирались на 4, 5 и 6 минуте с начала реакции.

Графики для интерпретации строили, откладывая по оси ординат значение функции F, а по оси абсцисс $\omega^{\frac{1}{1+n'}}$:

$$F = \frac{J_{mt}}{\phi(n')\left(\frac{k'}{\rho}\right)^{\left(\frac{-1}{3(1+n')}\right)} R^{\left(\frac{1-n'}{3(1+n')}\right)} C_b} = D_e^{2/3}\omega^{\frac{1}{1+n'}}, \qquad (4.4)$$

где J_{mt} – скорость растворения, моль/(см^2·с);

D_e – эффективный коэффициент диффузии, см^2/с;

n' – показатель режима течения, безразмерный;

k' – показатель консистенции жидкости, г/см·с$^{2-n'}$;

ρ – плотность жидкости, г/см^3;

ω – угловая скорость вращения диска, с$^{-1}$;

φ – табулированная функция, зависящая от n';

C_b – концентрация ионов водорода в объеме раствора, моль/см^3;

R – радиус диска, см.

По наклону прямой вычисляется значение коэффициента диффузии D_e.

Коэффициенты диффузии, измеренные методом вращающегося диска на установке RDA-100 и значения энергии активации, подсчитанные с использованием уравнения Аррениуса для трех температур, представлены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Значения коэффициентов диффузии и энергии активации для известняков башкирского яруса при базовой температуре 25 °С.

Состав жидкости	D_e, см^2/с	E_a, Ккал/моль
Ингибированная соляная кислота 15 %-ной концентрации	$1{,}73\times10^{-5}$	7,676
Соляная кислота 15 %-ной концентрации 96 %; Нефтенол-К марки НК-ФД 4 %	$1{,}64\times10^{-5}$	13,631
Кислотный гель Chevron Phillips на основе 20 %-ного раствора соляной кислоты	$3{,}87\times10^{-7}$	7,000
Нефтекислотная эмульсия на основе 20 %-ного раствора соляной кислоты	$2{,}10\times10^{-8}$	13,911

Определение константы скорости и порядка реакции растворения известняка в кислотных жидкостях представляет собой более сложную задачу, чем определение коэффициента диффузии. Это вызвано ростом площади реагирующей поверхности, в результате чего кинетическая стадия почти совсем не проявляется, а смешанная стадия видна лишь при некоторых температурах и ограниченном диапазоне скоростей вращения диска.

Таблица 4.2 – Значения коэффициентов диффузии и энергии активации для известняков турнейского яруса при базовой температуре 25 °С.

Состав жидкости	D_e, см^2/с	E_a, Ккал/моль
Ингибированная соляная кислота 15 %-ной концентрации	$6{,}06\times10^{-6}$	4,049
Соляная кислота 15 %-ной концентрации 96 %; Нефтенол-К марки НК-ФД 4 %	$8{,}35\times10^{-6}$	5,424
Кислотный гель Chevron Phillips на основе 20 %-ного раствора соляной кислоты	$6{,}69\times10^{-7}$	3,777
Нефтекислотная эмульсия на основе 20 %-ного раствора соляной кислоты	$2{,}04\times10^{-8}$	14,705

Для определения параметров реакции используют прямолинейные анаморфозы графика, построенные для разных областей. Если процесс растворения лимитируется диффузией, то можем определить лишь коэффициент эффективной диффузии. Для определения константы скорости реакции и ее порядка необходимо проанализировать ход реакции в смешанной или кинетической областях.

Фактические кривые реакции растворения карбонатов сильно отличаются от теоретических (рисунки 4.2, 4.3).

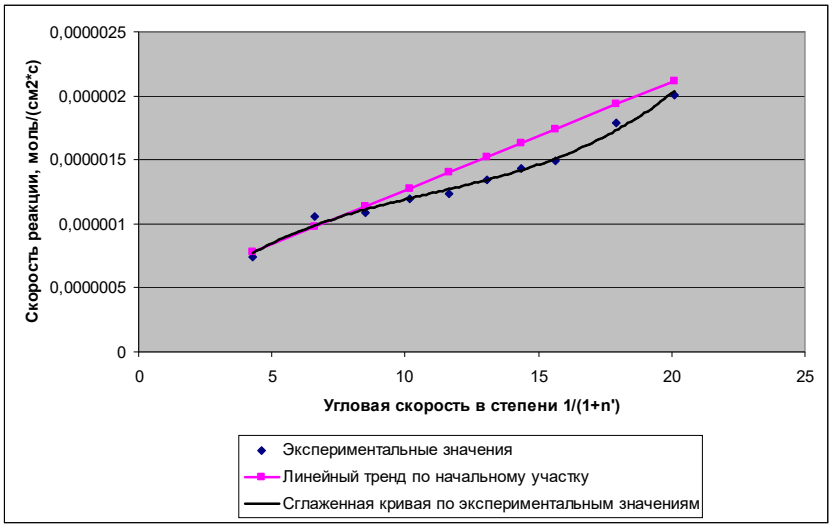

Рисунок 4.2 – Зависимость скорости реакции от угловой скорости вращения диска для башкирских отложений и кислотного геля по рецептуре Шеврон-Филлипс при температуре 10 °С

При увеличении скорости вращения диска кривые не стремятся выполаживаться, а наоборот, происходит стремительный рост скорости реакции. При этом для кернов из башкирских отложений наблюдается некоторый участок, где кривая начинает выполаживаться, а затем начинается рост с увеличенным угловым коэффициентом.

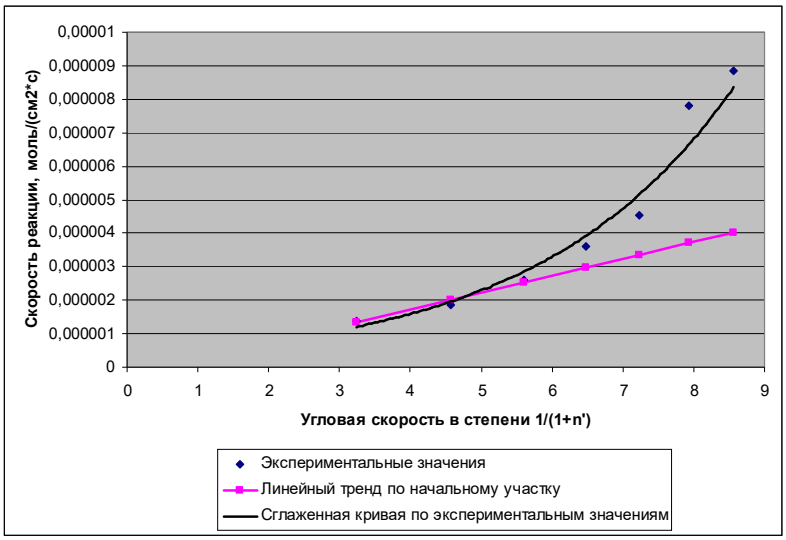

Рисунок 4.3 – Зависимость скорости реакции от угловой скорости вращения диска для турнейских отложений и 15 %-ного раствора ингибированной соляной кислоты при температуре 10 °С

Для кернов из турнейских отложений такого участка выполаживания вообще не отмечается, кривая растет примерно экспоненциально после некоторого начального линейного участка. В этом случае область смешанной кинетики не проявляется, она полностью перекрыта областью роста поверхности образца. Такая особенность растворения карбонатов обусловлена значительным ростом площади реагирующей поверхности за счет образования каналов растворения (wormholes) и неравномерной реакцией на поверхности вследствие ее неоднородности.

В условиях смешанной кинетики и установившейся диффузии

$$\lg i = \lg i_k + p \lg\left(1 - \frac{i}{a\sqrt{\omega}}\right) \qquad (4.5)$$

где $a = 0{,}62 D^{2/3} \nu^{-1/6} C_b$;

i – измеряемый поток ионов;

i_k – предельный кинетический поток;

i_d – предельный диффузионный поток, равный $a\sqrt{\omega}$;

ω – угловая скорость вращения диска, $с^{-1}$;

p – порядок реакции.

Таким образом, зависимость lg$i$ от lg(1-$i/a\sqrt{\omega}$) представляет собой прямую линию, тангенс угла наклона которой дает порядок реакции p, а отрезок, отсекаемый на оси ординат, равен lgi_k, откуда можно определить k.

Здесь неизвестным является порядок реакции, поэтому необходимо знать коэффициент диффузии, который входит в выражение для a. Он определяется из уравнения для диффузионной стадии процесса.

Вычисленные коэффициенты скорости и порядки реакции для образцов башкирского яруса для разных температур представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Значения коэффициента скорости и порядка реакции для башкирских отложений и различных жидкостей гидроразрыва, при указанных температурах

Состав жидкости	Температура, °С	Порядок реакции, безразмерный	Константа скорости, (моль/см^3)$^{(1-n)}$(см/с)
Ингибированная соляная кислота 15 %-ной концентрации	-5	0,2715	$3{,}3664\times10^{-5}$
Соляная кислота 15 %-ной концентрации 96 %; Нефтенол-К марки НК-ФД 4 %	-5	0,2715	$1{,}0232\times10^{-5}$
Кислотный гель Chevron Phillips на основе 20 %-ного раствора соляной кислоты	+10	0,2096	$6{,}2327\times10^{-6}$
Нефтекислотная эмульсия на основе 20 %-ного раствора соляной кислоты	+15	0,1329	$7{,}1049\times10^{-7}$

При анализе результатов кислотных ГРП на месторождениях Татарстана было замечено, что не всегда прогнозная добыча подтверждается на практике. Расхождение между фактом и прогнозом иногда было существенным, и различалось для карбонатных пород разного возраста. Систематические поиски причин такого несоответствия привели к формуле проводимости кислотной трещины.

Моделирование кислотного ГРП проводили на шести объектах: башкирском и турнейском ярусах Вишнево-Полянского, Ново-Елховского и Ромашкинского месторождения. Все графики снижения проницаемости с ростом сжимающего напряжения имели одинаковый вид. Вначале наблюдалось резкое снижение проницаемости, затем, начиная с напряжений, находящихся в диапазоне от 10 до 15 МПа (при этом значения депрессии на пласт попадают примерно в диапазон от 4 до 9 МПа), скорость снижения проницаемости резко замедлялась. Характерно, что в условиях Татарстана давление гидроразрыва пластов указанных отложений (минимальное горизонтальное напряжение) находится именно в диапазоне от 13 до 16 МПа.

Формулы для расчета проводимости трещины КГРП от сжимающего напряжения получены автором в традиционной экспоненциальной форме Нироуда-Крука:

$$wk_f = C_1 \cdot \exp\left(-C_2 S\right) \tag{4.8}$$

Однако сейчас коэффициент C_2 в формуле (4.8) уже не связывается со значением твердости сухой породы по Бринеллю, а является экспериментально определенным параметром. Все параметры корреляций по объектам представлены в таблице 4.4.

На рисунке 4.4 показана типичная зависимость проницаемости протравленной трещины от сжимающего напряжения.

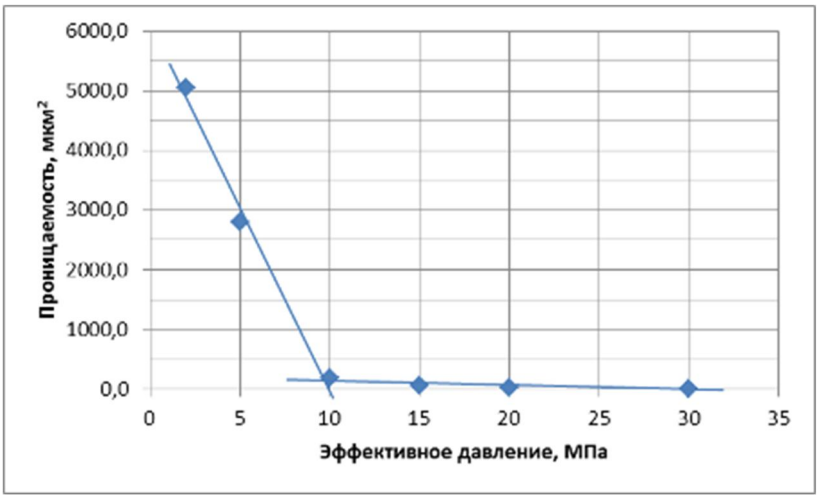

Рисунок 4.4 – Зависимость проницаемости трещины от величины эффективной нагрузки, образец 20, башкирский ярус.

Таблица 4.4 – Параметры полученных корреляций по объектам

Объект	Параметры корреляций				
	$C_1(k_0w_0)$		$C_1(w_0)$		C_2
	B_1	B_2	D_1	D_2	
Вишнево-Полянское (башкирский ярус)	0,3101	1,1742	3435	2,0338	0,2225 ± 0,0246
Вишнево-Полянское (турнейский ярус)	1,4188	0,9364	4598	1,2881	0,0834 ± 0,0315
Ромашкинское (башкирский ярус)	0,0539	1,3731	-	-	0,2779 ± 0,0573
Ново-Елховское (башкирский ярус)	0,1896	1,2046	4657	1,6628	0,1815 ± 0,0090
Ново-Елховское (турнейский ярус)	4,5564	0,7876	1415	2,1995	0,0966 ± 0,0138
Ромашкинское (турнейский ярус)	1,2255	0,9506	9392	2,0612	0,0882 ± 0,0181

Из представленных результатов видно, что из общего спектра исследований выделяются исследования башкирского яруса. И очевидно, что использование общепринятых корреляций приводит к неверным результатам. Если подставить значения твердости по Бринеллю в формулу Нироуда-Крука для пород башкирского яруса, получим сильно завышенные результаты, не согласующиеся с данными эксперимента. Если провести обратный счет по формуле Нироуда-Крука, взяв за основу данные измерения проводимости, получаем очень низкие значения твердости по Бринеллю для известняков башкирского яруса, порядка 40 – 60 МПа. Экспериментальные измерения твердости, проведенные нами ранее, показали, что фактическая твердость в среднем примерно в 5 и более раз выше.

В пятой главе анализируются геофизические методы определения параметров для ГРП.

Для построения геомеханического разреза скважины необходимо проведение комплекса геофизических исследований, включающего плотностной и волновой акустический каротажи по всему стволу.

В некоторые симуляторы ГРП встроены программные модули, которые позволяют находить геомеханические параметры разреза скважин, основываясь на материале геофизических исследований. Однако эти модули не являются полноценными геомеханическими или геофизическими программами. Кроме того, в них заложены коэффициенты и формулы, основанные на материале западных нефтяных месторождений, которые неприменимы в наших условиях без соответствующей адаптации.

Трудности многократно увеличиваются в скважинах старого фонда, где геофизика представлена в основном стандартным комплексом электрометрических исследований. Естественно, по такому материалу не представляется возможным определить упругие модули пород и градиенты давления разрыва. В этих условиях используют синтетические кривые акустического и плотностного каротажа, также непосредственные корреляции геомеханических свойств с имеющимися геофизическими кривыми. Путем статистической обработки автором были получены следующие синтетические кривые для условий нефтяных месторождений Татарстана:

$$DTp = 9{,}21 \cdot GK + 168{,}5$$

где DTp – интервальное время пробега продольной волны, мкс/м;
GK – естественная радиоактивность, мкр/ч.

$$DTp = 505{,}6 \cdot NPHI + 142{,}5$$

где $NPHI$ – водородосодержание (нейтронная пористость), д.ед.

$$DTp = \frac{0{,}38}{IK} + 164{,}6$$

где IK – показания индукционного каротажа дальней зоны (ILD), Ом·м.

$$DTp = -44{,}85 \cdot NGK + 323{,}4$$

где NGK – показания нейтронного гамма-каротажа, у.е.

$$DTp = -272{,}27 \cdot RHOB + 902{,}7$$

где $RHOB$ – плотность горных пород, г/см^3.

$$DTp = \frac{0{,}65}{KC} + 170{,}5$$

где KC – показания стандартного зонда, Ом·м.

$$DTs = -31{,}56 \cdot NGK + 522{,}4$$

где DTs – интервальное время пробега поперечной волны, мкс/м.

$$DTs = \frac{0{,}50}{IK} + 337{,}3$$

$$DTs = 18{,}87 \cdot GK + 328{,}3$$

Несколько зависимостей разработаны потому, что ни одна из них по отдельности не дает точного значения искомого параметра. Все зависимости основаны на корреляциях, и поэтому приближенные. В данном случае рекомендуется выбирать зависимости, которые дают значения геомеханических параметров, не выходящие за пределы диапазона максимальных и минимальных значений, известных по данным керна, обобщенных по площадям и отложениям, или по справочным материалам, имеющимся для конкретных литологических типов пород. При этом рассматривается интервал возможного развития трещины гидроразрыва, по глубине в Татарстане это максимально около 100 м. Кроме того, некоторые виды исследований вообще могут отсутствовать (очень частый случай), тогда вопрос выбора отпадает сам собой.

Разработаны методы корректировки кривой плотностного каротажа. Для этого совместно с кривой ГГКП используется кривая каверномера. Предложена методика расчета синтетической кривой ГГК по НГК и ГК, учитывающая введение поправок против размытых глин. При этом против размытых глин синтетическая кривая имеет более высокие значения, чем фактическая.

Для расчета пористости по данным ГГКП необходимо располагать значениями плотности жидкости в зоне проникновения, вследствие малой глубинности метода ГГКП. Оценкой этой плотности может быть либо плотность фильтрата бурового раствора, либо плотность пластовой воды. Получены формулы для расчета синтетических кривых плотности жидкости.

Вычислены значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона для разных площадей и отложений по комплексу методов, включающему в себя широкополосный акустический и плотностной каротажи. Выполнена корреляция между модулем Юнга, с одной стороны, и геофизическими

параметрами, с другой. Установлена некоррелируемость коэффициента Пуассона с показаниями геофизических методов.

Рекомендованы к применению следующие формулы для расчета модуля Юнга:

$$E = 19489 + 8500 \times NGK$$

где E – модуль Юнга, МПа;
NGK – показания НГК, у.е.

$$E = 36424 + 1285 \times IK$$

где IK – показания индукционного каротажа, Ом·м.

$$\mathrm{Log10}(E) = 4{,}812 - 0{,}028 \times GK$$

где Log10 – символ десятичного логарифма;
GK – показания на кривой гамма-каротажа, мкр/ч.

$$\mathrm{Log10}(E) = 9{,}209 - 1{,}964 \times \mathrm{Log10}(Dtp)$$

где Dtp – интервальное время пробега продольной волны, мкс/м.

$$E = 16145 + 25840 \times \mathrm{Log}\,10(BK)$$

где BK – показания на кривой бокового каротажа, Ом·м.

Для корректного проектирования ГРП необходимо перевести динамические значения модуля Юнга в статические. Все существующие формулы для перевода значений эмпирические, поэтому методику перевода необходимо подбирать для каждого конкретного случая отдельно.

Теоретическая формула для расчета коэффициента Пуассона основана на отношении времен пробега поперечной и продольной волны, больше никакие величины в эту формулу не входят. Однако в большом количестве скважин выявлены аномалии в записи кривых АКШ (ВАК), при которых это отношение уменьшается, даже может становиться меньше единицы. Это приводит к нереально низким значениям коэффициента Пуассона. Для расчета этого параметра рекомендуется использовать синтетические кривые геофизических методов. В данной работе предложено несколько формул для *DTs*, опробование которых показало их практическую применимость.

Выполнен анализ аномалий на кривых волнового акустического (ВАК) и индукционного каротажа. Предложены методы корректировки кривых ВАК. Проанализированы типичные ошибки, возникающие при автоматизированной интерпретации геофизических материалов.

В шестой главе рассматриваются промысловые методы определения параметров для проектирования ГРП. В обычной практике их значения определены не для всех пластов, что создает трудности при проектировании ГРП. Однако знание этих параметров необходимо для каждой скважины, в которой планируется проведение гидроразрыва пластов.

Одним из основных параметров, определяющих коэффициент утечки жидкости разрыва в пласт и соответственно, создаваемую геометрию трещины, является коэффициент проницаемости. Как правило, при мини-ГРП расчет проницаемости пласта выполняется по данным после наступления псевдорадиального потока. При этом предполагается, что на устье всегда избыточное давление. Однако в условиях Татарстана этот метод оказывается не всегда выполнимым.

Автором был запрограммирован алгоритм расчетов по методу Мейерхофера в программе MathCad для геометрии PKN, учитывая, что это наиболее часто используемая модель при интерпретации мини-ГРП. Пример графика Мейерхофера приведен на рисунке 6.1.

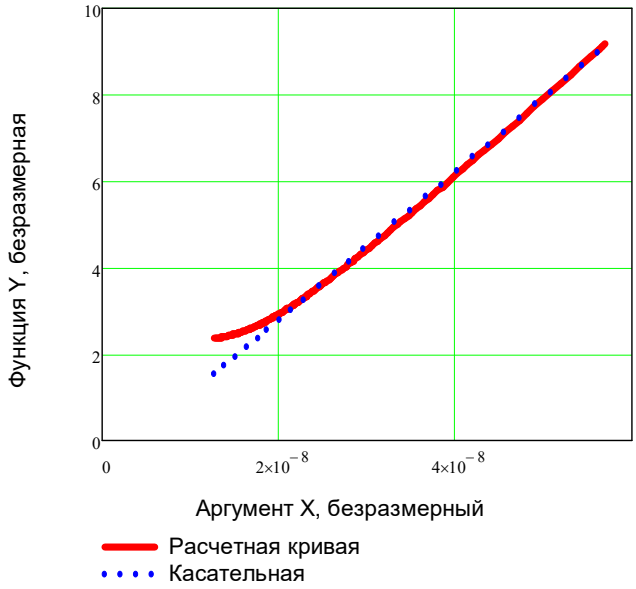

Рисунок 6.1 – График Мейерхофера для скважины 2060 НГДУ Прикамнефть

После построения графика в декартовых координатах, используются наклон m_M и пересечение b_M касательной с осью ординат, чтобы оценить проницаемость пласта k_{rM} и сопротивление фильтрационной корки R_0 по уравнениям

$$k_{rM} = \left(\frac{h_f}{r_p m_M} \right)^2 \tag{6.1}$$

где r_p – отношение проницаемой высоты к общей высоте трещины;
h_f – общая высота трещины.

$$R_0 = \frac{4E' t_e}{\pi h_f} r_p b_M \tag{6.2}$$

где E' – модуль плоской деформации;
t_e – продолжительность закачки.

Сопоставление с результатами исследований проницаемости по керну и геофизике показало хорошее соответствие, подтверждая, что метод Мейерхофера работоспособен для условий Татарстана и дает надежные результаты. Недостатком его является только то, что он очень чувствителен к наличию утечек, зависящих от давления (PDL), и прямые линии на графике в этом случае не получаются.

Проведение полного комплекса гидродинамических исследований скважины до и после применения технологии связано с дополнительными затратами средств, времени и простоями скважины. Поэтому автором были проанализированы возможности и варианты оперативной оценки результатов работ силами самих нефтедобывающих предприятий, без привлечения сторонних исполнителей.

Возможность применения кратковременных закачек для исследования скважин была установлена в Западной Сибири. Однако в процессе закачки достаточно трудно поддерживать постоянный расход, вследствие колебаний числа оборотов двигателя. Одним из методов, повышающих устойчивость решения по отношению к хаотическим колебаниям технологических параметров, является интегрирование данных во времени.

Поиск среди различных методов интегральной оценки состояния призабойной зоны нефтяных скважин привел к идее использования графика Холла. Метод использовался за рубежом при анализе работы нагнетательных скважин. С использованием этого графика автором были проанализированы экспериментальные работы, выполненные в НГДУ «Азнакаевскнефть».

Сопоставление результатов по графику Холла и полученных специалистами после анализа промысловых материалов, показало совпадение в случаях, когда эксперты дали однозначное заключение. В случаях, которые эксперты квалифицировали как сомнительные, такое сравнение провести не удалось.

В седьмой главе рассмотрены вопросы анализа и проектирования кислотных ГРП. Необходимость в аналитических методах проектирования кислотных ГРП обусловлена задачами выдачи заключений об эффективности и целесообразности проведения КГРП при ограниченном объеме информации, когда скважина находится в бурении или только предполагается ее бурение. Коммерческие симуляторы не предназначены для решения такой задачи и не могут выполнить ее. В них заложены возможности аналитического проектирования только проппантных ГРП.

Цикл моделирования кислотных ГРП состоит из трех стадий:

1) расчет размеров трещины, гидравлически созданной буферной жидкостью или кислотой, если буфер не используется;

2) расчет расстояния, которое кислота пройдет вдоль трещины, на основе геометрии трещины и других параметров;

3) расчет коэффициента стимуляции и прогноз добычи из протравленной трещины.

Основными моделями, в которых найдены аналитические решения продвижения активной кислоты вдоль трещины, являются следующие:

а) модель Робертса-Гуина, в которой предполагается, что реакция на поверхности первого порядка, общая скорость реакции управляется как массопереносом, так и скоростью поверхностной реакции;

б) модель Нироуда-Вильямса, в которой скорость реакции на поверхности бесконечна (концентрация кислоты на поверхности равна нулю), а скорость реакции ограничивается только массопереносом.

Аналитические решения позволяют провести обратный счет от результатов к исходным данным, в отличие от численных (сеточных) моделей, и могут быть использованы при унифицированном дизайне кислотного ГРП.

В качестве прототипа были приняты программы Валко и Экономидеса HF2D и MF, которые в электронном виде идут как приложение к их монографии. Эти программы реализованы в пакете EXCEL, поэтому доступны для широкого круга специалистов нефтегазодобывающих управлений, не располагающих сложными и дорогостоящими симуляторами ГРП. Было принято решение разработать программу расчета гидравлической трещины также в среде EXCEL. В основу были положены модифицированные методики Перкинса-Керна-Нордгрена (PKN) и Христиановича-Гиртсма-деКлерка (KGD), в которых учитываются утечки жидкости разрыва вдоль трещины. В двумерных моделях для этого используют так называемый коэффициент времени раскрытия трещины K_L. Он отражает тот факт, что не вся площадь трещины открывается мгновенно для утечки. Площадь фильтрации развивается постепенно от ствола скважины по направлению к кончику трещины. Величина K_L вначале задается равной 1,5, и в дальнейшем уточняется путем итерационного счета.

В разработанной программе протравливания трещины расчет ведется параллельно для двух вариантов: когда к кислоте добавлены понизители утечек, при этом коэффициент утечек кислотного раствора принимается равным коэффициенту утечек буферного (гелированного) раствора, и когда понизители утечек к кислоте не добавляются, при этом коэффициент утечек кислотного раствора значительно возрастает. Среднюю ширину трещины при минимуме утечки кислоты принимаем равной ширине для буфера.

Сравнение было проведено с результатами работы программы MFast при одних и тех же исходных параметрах. При этом была проведена оценка сходимости параметров как в области длинных, так и в области коротких трещин. Сравнение показало, что максимальное расхождение по длине гидравлически созданной трещины не превышает 10 м, а расхождение по средней ширине около 0,1 мм.

Использование жидкостей с большим коэффициентом утечки приводит к существенному снижению длины трещины, как гидравлически созданной, так и протравленной. При разрыве жидкостью с большой утечкой (кислота без буфера) трещина будет протравливаться на всю длину, однако будет

короткой. При использовании буфера с малой утечкой часть трещины (дальняя от скважины) может остаться непротравленной. Это подтверждает, что главным фактором обеспечения глубокого проникновения кислоты в трещину является снижение ее утечек в породу.

В программе расчета коэффициента стимуляции реализованы три методики расчета коэффициента стимуляции:

1. Методика МакГуайра и Сикоры, которая основана на использовании разработанной ими палетки. Палетка была получена путем исследования электрической аналоговой модели.

2. Методика Синко-Лея и Саманиего, в которой используется полученный ими график эквивалентного скин-фактора трещины. Для выполнения расчетов график аппроксимируется формулой Мейера и Жакота.

3. Методика Раймонда, в которой используется полученное им аналитическое выражение, для малых относительных длин трещин.

Результаты расчетов показали, во-первых, что коэффициент стимуляции с увеличением плотности сетки скважин растет (область влияния каждой скважины при этом уменьшается, относительная длина трещины увеличивается). Все три методики расчета дают сопоставимые значения коэффициента стимуляции. При малой относительной длине трещины наименьшие значения дает методика МакГуайра – Сикоры, при этом методики Синко – Лея – Саманиего и Раймонда дают близкие значения. При большой относительной длине трещины значения по методикам МакГуайра – Сикоры и Синко – Лея – Саманиего превышают таковые по методике Раймонда. Граница между обоими ситуациями находится в области относительных длин 0,2 – 0,25.

Рассматриваемые методики расчета не требуют привлечения дополнительных показателей, и при этом дают достаточно надежную оценку кратности увеличения дебита после ГРП. Единственное преимущество симуляторов, по-видимому, в том, что они могут дать значения дебитов и накопленной добычи, в то время как 2D модели дают лишь коэффициент стимуляции. Однако в этом и заключается их универсальность, а именно, независимость сделанных прогнозов от начального дебита скважин.

Проведенное исследование влияния концентрации кислоты на параметры обработанной кислотой трещины при условии постоянной массы кислоты, закачиваемой в пласт, позволило выявить влияние режимных параметров закачки. Установлено, что с увеличением концентрации кислоты длина трещины уменьшается, а проводимость ее возрастает. При любом соотношении массы кислоты и объема буферной жидкости оптимальная концентрация, при которой безразмерная проводимость достигает значения 1,26 (по Пратсу), будет равна примерно 18 – 20 %.

Одним из факторов, существенно влияющих на проводимость трещины, является геомеханический. Действие сжимающего напряжения приводит к вдавливанию проппанта в стенки трещины в случае проппантного ГРП, и

уменьшению ширины трещины вплоть до полной потери проводимости в случае кислотного ГРП.

Сжимающее напряжение P_c определяется по формуле

$$P_c = \sigma_{\min} - P_{wf}\text{, МПа} \qquad (7.1)$$

где σ_{min} – минимальное горизонтальное напряжение (давление смыкания трещины), МПа;

P_{wf} – забойное давление при эксплуатации скважины, МПа.

Так как все величины, входящие в формулу (7.1), возрастают с глубиной залегания пласта, представляет интерес оценить их совокупное действие.

Первый вариант – для обеспечения одинаковой потери проводимости кислотной трещины по глубине задаем постоянным сжимающее напряжение. Тогда депрессия с ростом глубины залегания пласта должна уменьшаться и продуктивность скважины будет падать. На некоторой глубине значения P_{wf} и $P_{пл}$ совпадут. В этой точке нет допустимой депрессии на пласт. Чтобы вызвать приток, необходимо еще более снизить забойное давление. Однако это приведет к снижению проводимости кислотной трещины и уменьшению коэффициента продуктивности скважины. При постоянном сжимающем напряжении с ростом глубины залегания пласта продуктивность скважин с кислотным ГРП (эффективность КГРП) убывает.

Второй вариант – задаем постоянную депрессию. В этом случае с увеличением глубины сжимающее напряжение возрастает. С ростом глубины залегания пласта эффективность КГРП также будет убывать, вследствие снижения проводимости кислотной трещины за счет действия сжимающего напряжения.

Целесообразно при эксплуатации скважины после КГРП поднимать пластовое давление как можно выше, ближе к значению минимального горизонтального напряжения σ_{min}. Это позволит увеличить депрессию при прежнем значении сжимающего напряжения, что сохранит проводимость кислотной трещины. Кроме того, подбирать для КГРП территории (участки), где наблюдается меньший градиент давления гидроразрыва. На территориях (участках, площадях) с высоким давлением гидроразрыва проведение КГРП может оказаться малоэффективным.

В горизонтальных стволах поперечные кислотные трещины будут эффективнее, чем в вертикальных стволах, так как вследствие интерференции снижают минимальное горизонтальное напряжение. Чем их больше и чем они плотнее расположены, тем лучше. При сжатии пустот, возникших за счет растворения породы, возникнут деформации растяжения в массиве породы, которые ослабят значение сжимающих напряжений. Проппантные трещины, наоборот, приведут к увеличению минимального горизонтального напряжения, вплоть до поворота главных осей напряжений.

В восьмой главе рассмотрены вопросы проектирования ГРП в различных геолого-технических условиях.

Основные эксплуатационные объекты ПАО «Татнефть» характеризуются высокой проницаемостью, и в подавляющем большинстве скважин отсутствует ухудшение свойств призабойной зоны. Тем не менее, в них проводятся ГРП, которые приводят к увеличению добычи нефти. Чтобы получить рентабельный прирост дебита после ГРП в скважинах с отрицательным скин-фактором, длина трещины и соответственно масштаб обработки должны быть увеличены.

Анализ показал сильное влияние исходного скин-фактора вертикальной скважины на результаты гидравлического разрыва пласта. Например, чтобы достичь кратности увеличения дебита в 2,5 раза при скине равном 1, достаточно создать трещину длиной около 25 м. При скине, равном минус 2 для этого необходимо создание длины 80 м, а при скине минус 3 необходимая длина трещины достигнет 115 м. Чтобы создать закрепленную трещину такой длины, необходимо кратное увеличение объема закачиваемого проппанта.

Аналогичный расчет для горизонтальных скважин с системой множественных поперечных трещин показал, что коэффициент стимуляции растет с длиной созданных трещин ГРП, однако практически не зависит от скин-фактора скважины.

Вязкость является одним из ключевых параметров, определяющих приток пластового флюида в скважину. Однако ее влиянию на результаты ГРП не уделяется должного внимания. Более того, в традиционных методах проектирования и анализа разработки нефтяных залежей с применением ГРП этот параметр не используется. Например, в унифицированном дизайне Валко и Экономидеса используются только такие параметры, как проницаемость пласта и проппанта. В формулы для скин-эффекта также входят только проницаемость и геометрические размеры.

Гидроразрывы пластов (особенно большеобъемные) проводят преимущественно на месторождениях, в которых флюидами являются либо газ, либо маловязкие нефти. Критериев по вязкости нефти при выборе дизайна ГРП в опубликованных источниках не найдено. Тем не менее, очевидно, что вязкость должна влиять на параметры дизайна ГРП, а также на выбор конфигурации участка залежи с горизонтальной скважиной. Данная работа представляет собой первую попытку осветить этот вопрос на примере месторождений нефти Татарстана, где, как известно, основным резервом добычи являются запасы нефти с повышенной вязкостью, примерно от 20 до 150 мПа·с.

Представляет интерес выявить влияние вязкости пластовых флюидов на значения дебитов и коэффициентов стимуляции для различных соотношений сторон участка залежи *AR* (Aspect Ratio). Моделирование было проведено при следующих условиях: скважина горизонтальная, площадь влияния 600 га, длина горизонтального ствола 600 м, длина трещин 100 м, количество поперечных трещин 6. Параметры пластов и скважины типичные для нижнекаменноугольных отложений месторождений нефти юго-востока Татарстана.

Результаты моделирования для вертикальной скважины с ГРП при различной вязкости пластового флюида приведены на рисунках 8.1 и 8.2. Формула на диаграммах отображает геометрическое место точек максимумов. Шифр кривых – коэффициент динамической вязкости.

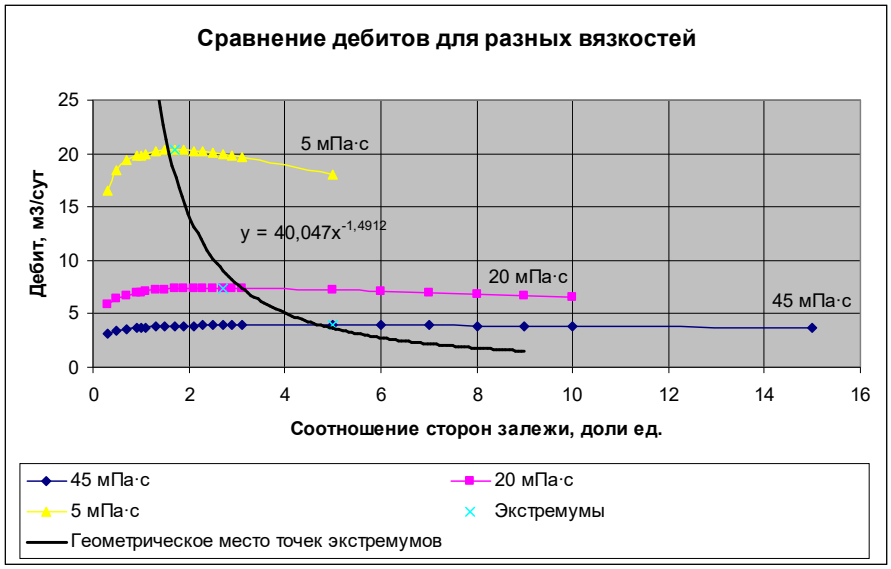

Рисунок 8.1 – Зависимость дебита вертикальной скважины с ГРП от соотношения сторон залежи для различных вязкостей пластового флюида

Таким образом, установлено, что кривые дебита и коэффициента стимуляции имеют максимум, положение которого зависит как от вязкости пластового флюида, так и от соотношения сторон залежи. С ростом вязкости положение максимума смещается в направлении увеличения соотношения сторон. Для маловязких флюидов оптимальны формы участков, близкие к изометричным. Для флюидов повышенной и высокой вязкости участок должен приобретать форму, вытянутую в направлении трещины. Например, для флюида с вязкостью 45 мПа·с предпочтителен участок, размер которого в направлении трещины в 5 раз больше, чем перпендикулярно ей.

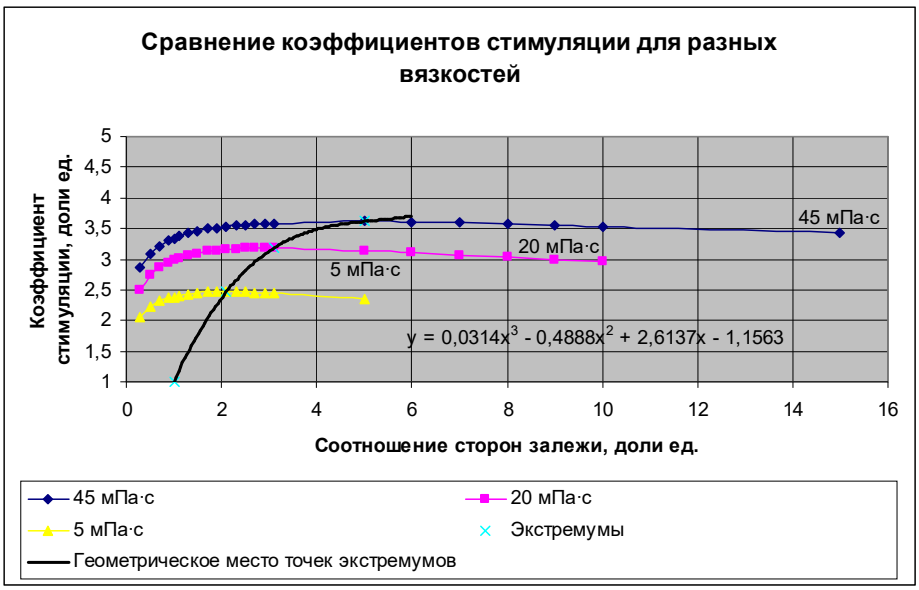

Рисунок 8.2 – Зависимость коэффициента стимуляции вертикальной скважины с ГРП от соотношения сторон залежи для различных вязкостей пластового флюида

Из рисунка 8.2 также видно, что коэффициент стимуляции (т.е. кратность увеличения дебита после ГРП) растет с ростом вязкости пластового флюида.

Результаты расчетов для горизонтальной скважины с шестью поперечными трещинами ГРП выявляют те же закономерности, что и для вертикальной скважины. Характерен резкий спад значений для соотношения сторон, меньшего 1, особенно заметный для маловязкого флюида. Следовательно, для достижения наибольшего эффекта ГС с множественными поперечными трещинами ГРП должна быть ориентирована вдоль короткой стороны участка.

На рисунке 8.3 приведена зависимость кратности увеличения дебита системы поперечных трещин по сравнению с дебитом ГС от вязкости жидкости. Из него видно, что в диапазоне вязкостей от 2 до 450 мПа·с минимальное количество трещин должно быть не менее 4, только при этом значении кратность увеличения дебита больше 1. Максимальное количество трещин, обеспечивающих максимум в указанном диапазоне вязкостей, составляет 10 – 12, и оно должно определяться экономическими соображениями, поскольку с ростом вязкости дебит снижается.

Таким образом, с ростом вязкости эффективность поперечных трещин становится ниже эффективности ГС без трещин. Чтобы достичь такой же продуктивной характеристики, для высоковязких флюидов надо увеличивать количество трещин. Поэтому при очень низкой и очень высокой вязкости эффективнее использовать горизонтальный ствол, чем проводить в нем ГРП.

Вопрос выбора геометрии системы трещин в горизонтальных скважинах очень актуален для месторождений Татарстана в связи с началом бурения

горизонтальных стволов с проведением в них многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП).

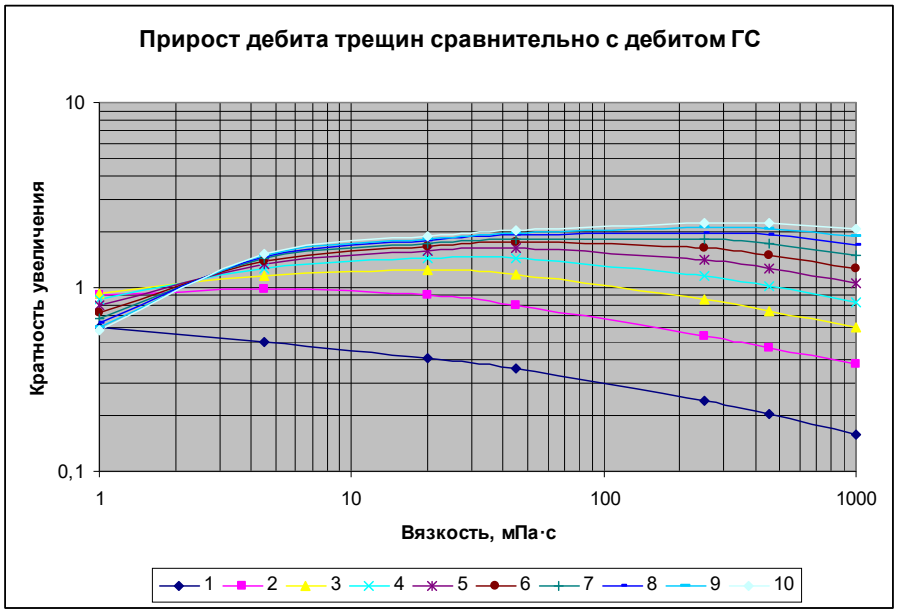

Рисунок 8.3 – Зависимость кратности увеличения дебита системы трещин по сравнению с дебитом ГС. Шифр кривых – количество трещин

На основе унифицированного подхода Экономидесом и Мартином был сделан вывод, что для маловязких пластовых флюидов поперечные трещины эффективны для пластов с проницаемостью до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. При большей проницаемости следует планировать вертикальные скважины с ГРП или горизонтальные скважины с продольными трещинами.

Автором данной работы были проведены расчеты с учетом вязкости пластовых флюидов. Результаты моделирования показали, что в отношении накопленного отбора нефти (текущего КИН) продольные трещины более эффективны при следующих параметрах залежи:

а) при вязкости 4,5 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,05 мкм^2;

б) при вязкости 10 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,10 мкм^2;

в) при вязкости 20 мПа·с, начиная с проницаемости более 0,20 мкм^2;

г) при вязкости 45 мПа·с и более практически всегда более эффективными оказываются поперечные трещины.

Кроме того, применение большеобъемных ГРП в горизонтальных стволах на залежах вязких нефтей увеличивает диапазон эффективного применения поперечных трещин по проницаемости. В условиях карбонатных коллекторов Татарстана увеличение длины поперечных трещин в два раза сдвигает границу их эффективного применения в сторону увеличения проницаемости в среднем в 1,5 раза.

Области эффективного применения продольных и поперечных трещин графически можно отобразить на диаграмме (рисунок 8.4).

Если экстраполировать начальный участок линии к значению вязкости, равному нулю (черная линия), то пересечение произойдет при значении

проницаемости, равном 0,010 мкм^2. Эта цифра совпадает со значением, определенным для маловязких флюидов методом унифицированного дизайна.

Рисунок 8.4 – Области эффективного применения продольных и поперечных трещин (1 – область применения поперечных трещин; 2 – область применения продольных трещин)

Автором проанализировано влияние группировки поперечных трещин в кластеры на продуктивность скважины. Результаты показали что, несмотря на априорные предположения, равномерное распределение поперечных трещин по длине горизонтального ствола является наиболее выгодным.

Представляет интерес определение числа вертикальных скважин с ГРП, эквивалентных по показателям разработки той же площади горизонтальной скважиной с поперечными трещинами ГРП. Из теоретических соображений следует, что показатели эксплуатации шести вертикальных скважин с ГРП, равномерно распределенных по площади, должны превышать показатели работы одной горизонтальной скважины с ГРП, расположенной в центре залежи. Поэтому число вертикальных скважин должно быть меньше числа трещин в горизонтальной скважине:

$$1 < N < N_m \tag{8.1}$$

где N – количество вертикальных скважин;

N_m – количество трещин.

Было установлено, что при малых значениях вязкости эффективны вертикальные скважины с ГРП. С повышением вязкости нефти эквивалентное число вертикальных скважин увеличивается. Расчеты показали, что с ростом вязкости нефти эффективность горизонтального бурения с проведением многоступенчатого ГРП возрастает.

Далее был проведен анализ результатов опытно-промысловых работ на доманиковых сланцевых отложениях Татарстана, который позволил сделать вывод, что они могут стать объектами промышленной разработки при условии

проведения многоступенчатых гидроразрывов пласта. Повысить эффективность КГРП, т.е. получить больший дебит, в сланцевых отложениях можно путем увеличения длины трещины. Для этого необходимо осваивать технологию водного гидроразрыва с проппантом, дизайн при этом разрабатывать с учетом развития дискретной сети трещин (Discrete Fracture Network).

В девятой главе рассмотрены методы оптимизации процессов ГРП.

Любая обработка должна быть оптимальной по определенным критериям. Существуют разные подходы к оптимизации:

– на основе *DROI* и *NPV*, это экономическая оптимизация, определение масштабов процесса;

– на основе числа проппанта, это оптимизация геометрии трещины (соотношение длины и ширины) при заданном масштабе процесса.

Реализация подходов в программах моделирования ГРП выполнена в разной степени. Однако кислотный разрыв нигде не поддерживается.

При анализе фактических результатов ГРП, проведенном автором, установлено, что зависимости между массой закачанного в скважину проппанта и продуктивностью скважин после ГРП не отмечается. Это объясняется тем, что не весь закачиваемый в скважину проппант попадает в пределы продуктивного пласта, за счет роста трещины вверх и вниз в окружающие пласт породы.

Отношение объема проппанта, находящегося в пределах продуктивного слоя, к общему объему, закачанному в скважину, называется объемной эффективностью проппанта. Показателем объемной эффективности проппанта является отношение высоты созданной трещины к общей толщине продуктивного слоя. Значительный рост высоты ограничивает объемную эффективность, и чем меньше толщина пласта, тем больше степень неэффективного использования проппанта. Зависимость коэффициента стимуляции (кратности увеличения коэффициента продуктивности) от удельной массы проппанта выявляется, если учитывать только тот проппант, который попадает в продуктивный пласт.

Изменение дебита скважины происходит не только за счет изменения коэффициента продуктивности, но и за счет изменения депрессии на пласт. Депрессия после ГРП связана с применяемым оборудованием и режимом откачки, и может меняться как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Для учета этого явления подсчитывали кратность изменения депрессии по формуле:

$$K_{депр} = \frac{(P_{пл} - P_{заб})\ после\ ГРП}{(P_{пл} - P_{заб})\ до\ ГРП} \qquad (9.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_{заб}$ – забойное давление.

Для нагнетательных скважин кратность изменения репрессии подсчитывали по аналогичной формуле.

Кратность изменения дебита подсчитывали по формуле:

$$K_{деб} = \frac{Q\ после\ ГРП}{Q\ до\ ГРП} \tag{9.2}$$

где Q – дебит скважины по жидкости.

Аналогично подсчитывали кратность изменения приемистости. Такая нормировка позволила провести единообразное рассмотрение добывающих и нагнетательных скважин.

Затем строили пузырьковую диаграмму, в которой по оси абсцисс откладывали кратность изменения депрессии, по оси ординат – кратность изменения дебита, а удельная масса проппанта отражалась площадью пузырька (рисунок 9.1). Чем больше удельная масса проппанта, тем больше пузырек. Прямая линия, исходящая из начала координат и вдоль которой $K_{деб}/K_{депр}$=1, соответствует условию отсутствия влияния ГРП на продуктивность скважины. Вдоль этой линии дебит изменяется пропорционально депрессии. Пузырьки, лежащие выше этой линии, представляют положительный технологический эффект. Пузырьки, лежащие вблизи этой линии, показывают отсутствие эффекта. Для них прирост дебита по жидкости определяется только приростом депрессии.

На диаграмме видно, что большие пузырьки разбросаны среди маленьких и средних. Они не образуют обособленной группы, лежащей выше других. Это свидетельство того, что при неизменной технологии ГРП удельный объем проппанта не влияет на технологический эффект.

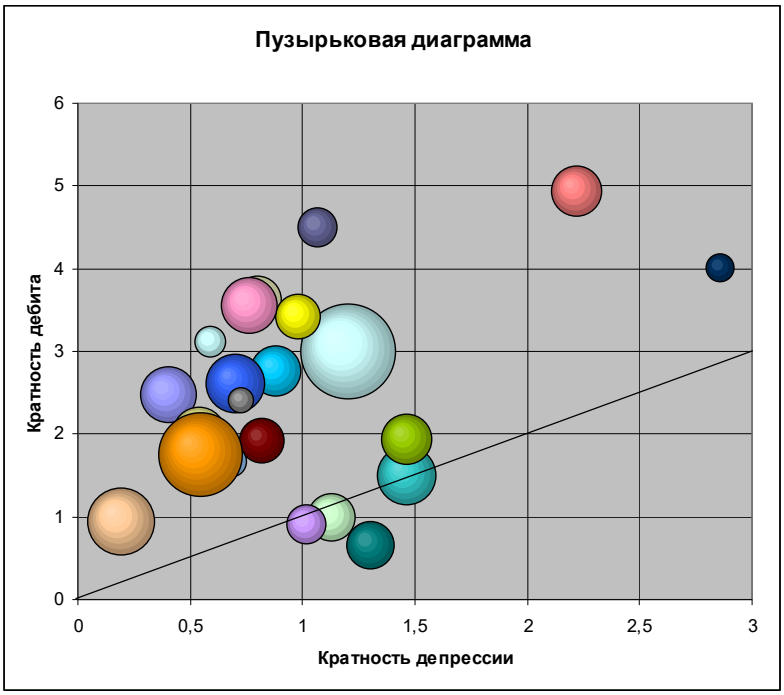

Рисунок 9.1 – Зависимость кратности прироста дебита жидкости от кратности прироста депрессии с учетом удельной массы проппанта

Чтобы получить эффект от увеличения удельного объема проппанта, необходимо менять технологию ГРП и геометрию создаваемой системы трещин. Можно выделить четыре разных геометрии:

– Одна трещина больших размеров, как в длину, так и в высоту (скважина может быть вертикальной или горизонтальной).

– Система двух перпендикулярных трещин, которая образуется в результате повторного ГРП в вертикальной скважине.

– Дискретная сеть трещин (DFN – discrete fracture network), которая формируется в трещинно-поровом коллекторе независимо от ориентации ствола скважины.

– Система нескольких поперечных или продольных трещин, которая создается в результате многоступенчатого ГРП в горизонтальной скважине.

Простое увеличение объема проппанта не дает значимого эффекта, необходимо применять технологии, позволяющие удержать рост высоты трещины при увеличении его объема. Исследование проблемы, проведенное автором с использованием аппарата унифицированного дизайна, подтвердило сделанные выводы.

Для кислотного разрыва методика унифицированного дизайна не разработана. Причина кроется в зависимости проницаемости (и, соответственно, проводимости) протравленной трещины от ее ширины. В отличие от этого проницаемость проппанта задается, она не зависит от геометрии трещины и фиксирована при каждом конкретном значении сжимающего давления.

Задача наших исследований заключалась в нахождении технических решений, позволяющих учесть нелинейный характер зависимости проводимости трещины кислотного ГРП от ее геометрии. При моделировании кислотных трещин объем и концентрация кислоты, а также пористость и другие параметры породы оставались фиксированными. Это было сделано для того, чтобы объем трещины (масса растворенной породы) в каждом из вариантов счета был одним и тем же. Различие было только в формулах, определяющих проводимость протравленной трещины.

Сравнивались между собой четыре варианта:

1) Трещина, закрепленная проппантом.

2) Кислотная трещина, проводимость которой определяется по формулам Нироуда-Крука.

3) Кислотная трещина, проводимость которой определяется по экспериментально полученной формуле для пород турнейского яруса Ромашкинского месторождения.

4) Кислотная трещина, проводимость которой определяется по экспериментально полученной формуле для пород башкирского яруса Ново-Елховского месторождения.

Три последних варианта кислотного разрыва – это трещины с переменной проницаемостью, зависящей от их геометрии. В этих случаях

разложить выражения для проводимости трещины на константу, умноженную на ее ширину, невозможно.

Результаты расчетов безразмерного коэффициента продуктивности приведены на рисунке 9.2. Для кислотных трещин кривая безразмерного коэффициента продуктивности также имеет максимум, как и для проппантной трещины. Максимум кислотных трещин также резко выражен, как и для проппантной. Это указывает на то, что оптимальная геометрия кислотной трещины существует, и ее можно найти. Однако положение максимума смещено в сторону более коротких и более проводящих трещин, по сравнению с трещиной, закрепленной проппантом.

Для трещины по формуле Нироуда-Крука максимум находится при значении безразмерной проводимости 3,65, для трещины по формуле турнейского яруса 3,15, а для трещины по формуле башкирского яруса 2,89. Максимум для проппантной трещины находится при абсциссе ≈ 1,6.

После определения геометрии кислотной трещины следует обратный ход вычислений, имеющий целью составление плана закачки, который эту геометрию реализует.

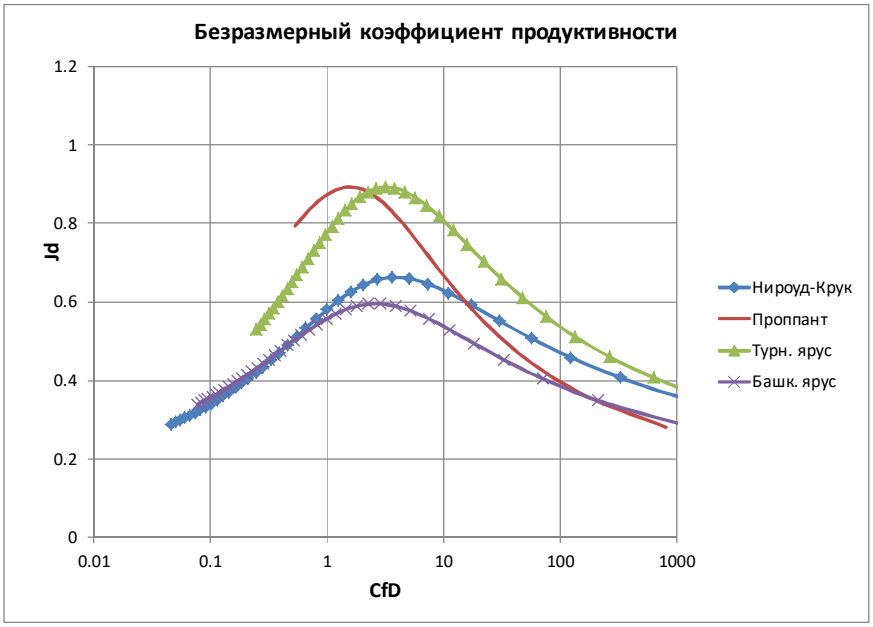

Рисунок 9.2 – Зависимость безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерной проводимости трещины

Схема движения информации при моделировании и унифицированном дизайне КГРП приведена на рисунке 9.3. Параметры пласта и модели, которых в каждом блоке расчетов очень много, для простоты на рисунке не показаны. Отражена лишь существенно необходимая информация, которая должна быть передана из одного блока в другой.

Возможности оптимизации кислотных ГРП в коммерческих симуляторах ГРП не предусмотрены. Частично это связано со сложностью и

отсутствием теоретической базы расчетов, и возможно, с меньшими масштабами применения кислотных гидроразрывов.

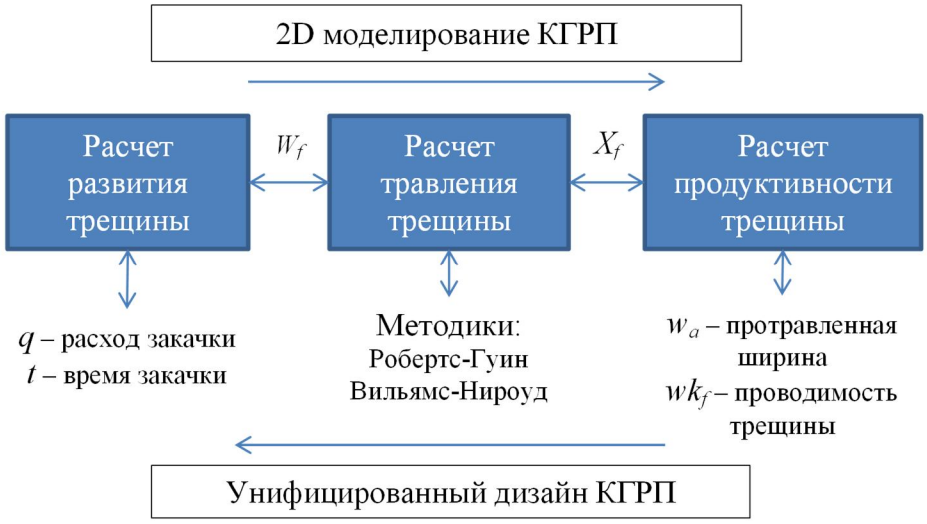

Рисунок 9.3 – Схема движения информации при моделировании и унифицированном дизайне КГРП. Стрелки показывают направление движения информации

Одним из методов, позволяющим адаптировать модуль оптимизации проппантных трещин к решению этой задачи, является предложенный Джозефом Шаолом «эквивалентный проппант». Это виртуальный проппант, который в трещине с кислотной геометрией создает такую же проводимость и такую же зависимость проводимости от сжимающего напряжения, как и протравленная трещина. Автором предложен алгоритм расчета параметров эквивалентного проппанта, позволяющий использовать его в симуляторе MFrac при оптимизации дизайна трещины КГРП.

В приложении А дан перечень новых технических решений, направленных на развитие и совершенствование технологий ГРП.

В приложении Б приведены сведения о практическом использовании полученных научных результатов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

В процессе работы были решены следующие задачи:

1. Создано информационное обеспечение проектирования ГРП на основе экспериментальных исследований:

а) коэффициента утечек и спурта гелированной жидкости разрыва;

б) вдавливания проппанта в карбонатные породы;

в) констант скорости реакции растворения карбонатных пород в кислотных растворах при больших давлениях разрыва;

г) коэффициента диффузии ионов водорода в кислотных растворах;

д) проводимости трещин кислотного разрыва.

2. Разработаны методы расчета геомеханических параметров по ограниченному комплексу геофизических исследований скважин:

– получение синтетических кривых акустического и плотностного каротажа;

– получение синтетических кривых плотности флюидов;

– установление петрофизических зависимостей для определения модуля Юнга и коэффициента Пуассона;

– корректировка кривой ГГКП;

– анализ аномалий на кривых ВАК.

3. Научно обоснована методология и разработаны способы определения параметров для ГРП по промысловым данным. Определены области рационального применения каждого способа.

4. Разработан комплекс программ аналитического моделирования кислотного ГРП на базе Microsoft EXCEL, в котором модифицированы и реализованы методики расчета:

– травления трещины Вильямса-Нироуда и Робертса-Гуина;

– расчета продвижения гидравлической трещины PKN и KGD;

– расчета коэффициента стимуляции после проведения ГРП МакГуайра-Сикоры, Синко-Лея-Саманиего и Раймонда.

5. Научно обоснована оптимальная концентрация соляной кислоты для производства КГРП в карбонатных отложениях Татарстана. Установлено влияние геомеханических условий на эффективность кислотного ГРП. Подтверждено, что принципиальным для успеха кислотного разрыва является удержание кислоты в трещине, а не замедление скорости реакции, что характерно для кислотной обработки. Использование эффективных понизителей утечек кислоты является основным фактором увеличения обработанной длины трещины.

6. Научно обоснованы методы проектирования ГРП в различных геолого-технических условиях:

– в скважинах с отрицательным скин-фактором;

– в скважинах с высоковязкой нефтью,

– в горизонтальных скважинах;

– в доманиковых отложениях.

7. Предложена методика графического анализа технологической эффективности большеобъемных процессов ГРП, позволяющая провести единообразное рассмотрение добывающих и нагнетательных скважин, и даны рекомендации по изменению геометрии создаваемой системы трещин.

8. Получены формулы для расчета проводимости трещин КГРП под влиянием сжимающего напряжения в карбонатных отложениях башкирского и турнейского ярусов. Разработана методика использования предложенных формул в коммерческих симуляторах ГРП.

9. Усовершенствована методика унифицированного дизайна и найдены технические решения ее переноса на кислотный разрыв. Научно обоснована

методология оптимизации кислотного гидроразрыва пластов, даны рекомендации по ее практическому применению.

10. Доведен до практического применения метод расчета продуктивности трещин КГРП на основе эквивалентного проппанта. Данный метод позволяет расширить возможности коммерческого симулятора MFrac по оптимизации КГРП.

11. Предложена методика оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны нефтяных скважин.

12. Найдены новые технические решения, расширяющие возможности и области применения гидравлического разрыва пласта: способы с созданием дискретной сетки трещин; с ограничением роста высоты трещин; поинтервального ГРП; способы ГРП в горизонтальных стволах; способы улучшения геометрии и проводимости трещины; для пластов с низким пластовым давлением; в рыхлых коллекторах; способы комплексирования и системного применения ГРП, которые защищены 36 патентами РФ.

13. Разработано 11 руководящих документов для производства гидроразрыва на месторождениях юго-востока Татарстана с применением принципиально новых научных результатов и технических решений.

14. Внедрение полученных автором научных результатов в промысловую практику позволило получить увеличение дебита после ГРП в 1,44 раза по сравнению со среднестатистическими показателями и экономический эффект в размере 78,4 млн. руб.

Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:

а) монографии

1. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. Монография / В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 156 с.

2. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. Монография. / В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // М.: Изд-во Нефтяное хозяйство, 2013. – 472 с.

б) статьи в ведущих рецензируемых журналах, входящих в перечень ВАК

3. Выбор технологии и оптимального масштаба гидроразрыва пласта для условий ОАО «Татнефть» / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – с. 80-82.

4. Влияние соседних пластов на появление осложнений при гидравлическом разрыве / Р.М. Рахманов, Ф.З. Исмагилов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – с. 70-72.

5. Определение коэффициента сжимаемости пласта при проектировании и анализе эффективности гидравлического разрыва / О.В. Салимов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2008. – № 2. – с. 54-57.

6. Анализ результатов гидроразрыва по кривой спада давления / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2008. – № 3. – с. 42-48.

7. Расширение функциональных возможностей программ моделирования гидроразрыва при комплексном использовании / О.В. Салимов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 3. – с. 27-30.

8. Алгоритм пересчета плана закачки при гидравлическом разрыве пластов / О.В. Салимов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 5. – с. 39-43.

9. Оценка давления смыкания и потерь давления на трение в трубах, перфорации и призабойной зоне в процессе гидравлического разрыва пласта / В.Г. Салимов, С.В. Насыбуллина, О.В. Салимов // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 7. – с. 28-33.

10. Интерпретация данных гидродинамических исследований в скважинах с трещинами гидроразрыва / С.В. Насыбуллина, О.В. Салимов // Бурение и нефть. – 2008.– № 7-8. – с. 54-57.

11. Экспериментальное изучение трещиностойкости горных пород / Р.Р. Ибатуллин, В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – с. 54-57.

12. Влияние множественных трещин в дальней зоне на успешность операций гидроразрыва пластов / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – с. 24-27.

13. Анализ роста высоты трещины гидроразрыва в терригенных коллекторах девона юго-востока Татарстана / В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – с. 81-83.

14. Методика оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны нефтяных скважин /О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 3. – с. 12-15.

15. Расчет возможности гидравлического разрыва покрышки при пароциклическом воздействии на Ашальчинском месторождении природных битумов / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – с. 94-97.

16. Гидравлический разрыв пластов с низким пластовым давлением / Р.Р. Ибатуллин, В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – с. 108-110.

17. Оптимальная концентрация кислоты для производства кислотных гидроразрывов / В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2012. – № 5. – с. 44-48.

18. Влияние технологии нагнетания на геометрию кислотной трещины / А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2012. – № 5. – с. 39-43.

19. Геолого-технологические принципы выбора масштаба гидроразрыва пластов / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – с. 46-48.

20. Методы определения проницаемости пластов по данным мини-гидроразрывов / В.Г. Салимов, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – с. 20-23.

21. Теоретические и экспериментальные оценки вдавливания проппанта в карбонатные породы месторождений Татарстана / Р.Р. Ибатуллин, В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – с. 73-77.

22. Экспериментальное определение коэффициента утечки гелированной жидкости разрыва через карбонатные породы / Р.Р. Ибатуллин, В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2012. – № 6. – с. 22-25.

23. Экспериментальное изучение скорости растворения карбонатных пород в кислотных жидкостях для гидроразрыва пласта / В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов, P. Kasza, M. Czupski // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – с. 68-71.

24. Экспериментальное определение констант скорости реакции карбонатных пород с кислотными жидкостями для гидроразрыва пласта / Р.Р. Ибатуллин, В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – с. 66-69.

25. Планирование гидроразрыва пласта в скважинах с отрицательным скин-фактором / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – с. 66-68.

26. Влияние вязкости пластового флюида на результаты ГРП / В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – с. 32-35.

27. Геомеханические условия эффективного применения кислотного ГРП / Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – с. 32-36.

28. Схемы расчета продуктивности горизонтальных скважин с продольными трещинами гидроразрыва / В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – с. 115-119.

29. Экспериментальные исследования проводимости трещин кислотного разрыва в зависимости от сжимающего напряжения / Р.С. Хисамов, Г.А. Борисов, О.В. Салимов, В.Г. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6 – с. 58 – 61.

30. Концепция эквивалентного проппанта в задачах оптимизации кислотного гидроразрыва пластов / А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов,

В.Г. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. М.: ВНИИОЭНГ, 2015. – № 4 – с. 45-48.

31. Расчет очистного периода трещины ГРП в сланцевых породах / О.В. Салимов, И.И. Гирфанов, А.В. Кочетков, Р.З. Зиятдинов, В.Г. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. М.: ВНИИОЭНГ, 2015. – № 6 – с. 61-65.

32. Унифицированный дизайн трещины гидроразрыва с переменной проницаемостью / А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов, В.Г. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – с. 103 – 107.

33. Определение геомеханических параметров по промыслово-геофизическим данным / О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – с. 30-33.

в) Перечень технических решений по теме диссертации, признанных изобретениями (заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)

34. Способ гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2451174, МПК E21 B 43/267, Опубл. 20.05.2012 г., бюл. № 14.

35. Способ гидравлического разрыва карбонатного пласта. Патент РФ № 2455478, МПК E21 B 43/26, E21 B 43/27, Опубл. 10.07.2012 г., бюл. № 19.

36. Способ гидроразрыва низкопроницаемого пласта с глинистыми прослоями Патент РФ № 2457323, МПК E21 B 43/26, Опубл. 27.07.2012 г., бюл. № 21.

37. Способ гидроразрыва малопроницаемого пласта нагнетательной скважины. Патент РФ № 2459072, МПК E21 B 43/26, Опубл. 20.08.2012 г., бюл. № 23.

38. Способ определения характеристик скважины, призабойной зоны пласта. Патент РФ № 2459074, МПК E21 B 47/10, Опубл. 20.08.2012 г., бюл. № 23.

39. Способ гидравлического разрыва карбонатного пласта. Патент РФ № 2460875, МПК E21 B 43/26, Опубл. 10.09.2012 г., бюл. № 25.

40. Способ осуществления импульсного гидроразрыва карбонатного пласта. Патент РФ № 2460876, МПК E21 B 43/26, E21 B 43/27, Опубл. 10.09.2012 г., бюл. № 25.

41. Способ улучшения гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом. Патент РФ № 2462590, МПК E21 B 43/26, Опубл. 27.09.2012 г., бюл. № 27.

42. Способ крепления призабойной зоны пласта с неустойчивыми породами. Патент РФ № 2464410, МПК E21 B 43/04, E21 B 33/13, Опубл. 20.10.2012 г., бюл. № 29.

43. Способ многократного гидравлического разрыва пласта в горизонтальном стволе скважины. Патент РФ № 2472926, МПК E21 B 43/267, C09 K 8/90, Опубл. 20.01.2013 г., бюл. № 2.

44. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2473798, МПК E21 B 43/26, Опубл. 27.01.2013 г., бюл. № 3.

45. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2485306, МПК E21 B 43/26, Опубл. 20.06.2013 г., бюл. № 17.

46. Способ разработки нефтегазовой залежи с применением гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2496001, МПК E21 B 43/26, Опубл. 20.10.2013 г., бюл. № 29.

47. Способ разработки нефтяных залежей с применением гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2496976, МПК E21 B 43/20, Опубл. 27.10.2013 г., бюл. № 30.

48. Способ разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. Патент РФ № 2507385, МПК E21 B 43/16, 43/26. Опубл. 20.02.2014 г., бюл. № 5.

49. Способ гидравлического разрыва карбонатного пласта. Патент РФ № 2509883, МПК E21 B 43/267, 43/27. Опубл. 20.03.2014 г., бюл. № 8.

50. Способ разработки многопластовой нефтяной залежи с применением гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2513791, МПК E21 B 43/16, 43/26. Опубл. 20.04.2014 г., бюл. № 11.

51. Способ гидроразрыва нефтяного или газового пласта. Патент РФ № 2516626, МПК E21 B 43/267. Опубл. 20.05.2014 г., бюл. № 14.

52. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2522366, МПК E21 B 43/267, C09 K 8/80. Опубл. 10.07.2014 г., бюл. № 19.

53. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2526081, МПК E21 B 43/267. Опубл. 20.08.2014 г., бюл. № 23.

54. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2531775, МПК E21 B 43/267. Опубл. 27.10.2014 г., бюл. № 30.

55. Способ многократного гидравлического разрыва пласта в открытом стволе горизонтальной скважины. Патент РФ № 2537719, МПК E21 B 43/267, 43/27, 43/114. Опубл. 10.01.2015 г., бюл. № 1.

56. Способ гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2538009, МПК E21 B 43/267, 43/27, 43/114. Опубл. 10.01.2015 г., бюл. № 1.

57. Способ многократного гидравлического разрыва пласта в горизонтальном стволе скважины. Патент РФ № 2539469, МПК E21 B 43/267. Опубл. 20.01.2015 г., бюл. № 2.

58. Способ гидравлического разрыва пласта в открытом горизонтальном стволе скважины. Патент РФ № 2541693, МПК E21 B 43/267. Опубл. 20.02.2015 г., бюл. № 5.

59. Способ гидроразрыва низкопроницаемого пласта с глинистыми прослоями и подошвенной водой. Патент РФ № 2544343, МПК E21 B 43/267. Опубл. 20.03.2015 г., бюл. № 8.

60. Способ гидроразрыва карбонатного пласта. Патент РФ № 2547191, МПК E21 B 43/27. Опубл. 10.04.2015 г., бюл. № 10.

61. Способ гидравлического разрыва пласта в горизонтальном стволе скважины. Патент РФ № 2547892, МПК E21 B 43/267. Опубл. 10.04.2015 г., бюл. № 10.

62. Способ разработки массивной нефтяной залежи с применением гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2560022, МПК E21 B 43/18, 43/26. Опубл. 20.08.2015 г., бюл. № 23.

63. Способ гидроразрыва пласта. Патент РФ № 2563901, МПК E21 B 34/10, 43/267. Опубл. 27.09.2015 г., бюл. № 27.

64. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2564312, МПК E21 B 43/267, F04 F 5/02. Опубл. 27.09.2015 г., бюл. № 27.

65. Способ заканчивания строительства добывающей горизонтальной скважины с проведением поинтервального гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2564316, МПК E21 B 43/02. Опубл. 27.09.2015 г., бюл. № 27.

66. Способ разработки многопластовой нефтяной залежи с применением гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2565617, МПК E21 B 43/14, 43/26. Опубл. 20.10.2015 г., бюл. № 29.

67. Способ гидравлического разрыва пласта. Патент РФ № 2566357, МПК E21 B 43/26, C09 K 8/62. Опубл. 27.10.2015 г., бюл. № 30.

68. Способ гидравлического разрыва продуктивного пласта с глинистым прослоем и подошвенной водой. Патент РФ № 2566542, МПК E21 B 43/26. Опубл. 27.10.2015 г., бюл. № 30.

69. Способ гидравлического разрыва пласта в скважине. Патент РФ № 2571964, МПК E21 B 43/267, C 09 K 8/62. Опубл. 27.12.2015 г., бюл. № 36.

г) Публикации в других научно-технических изданиях, доклады на конференциях

70. Новые результаты исследований гидравлического разрыва пласта на основе моделирования / В.Г. Салимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60 летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Издательство нефтяное хозяйство», 2008. – с. 47-50.

71. Влияние твердости карбонатных пород на эффективность кислотного гидроразрыва пластов / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Тезисы докладов Всероссийской конференции с международным участием «Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа». ИПНГ РАН, Москва, 15-18 ноября 2011. – с. 73-74.

72. Стратегии выработки остаточных запасов в терригенных отложениях девона Ромашкинского месторождения / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов. Материалы Международной научно-практической конференции (г. Речица, Республика Беларусь, 23-25 мая 2012 г.). – Гомель: ОАО «Полеспечать». – 2012. – с. 471-478.

73. Анализ результатов опытно-промысловых работ при капитальном ремонте скважин в 2013 г. / И.Х. Махмутов, О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, И.И. Гирфанов, А.М. Зотов. – Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – вып. № LXXXII. – М.: ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2014. – с. 289-297.

74. Построение геомеханических моделей в симуляторах ГРП / О.В. Салимов. – Тезисы докладов 1 Международной научно-практической конференции «Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья». НМСУ «Горный», Санкт-Петербург. – 2015. – 26-27 мая. Пермь, 2015, с. 35-36.

75. Интенсификация притока доманиковых отложений на примере работ в скважине 2917г Бавлинского месторождения ПАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, Н.А. Назимов, Р.Г. Ханнанов, В.Г. Базаревская, О.В. Салимов. – Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений. Сборник докладов межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». Альметьевск: ПАО «Татнефть», 2015 г. – с. 109-119.

76. Калибровка потерь давления на трение в трубах при гидравлическом разрыве пласта / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов. – [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2015. – № 3. – Режим доступа: www.vkro-raen.com.

77. Альтернативные методы определения давления смыкания трещины / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов. – [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2015. – № 3. – Режим доступа: www.vkro-raen.com.

78. Причины возникновения дефектов на кривой спада давления / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов. – [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2015. – № 3. – Режим доступа: www.vkro-raen.com.

79. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О.В. Салимов, И.И. Гирфанов, А.В. Кочетков, Р.З. Зиятдинов, П.Г. Морозов. – Георесурсы. 2016. Т. 18. № 1, с. 46-50.

80. О результативности минифраков, проведенных в сланцевых отложениях / О.В. Салимов, Р.З. Зиятдинов, Э.Р. Салимова. – [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2016. – № 2. – Режим доступа: www.vkro-raen.com.

81. О возможности определения азимута трещины гидроразрыва по данным гидропрослушивания скважин / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов, В.А. Таипова. – [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2016. – № 3. – Режим доступа: www.vkro-raen.com.

82. Возможные экологические последствия разработки доманиковых отложений методом гидроразрыва пласта в Республике Татарстан / И.А. Терновская, А.М. Устимова, О.В. Салимов, Р.И. Шакиров. – Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск № LXXXIV. – М.: ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2016. – с. 327-332.

83. Тектонический режим территории юго-востока Татарстана на малых глубинах / О.В. Салимов // Доклад на технической конференции SPE «Нефтегазовая геомеханика», 27-28 марта 2017 г. Москва, Россия.

84. О результатах некоторых исследований в области гидроразрыва пласта / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов. – [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2017. – № 1. – Режим доступа: www.vkro-raen.com

д) статьи в зарубежных журналах

85. Estimating productivity of horizontal wells with longitudinal hydraulic fractures / В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – Hydraulic Fracturing Quarterly. – USA, 2014. – Vol. 1. – No. 1. – pp. 79-83.

86. Influence of formation fluid viscosity on hydrofrac efficiency / В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов, Н.Г. Ибрагимов. – Hydraulic Fracturing Journal. – USA, 2014. – Vol. 1. – No. 3. – pp. 42-45.

87. Experimental study of acid fracture conductivity as a function of confining stress / Р.С. Хисамов, Г.А. Борисов, О.В. Салимов, В.Г. Салимов. – Hydraulic Fracturing Journal, USA, 2015. – Vol. 2. – No. 4. – pp. 35-41.

е) Программы для ЭВМ по теме диссертации, получившие государственную регистрацию

88. «ReactionRateConstants». Свид. о гос. регистрации № 2014610306 от 09 января 2014 г.

89. «FracTreatmentSchedule». Свид. о гос. регистрации № 2014610307 от 09 января 2014 г.

90. «Программа для расчета промывки скважины». Свид. о гос. регистрации № 2014661801 от 13 ноября 2014 г.

91. «Программа для определения коэффициента сжимаемости». Свид. о гос. регистрации № 2015613284 от 11 марта 2015 г.

92. «Преобразование данных проекта ГРП во входные файлы гидродинамического симулятора». Свид. о гос. регистрации № 2015614067 от 6 апреля 2015 г.

93. «Расчет возможности ГРП при пароциклическом воздействии на залежь природных битумов неглубокого залегания». Свид. о гос. регистрации № 2016615238 от 19 мая 2016 г.

94. «Оценка проницаемости пласта по коэффициенту продуктивности скважины». Свид. о гос. регистрации № 2016615237 от 19 мая 2016 г.

Соискатель: Салимов О.В.