

*На правах рукописи*



**КАШАПОВ ДЕНИС ВАГИЗОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА  
ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 2.8.4. — Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2022

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель      **Зейгман Юрий Вениаминович**  
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты:      **Стрижнев Кирилл Владимирович**  
доктор технических наук,  
Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпромнефть-Пальян», генеральный директор

**Хайдар Азат Маратович**  
кандидат физико-математических наук,  
Закрытое акционерное общество «Ижевский нефтяной  
научный центр», эксперт по разработке месторождений

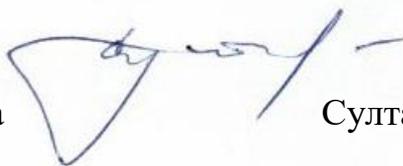
Ведущая организация      **Государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования «Альметьевский  
государственный нефтяной институт»**

Защита состоится 9 февраля 2023 года, в 14-30 ч., на заседании диссертационного совета 24.2.428.03, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «    » \_\_\_\_\_ 2022 г.

Учёный секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность работы

В настоящее время проблема извлечения нефти из пород баженовской свиты (БС) становится всё более значимой, в первую очередь, вследствие истощения запасов традиционных месторождений нефти и газа. Месторождения, эксплуатируемые в течение прошлого столетия, на текущий момент характеризуются уменьшением объёмов добычи нефти, так как находятся на поздних стадиях разработки, в связи с чем нефтяным компаниям приходится затрачивать всё большее количество ресурсов для поиска новых, а также повышения эффективности разработки эксплуатируемых нефтяных и газовых месторождений. На действующих месторождениях проводятся опытно-промысловые исследования (ОПИ) и опытно-промышленные работы (ОПР) по реанимации и повторному вводу в эксплуатацию скважин старых фондов, что также требует существенных затрат материальных и научных ресурсов.

БС представляет собой комплекс материнских пород, залегающих на территории Западной Сибири, от границы Казахстана до Карского моря, площадью порядка 1 млн км<sup>2</sup>. Для пластов БС характерны крайне низкие значения проницаемости, относительно невысокие нефтенасыщенные толщины, в связи с чем их разработка долгое время оставалась нерентабельной.

Системная добыча из БС возможна благодаря двум основным технологиям: бурению горизонтальных скважин (ГС) и проведению многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Данные технологии позволяют на порядок увеличить площадь контакта пласта со скважиной, что приводит к увеличению дебита и коэффициента извлечения нефти и позволяет перейти к экономически рентабельной разработке БС.

Важно отметить, что подходы к проведению ГРП на БС значительно отличаются от традиционных коллекторов по причине уникального строения БС: наличия естественной пластовой трещиноватости, локальных зон аномально высокого пластового давления, неоднородности в распространении свойств пласта (пористость, проницаемость, напряжения, действующие на пласт).

Стандартные подходы к проведению операций ГРП на БС не привели к положительному результату: высокий процент осложнений при ГРП — СТОП, низкие показатели добычи после ГРП, сложности в построении и калибровке геомеханической модели БС (неясность геометрии создаваемой трещины ГРП).

Таким образом, для достижения проектных значений работы скважины после ГРП требуются альтернативные методы проведения операций ГРП: высокоскоростные закачки с использованием маловязкой жидкости большого объема, пересмотр концепции развития трещин ГРП от планарной (единичной) к мультипланарным трещинам или стимулированному объему пласта.

Диссертационная работа посвящена разработке новых и совершенствованию применяемых технологий ГРП (в том числе МГРП), снижению осложнений при ГРП, оценке геомеханических свойств пласта на БС, что и определяет её актуальность.

#### **Степень разработанности темы**

Вопросы совершенствования технологий проведения операций ГРП освещены в трудах отечественных и зарубежных авторов: Г. И. Баренблатта, Ж. Гиртсма, Ю. П. Желтова, Л. Р. Керна, Ф. де Клерка, А. В. Насыбуллина, Р. П. Нордгрена, Т. К. Перкинса, О. В. Салимова, И. Н. Снеддона, С. А. Христиановича и др. По анализу влияния давления на оценку параметров трещин ГРП известны работы Д. Крейга, К. Нолти, М. Смита, М. Солимана и др. Оптимизационные расчёты проведения операций ГРП проводились Л. Синко, М. Экономидесом и др.

Геологическому изучению БС, перспективам их нефтеносности и разработки посвящены труды О.Ю. Аверьянова, Д.А. Грушевенко, А. Э. Конторовича, О.М Прищепа и др.

Тем не менее, следует отметить, что различные частные аспекты проблемы требуют дальнейшего изучения с учётом специфичности данного вопроса.

#### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.4. — Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых

месторождений, а именно геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа.

### **Цель и задачи диссертационной работы**

Целью данной работы является совершенствование технологий проведения операций ГРП, оптимизации их дизайна на объектах БС для увеличения дебита скважин и снижения рисков сопутствующих осложнений.

Для достижения указанной цели решены следующие задачи:

1. Поиск зависимостей развития стимулированного объема пласта в зависимости от параметров обработки ГРП.

2. Оптимизация дизайна ГРП для условий БС путём проведения многовариантных расчётов дизайна ГРП с гидродинамическим моделированием.

3. Создание математической модели течения жидкости гидроразрыва с проппантом в горизонтальной секции скважин, позволяющей оценить оседание проппанта.

4. Разработка методики оценки модуля Юнга пород, а также геометрических параметров трещины по данным забойного давления в скважине на момент остановки закачки жидкости при проведении тестовых закачек.

### **Научная новизна**

1. Определен количественный механизм развития взаимосвязанной сети естественных и техногенных трещин в зависимости от технологических параметров обработки скважины: вязкости, скорости подачи и объема жидкости разрыва, массы и фракции проппанта, а также естественной пластовой трещиноватости.

2. Разработана матрица обоснования параметров обработки ГРП на базе уточнений схемы развития естественной и техногенной трещиноватости, позволившие в промысловых условиях получить прирост коэффициента

продуктивности, в сравнении с аналогичными типовыми операциями ГРП на соседних скважинах.

3. Разработан алгоритм оценки предельных скоростей движения жидкости разрыва с проппантом по горизонтальной части скважины, опирающийся на решение системы дифференциальных уравнений движения двух несжимаемых изотермических несмешивающихся фаз (жидкость–проппант), дополненных уравнением переноса объёмной доли вещества.

4. На основе обобщенной модели Перкинса–Керна–Нордгрена получено представление о колебаниях трещины ГРП после остановки закачки жидкости гидроразрыва, выраженных в результирующих значениях геометрии трещины ГРП и эффективного модуля Юнга горной породы. Оцененные таким способом в призабойной зоне пласта значения модуля Юнга сопоставимы с результатами лабораторных исследований керна.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

**Теоретическая значимость работы** заключается в следующем:

1. В оптимизации дизайна ГРП для сложнопостроенных, сверхнизкопроницаемых трещиноватых пластов БС.
2. В разработке математической модели, позволяющей проводить расчёты течения жидкости с проппантом в ГС.
3. В создании алгоритма оценки модуля Юнга пласта и геометрии трещин ГРП по данным, получаемым при проведении тестовых операций ГРП.

### **Практическая значимость:**

1. Оптимизированный дизайн ГРП с учётом сложного геологического строения БС (наличие естественной трещиноватости, неоднородного поля напряжений) апробирован в промысловых условиях и показал свою эффективность, а именно увеличение стартового дебита скважин относительно результатов ранее проведённых операций ГРП.
2. Результаты разработанной модели течения жидкости гидроразрыва с проппантом позволяют на этапе планирования вносить изменения для предотвращения оседания проппанта в ГС, что способствует значительному снижению рисков осложнений при проведении операций ГРП.

3. Разработан модуль «Гидроудар», позволяющий в автоматизированном режиме оценивать значения модуля Юнга и геометрии трещин.

### **Методология и методы исследований**

Поставленные в диссертационной работе задачи решены путём проведения расчетов с использованием специализированного отечественного ПО «РОСТ МГРП», адаптированного к особенностям залежей баженовской свиты и позволяющего проводить расчеты взаимодействия техногенных и естественных трещин.

Для моделирования течения жидкости с проппантом решена система дифференциальных уравнений двух несжимаемых изотермических несмешивающихся фаз.

Математическая модель, позволяющая определить модуль Юнга и геометрические параметры трещин ГРП, основана на обобщении гиперболического типа квазиодномерной модели Перкинса–Керна–Нордгрена развития симметричных (относительно скважины) трещин гидравлического разрыва пластов.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Обоснование оптимального дизайна ГРП для скважин БС, учитывающего сложность строения пласта: наличие естественной трещиноватости, анизотропии пласта, а также сверхнизкопроницаемость коллекторов.

2. Методология оценки течения жидкости с проппантом в ГС для предотвращения его оседания при проведении операций ГРП.

3. Алгоритм оценки модуля Юнга пород и геометрических параметров трещины ГРП на момент остановки закачки жидкости разрыва при проведении тестовых операций ГРП.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность и обоснованность подходов подтверждается сравнением фактических значений дебита скважин, полученных после проведения операций МГРП, и их значений, полученных с использованием моделирования, а также фактом успешно проведённых МГРП.

Методика определения модуля Юнга горных пород, а также размеров трещины ГРП по данным забойных датчиков давления в скважинах после остановки закачки жидкости разрыва при проведении тестовых операций ГРП апробирована на скважинах с ГРП. Расчёты модуля Юнга по данным давления после остановки соответствуют результатам исследований кернов, относительная погрешность средних значений модуля Юнга по керновым исследованиям и расчётам не превышает 10,5 %.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на XII Научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений» (Санкт-Петербург, 2019); на XIV Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития» (Сочи, 2019); на XII Всероссийском съезде по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики (Уфа, 2019); на научно-технических советах ПАО «НК «Роснефть» и семинарах ООО «РН-БашНИПИнефть» (2016–2021 гг.).

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 11-ти научных работах, в том числе в семи ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ и в четырех изданиях, входящих в международную реферативную базу Scopus. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных научно-технических конференциях различного уровня.

### **Структура и объём диссертации**

Диссертация состоит из введения, шести глав, основных выводов и списка литературы из 123 наименований. Материал диссертационной работы содержит 175 страниц машинописного текста, 109 рисунков, 23 таблицы.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследования, изложены защищаемые положения, научная новизна, теоретическая и практическая ценность работы.

**В первой главе** представлена классификация нетрадиционных нефтей и залежей, особенности их строения и разработки. Приведены результаты анализа мирового опыта изучения и освоения сланцевых формаций, в частности США, Китая, стран Западной Европы и России. Показаны успехи «сланцевой революции» в США — достижение максимума добычи 12,4 млн бар/сут в мае 2019 г. (Рисунок 1).



Рисунок 1 — Динамика добычи нефти в США за 100-летний период

Приведены характеристики БС Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Отмечено, что углеводороды (УВ) БС относятся к сланцам, содержащим нефть в системе УВ-содержащих скоплений. Для промышленной разработки БС необходимо горизонтальное бурение скважин с последующим проведением на них операций МГРП. Представлены методы разработки нетрадиционных коллекторов — горизонтальное бурение, ГРП и пиролиз.

**Во второй главе** приведены подходы к проведению операций ГРП на объектах, схожих по строению БС, основанные на использовании больших объёмов маловязкой жидкости гидроразрыва и проппанта. Существенную роль при этом сыграло микросейсмическое каротирование, показавшее

образование сложной системы трещин ГРП (Рисунок 2), так называемый «гидравлический разрыв, который изменил всё».

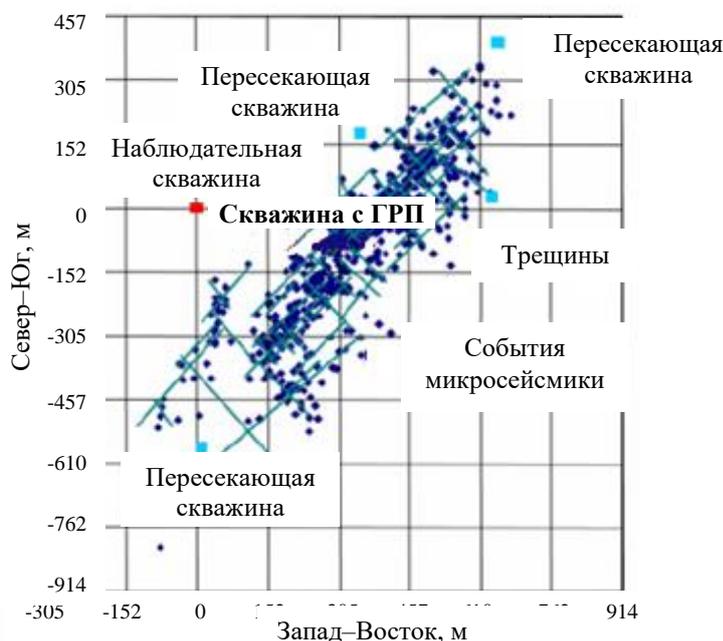


Рисунок 2 — «Гидравлический разрыв, который изменил всё»

На основе опыта разработки плотных и сланцевых формаций Северной Америки дизайн ГРП был адаптирован для обеспечения главной задачи — создания сложной максимально разветвлённой конфигурации трещин с целью увеличения продуктивности скважин (Рисунок 3). В этой связи очевидна необходимость развития технологий ГС с МГРП для создания обширной системы трещин даже при отсутствии уникальных напряжённых состояний пластов.

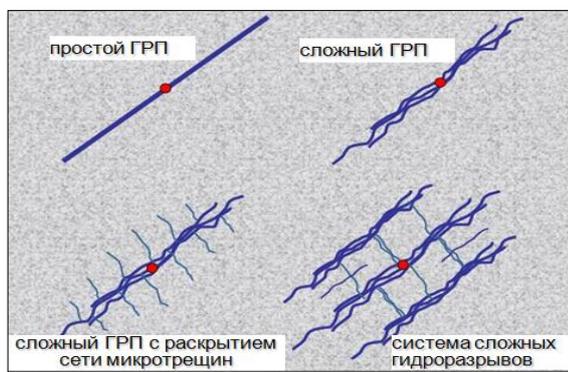


Рисунок 3 — Карта «сложности» трещин ГРП ряда нефтесодержащих бассейнов США

В третьей главе проведена оценка поведения трещины ГРП в зависимости от технологических параметров обработки и строения пласта. Выбор дизайна обработки, учитывающего высокую хрупкость пласта, позволяет создавать высокоразветвлённую сеть трещин (Stimulated Reservoir Volume (SRV)) при кратном увеличении площади дренирования запасов УВ.

Проведено моделирование прогнозной характеристики развития SRV при различных параметрах обработки: изменении вязкости жидкости гидроразрыва и её расхода, массы и типоразмера проппанта. МГРП моделировали на специализированном программном обеспечении, позволяющем рассчитывать развитие SRV — взаимодействие техногенных и естественных трещин.

На Рисунке 4 показано распределение стимулированного объёма пласта в зависимости от вязкости закачиваемой жидкости гидроразрыва. Согласно представленным данным, при уменьшении вязкости используемого флюида происходит увеличение площади SRV за счёт большей способности жидкости ГРП инициировать естественные трещины вследствие возможности жидкости «затекать» в трещину.

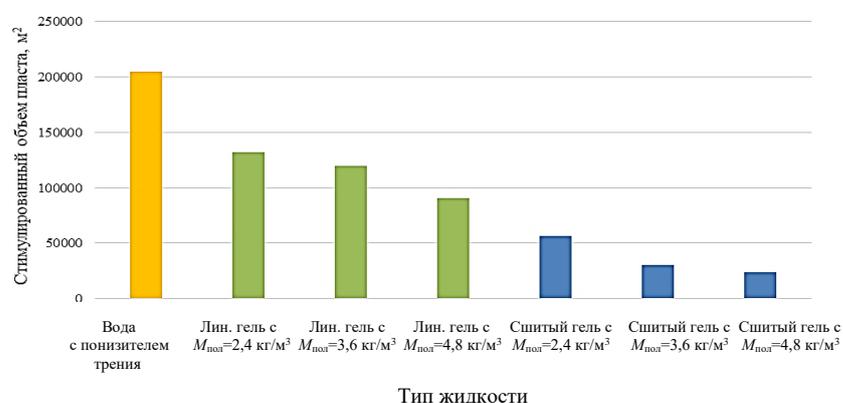


Рисунок 4 — Зависимость площади стимулированного объёма от типа используемой жидкости ГРП и загрузки полимера  $M_{пол}$

Общее количество проведённых расчётов составляло ~800 шт.

В четвертой главе представлен комплексный подход к планированию проведения операций ГРП на скважинах БС Западной Сибири. По результатам многовариантных расчётов предложен и внедрён оптимальный дизайн проведения МГРП, позволивший увеличить начальный дебит нефти и её

накопленную добычу относительно аналогичных, ранее пробуренных скважин.

Для качественного моделирования МГРП на ГС с учётом формирования разветвлённой сети трещин ГРП построена геолого-геомеханическая 3D модель пласта. Проведена оценка дизъюнктивных нарушений, построена модель естественной трещиноватости в районе проектируемой скважины, а также 1D геомеханическая модель пласта для точек инициации трещин — стадий МГРП. Другим результатом построения 3D геолого-геомеханической модели пласта является карта поля напряжений моделируемого участка.

Учитывая опыт проведения операций ГРП на БС, результаты анализа эксплуатации скважин после проведения операций ГРП, геолого-геомеханических факторов — неоднородное поле напряжений, естественная трещиноватость в окрестностях скважины, 1D-геомеханическая модель для каждой стадии, многовариантных расчётов, а также мирового опыта разработки сланцевых залежей, разработан «оптимальный» план проведения операций МГРП. Дизайн ГРП включает в себя: использование трёх различных типов жидкости — с понизителем трения, линейного и сшитого гелей.

Использование большой доли маловязкой жидкости способствует более активному формированию сети трещин ГРП. Для более равномерного закрепления сформированной сети трещин предлагается закачка пропантных пачек с постепенным увеличением концентрации пропанта в отличие от «типового» подхода (Рисунок 5).

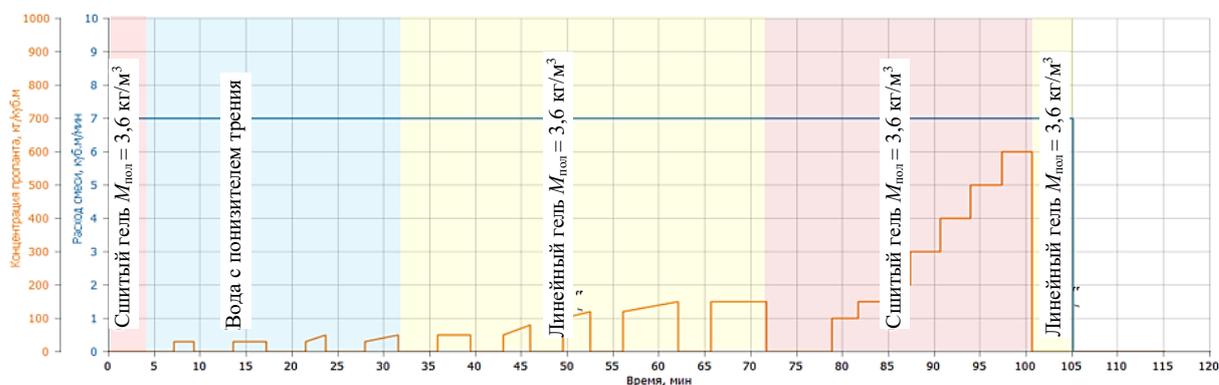


Рисунок 5 — Типовой гибридный план проведения работ

Для переноса проппанта в маловязкой жидкости одним из главных факторов является использование высокорасходного флота ГРП, служащего для поддержания раскрытия системы трещин и компенсации утечек при активации трещиноватости. Использование относительно небольшого объёма сшитой жидкости, с одной стороны, обеспечивает формирование трещин в продуктивном интервале БС, с другой — обеспечивает минимальное загрязнение трещины продуктами деструкции геля ГРП (Рисунок 6), в отличие от «типового плана проведения» ГРП для БС (Рисунок 5).

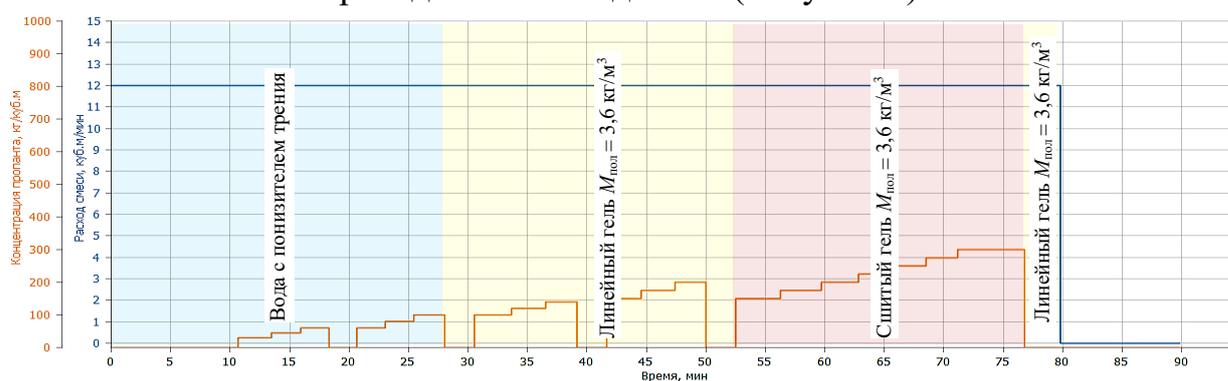
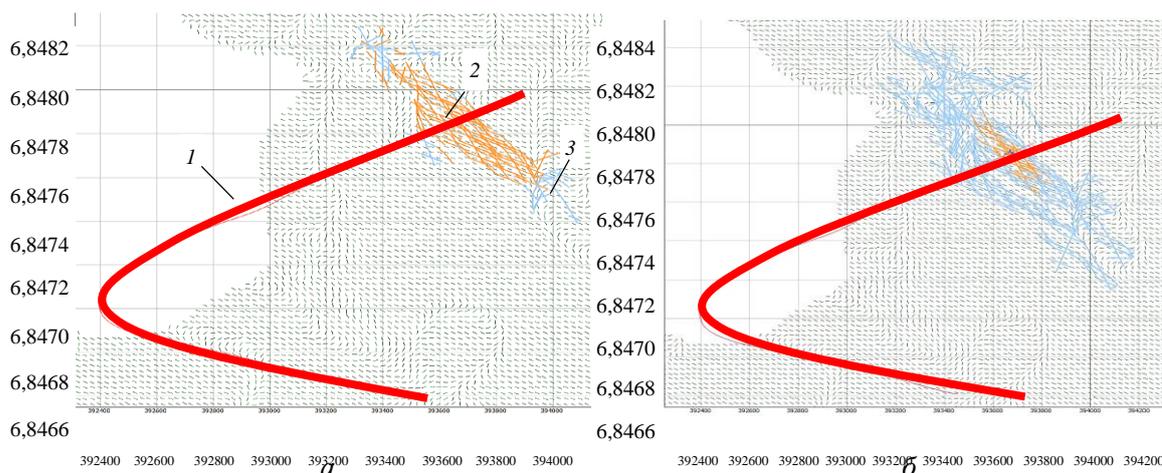


Рисунок 6 — Оптимальный план проведения работ

Сравнение стимулированного объёма пласта при «типовом подходе» и оптимальном показано на Рисунке 7. В «типовом» подходе закачка происходит при использовании малых концентраций проппанта, что приводит к образованию малопротяженных участков трещин ГРП (Рисунок 7, б). Пошаговое увеличение концентрации проппанта способствует увеличению проводимости трещин по мере приближения удалённой стимулированной зоны пласта к призабойной.

Объём закачиваемого проппанта на каждой из ступеней концентрации составляет минимум объёма ствола скважины, в связи с чем при незапланированном росте устьевого давления можно принять решение о снижении закачки массы проппанта и переходе на стадию его продавки.

Сеть трещин, показанная на Рисунке 7, представлена для одной стадии ГРП, последующие операции ГРП являются аналогичными и учитывают взаимовлияние трещин друг на друга.



план обработки: а — альтернативный; б — типовой; 1 — горизонтальная скважина; 2 — закрепленные трещины; 3 — гидравлические трещины

Рисунок 7 — Графическое сравнение развития стимулированного объёма пласта

Для подтверждения успешности проведения операций МГРП по различным планам обработки, а также с целью прогноза дебита нефти после проведения операций МГРП проведено моделирование в гидродинамическом симуляторе РЕВІ, позволяющем рассчитывать прогнозируемый дебит жидкости и нефти с учётом сформированной сети трещин ГРП, полученной с использованием симулятора ГРП. По результатам гидродинамического моделирования начальный дебит для ГС с 15 стадиями ГРП составил 88 т/сут, что показывает хорошую сходимость с фактическим стартовым дебитом 83 т/сут (Рисунок 8).

Важно отметить, что скважины БС после проведения операций МГРП имеют тенденцию к быстрому снижению добычи ~ 60 % в первые месяцы вследствие отсутствия системы поддержания пластового давления, далее скважины работают на стационарном режиме на фонтанном способе эксплуатации. МГРП, выполненный согласно разработанному дизайну, приводит к значительному увеличению стимулированного объёма пласта, что подтверждается как результатами моделирования, так и увеличением

фактического дебита в сравнении с дебитом соседних скважин, стимулированных по типовому плану.

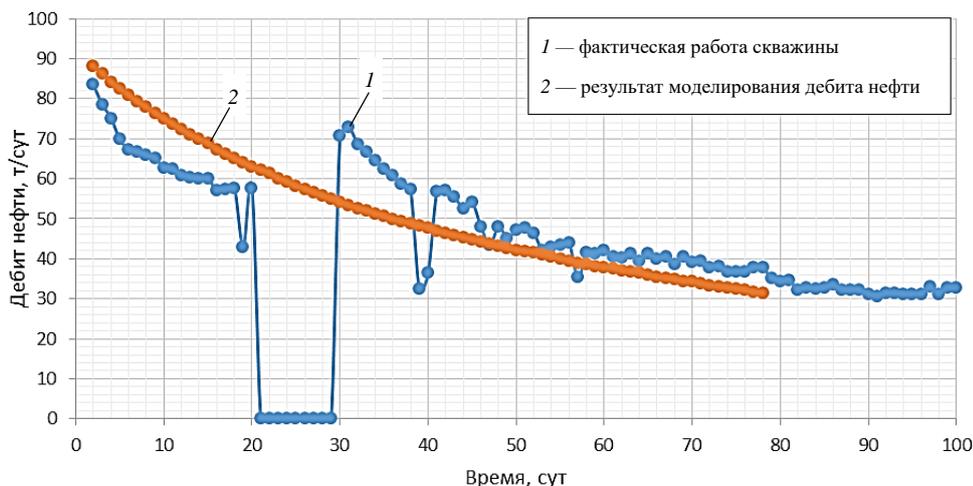


Рисунок 8 — Сравнение дебита скважины по нефти по результатам моделирования и по факту эксплуатации, согласно альтернативному плану

Полученные результаты проведения МГРП в скважинах, пробуренных на БС, и результаты моделирования добычи нефти по данному дизайну позволяют сделать вывод об эффективности оптимизированного дизайна за счёт комплексного подхода к проектированию, моделированию и проведению операций ГРП на БС.

**В пятой главе** приведены результаты математического моделирования оседания проппанта в горизонтальном стволе скважин при проведении операций ГРП на маловязкой жидкости. Факторами, способствующими оседанию проппанта, являются: технологические параметры обработки — малый расход жидкости, проппанты крупной фракции; геометрические размеры скважины — внутренний диаметр НКТ, длина ГС.

Причиной оседания проппанта является сила тяжести, действующая на частицы, согласно закону Стокса:

$$v_{Stokes} = \frac{gd^2(\rho_p - \rho_f)}{18\mu}, \quad (1)$$

где  $\mu$  — вязкость флюида;  $d$  — диаметр частицы проппанта;  $\rho_p$ ,  $\rho_f$  — плотности проппанта и жидкости, соответственно.

Рассмотрено течение жидкости с проппантом в ГС длиной 1000 м, внутренним диаметром 0,1 м (Рисунок 9) и 0,146 м. Жидкостью гидроразрыва

являлась вода с вязкостью  $\mu = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$  и плотностью  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ . Угол наклона скважины на всём участке составлял  $90^\circ$ .

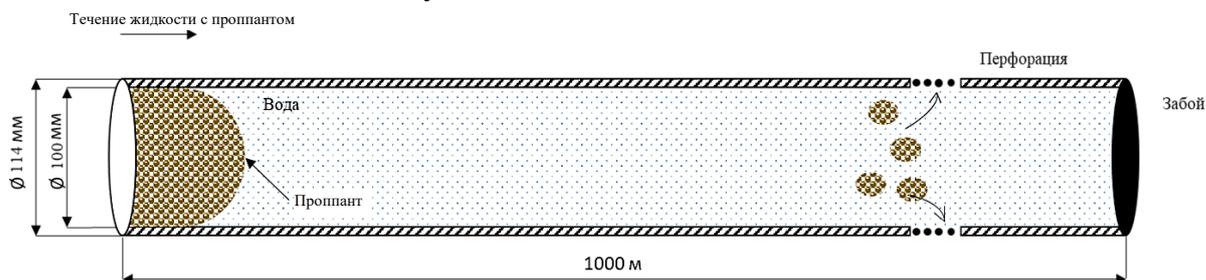


Рисунок 9 — Течение жидкости с проппантом в горизонтальном участке скважины

Варьируемые параметры обработки приведены в Таблице 1.

Таблица 1 — Варьируемые параметры при расчёте параметров проведения операций гидравлического разрыва пласта

Параметр	Меш (типоразмер)		$\rho_{\text{проппанта}}, \text{ кг/м}^3$		$d_{\text{проппанта}}, \text{ мм}$
	40/70 Mesh		2780	2600	0,3
	30/50 Mesh		2780	2600	0,5
	20/40 Mesh		2780	2600	0,7
	16/20 Mesh		2780	2600	1
Расход жидкости, $\text{м}^3/\text{мин}$	1	3	5	10	15
Концентрация проппанта, $\text{кг/м}^3$	30	50	100	200	300
Диаметр ГС, м	0,1		0,146		

Для решения поставленной задачи использовалась система дифференциальных уравнений двух несжимаемых изотермических несмешивающихся фаз (жидкость–проппант):

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_j} = 0; \quad (2)$$

— уравнение неразрывности

$$\frac{\partial(\rho u_j)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j u_i) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\tau_{ij} + \tau_{t_{ij}}) + \rho g_i + f_{\sigma i}; \quad (3)$$

— закон сохранения импульса.

Наряду с использованием законов сохранения массы и импульса применяли уравнение

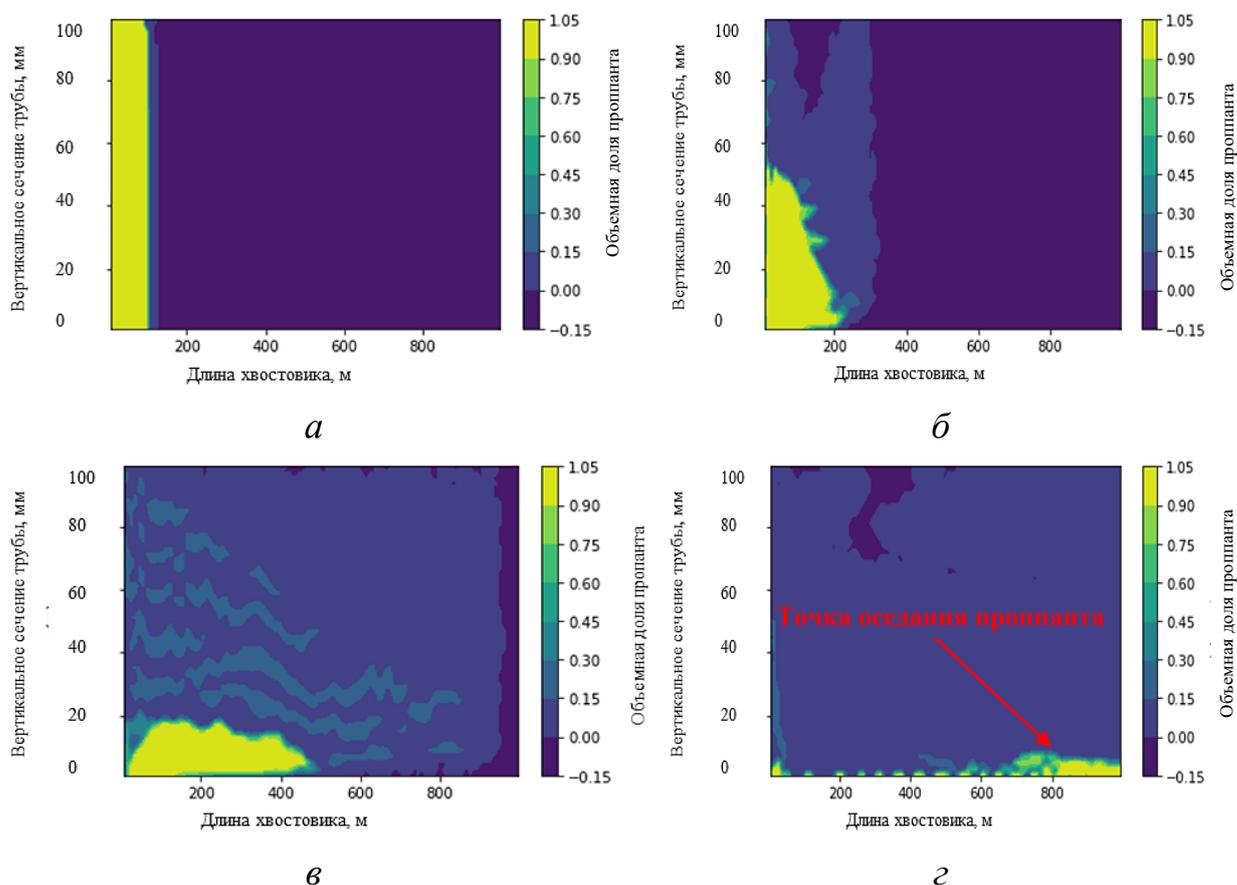
$$\frac{\partial \alpha}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha u_j)}{\partial x_j} = 0. \quad (4)$$

Плотность смеси определяли по выражению

$$\rho = \alpha\rho_1 + (1 - \alpha)\rho_2, \quad (5)$$

где  $\rho$  — плотность смеси;  $\rho_1$  — плотность жидкости;  $\rho_2$  — плотность пропанта;  $u$  — скорость движения;  $p$  — давление;  $\tau_{ij}, \tau_{tij}$  — компоненты тензора вязкого и турбулентного стресса;  $f_{\sigma i}$  — поверхностное натяжение;  $g$  — ускорение свободного падения.

Численная реализация процесса переноса пропанта по ГС проведена с использованием программного комплекса с открытым кодом OpenFOAM, используемого для решения задач механики сплошных сред. Визуализация результатов расчётов проведена с помощью программы ParaView (Рисунок 10).



*a* — 0; *б* — 5; *в* — 9; *з* — 1000 с (установившееся течение)

Рисунок 10 — Распределение пропанта по длине скважины в различные моменты обработки (параметры обработки: расход  $15 \text{ м}^3/\text{мин}$ , концентрация пропанта  $50 \text{ кг}/\text{м}^3$ , тип пропанта: фракция 16/20)  $t, \text{ с}$

По результатам моделирования с варьированием параметров типоразмера проппанта и расхода жидкости рассчитаны границы оседания различных типов проппанта при различных параметрах обработки. Получены следующие зависимости: с увеличением фракции проппанта его оседание происходит ближе к началу ГС в результате возрастания силы тяжести частиц, а также повышения лобового сопротивления большего диаметра частиц; с увеличением концентрации проппанта оседание его частиц происходит ближе к началу ГС за счёт большей объёмной доли проппанта в жидкости (Рисунок 11).

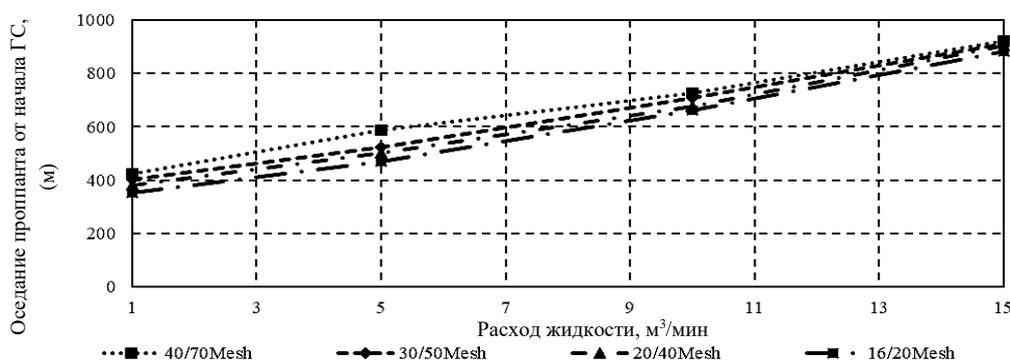


Рисунок 11 — Длина оседания проппанта от начала ГС при его концентрации 30 кг/м³

**В шестой главе** представлен расчёт модуля Юнга и геометрических параметров трещины ГРП.

Математическая модель описания колебаний забойного давления после остановки насоса основана на модели трещины ГРП Перкинса–Керна–Нордгрена (ПКН).

Показано, что возможны два основных режима снижения забойного давления — осциллирующий и монотонный. Первый режим реализуется, когда силы инерции превышают силы трения, второй — в противоположном случае.

Из полученных решений, представленных в работе, следуют формулы для вычисления полудлины трещины ГРП  $l$  и её высоты  $h$  по первой основной частоте.

Для монотонного режима течения

$$l = \pi \sqrt{\frac{bw_0}{2\rho} \left( \frac{1}{b_0^2 - 4\omega_1^2} \right)}; \quad (6)$$

для колебательного режима течения

$$l = \pi \sqrt{\frac{bw_0}{2\rho} \left( \frac{1}{b_0^2 + 4\omega_1^2} \right)}, \quad (7)$$

$$h = \frac{V_0 \eta}{2\pi w_0 l}, \quad (8)$$

где  $\rho$  — плотность жидкости ГРП;  $b_0$  — декремент затухания;  $\omega_1$  — основная частота при колебательном режиме и декремент затухания в монотонном режиме падения давления;  $b$  — жёсткость трещины.

Следует отметить, что данный подход позволяет оценить и «эффективный» модуль Юнга в интервале развития трещины ГРП. Величина модуля Юнга имеет главное значение для моделирования дизайна ГРП, и для модели ПКН определяется из выражения

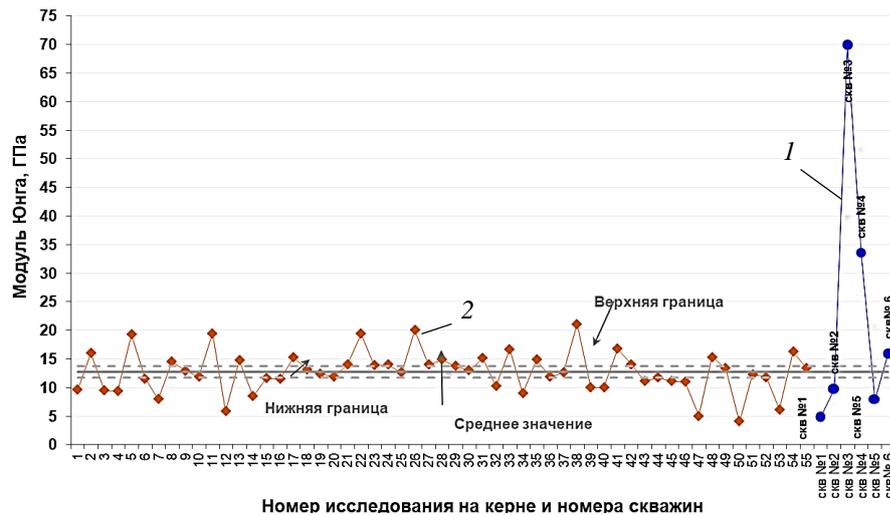
$$E = \frac{\pi(1-\nu^2)bh}{2}. \quad (9)$$

Значения модуля Юнга на практике можно получить лишь на основании результатов лабораторных исследований керн, требующих значительных финансовых затрат. В диссертационной работе показано, насколько полученные расчётные значения модуля Юнга, полученные по данным забойного давления, соответствуют данным, полученным на основании лабораторных исследований керн.

На Рисунке 12 показан диапазон значений модуля Юнга по данным 58-ми лабораторных геомеханических исследований керн рассматриваемого коллектора, а также представлены рассчитанные значения модуля Юнга по четырём скважинам по данным забойных манометров, обозначена линия среднего арифметического значения лабораторных исследований, диапазон абсолютного отклонения от среднего значения (верхняя и нижняя границы). Установлено, что полученные значения модуля Юнга достаточно хорошо согласуются с результатами лабораторных исследований керн.

Относительная погрешность средних значений модуля Юнга по керновым исследованиям и расчётам по данным колебаний давления не превышает 10,5 %. Не очень хороший результат для скважины № 3, вероятно, связан с неоднородностью пласта (наличие плотных пород в интервале перфорации).

Исходные данные для расчёта геометрии скважин с колебательным (скважина № 1) и монотонным режимами снижения забойного давления (скважина № 2) представлены в Таблице 2.



1 — результаты использования алгоритма; 2 — данные керновых исследований

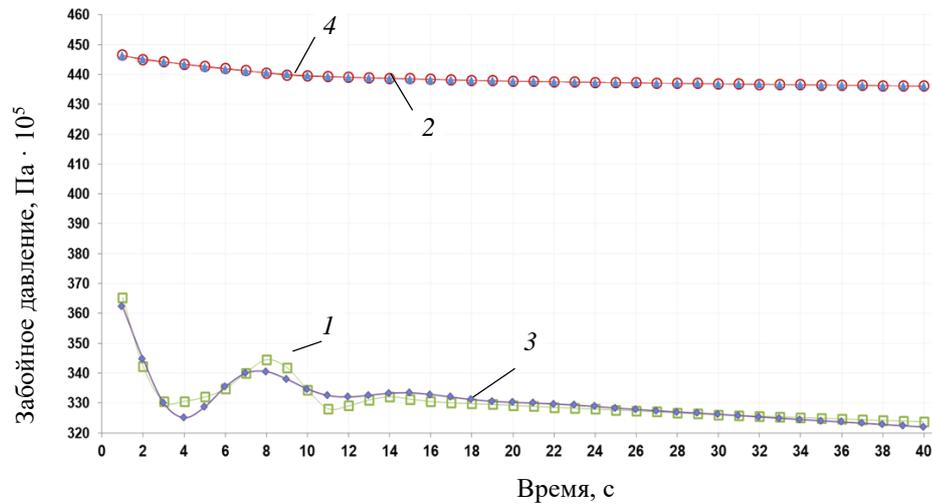
Рисунок 12 — Значения модуля Юнга по данным лабораторных исследований керна и по результатам расчётов

Таблица № 2 — Исходные данные исследованных скважин

Параметр	Скважина № 1	Скважина № 2
Объём скважины $V_{\text{скв}}$ , м <sup>3</sup>	14,5	13
Плотность жидкости $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1079	1063
Температура закачиваемой жидкости $T$ , °С	71	80
Вязкость жидкости, мПа · с	0,41	0,35
Минимальный горизонтальный стресс, атм	400	392
Эффективное давление ( $\times 10^5$ ), Па	35	50
Эффективность жидкости, %	59	61

На Рисунке 13 представлены данные забойного давления в первые моменты после остановки закачки жидкости и результаты решения обратной

задачи определения давления на забое скважин № 1 и 2. Отмечено удовлетворительное совпадение результатов.



*фактическое забойное давление по скважине, Па: 1 — 1; 2 — 4;*  
*давление расчетное по скважине, Па: 3 — 1; 4 — 4*

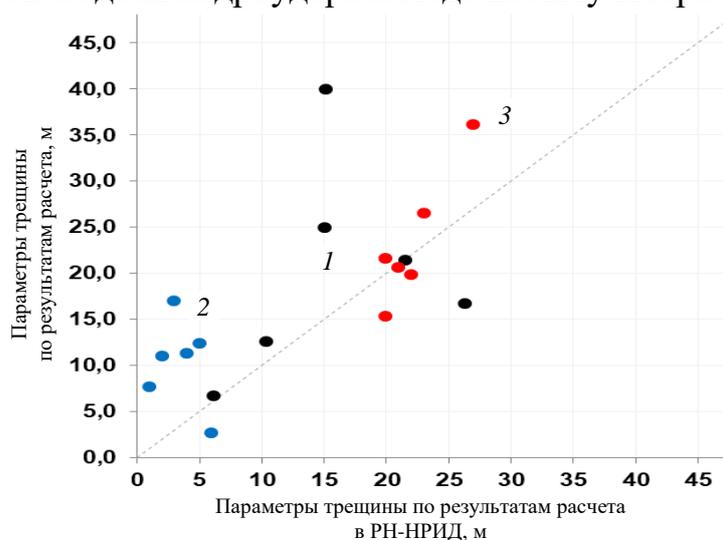
Рисунок 13 — Сравнение фактического и расчётного забойного давления на скважинах № 1 и 4

В Таблице 3 приведено сравнение геометрических характеристик, а также рассчитанный модуль Юнга. Установлена хорошая сходимость расчётных значений модуля Юнга по данным колебаний давления с результатами, полученными на основании исследований керна на соседних скважинах.

Таблица 3 — Сводные результаты расчётов

Номер скважины	Тип КПД	Полудлина трещины, м		$\Delta$ , %	Высота трещины, м		$\Delta$ , %	Ширина трещины, мм		$\Delta$ , %	Модуль Юнга, ГПа	
		РН-ГРИД	«Гидроудар»		РН-ГРИД	«Гидроудар»		РН-ГРИД	«Гидроудар»		Диапазон лаб. исследований	«Гидроудар»
1	Колебательный	216	213,6	1	9	7,7	15	2,307	2,65	15	11,8–13,66	9,81
2		61,4	66,3	8	15,1	11,0	27	2,7	3,61	34		4,91
3		103,7	125,3	21	49	17,0	65	2,2	1,98	10		69,92
4	Монотонный	151	249,1	65	29	11,3	61	2	1,52	24		33,59
5		263	166,6	37	10	12,3	23	2,1	2,06	2		15,97
6		152	399,0	163	7	2,7	62	2	2,16	8		7,95

Что касается результатов сопоставления геометрических параметров трещины, полученных по данной методике («Гидроудар») с расчётами, выполненными в симуляторе ГРП «РН-ГРИД» (с одинаковыми значениями модулей Юнга), то наблюдается тенденция к линейной корреляции (Рисунок 14). Важно отметить, что различия в геометрии трещины связаны с используемыми математическими моделями, входящими в расчёт математической модели гидроудара и модели симулятора.



1 — полудлина трещины ГРП,  $\times 10$  м; 2 — высота трещины ГРП, м;  
3 — ширина трещины ГРП,  $\times 10^{-4}$  м

Рисунок 14 — Графическое представление результатов расчёта

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основании проведённых многовариантных расчётов с варьированием параметров обработки определено, что при уменьшении вязкости используемого флюида происходит увеличение высокоразветвлённой сети трещин (Stimulated Reservoir Volume (SRV)) за счёт большей способности жидкости ГРП инициировать естественные трещины. Увеличение расхода жидкости разрыва не всегда приводит к росту SRV. При увеличении расхода маловязкой жидкости свыше  $12 \text{ м}^3/\text{мин}$  происходит избыточный рост трещины ГРП по высоте с уменьшением SRV. Установлено, что для образования SRV необходимы минимальная анизотропия напряжений пласта и высокая хрупкость пород.

2. С учётом проведенных многовариантных расчетов, с последующим гидродинамическим моделированием разработан и внедрён оптимизированный план проведения операций МГРП на месторождениях БС Западной Сибири, позволивший увеличить начальный дебит нефти скважин до 83 т/сут, относительно ранее пробуренных скважин со стартовым дебитом 15–20 т/сут.

3. Предложена математическая модель, позволяющая проводить расчёты течения жидкости с проппантом в горизонтальной секции скважин и вносить корректировки на этапе планирования проведения операции ГРП для предотвращения оседания проппанта в скважинах.

4. Разработана методика оценки модуля Юнга пород, а также геометрических параметров трещины ГРП — ширины, длины и высоты по данным забойного давления в скважине на момент остановки закачки жидкости гидроразрыва в скважину при проведении тестовых закачек.

### **Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

1 Кашапов Д. В. Течение жидкости с проппантом в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта / Д. В. Кашапов // Нефть. Газ. Новации.— 2019.— № 7.— С. 62–66 (рассмотрено течение жидкости с проппантов в горизонтальной скважине).

2 Кашапов Д. В. К оценке геометрических параметров трещины гидроразрыва пласта / Д. В. Кашапов, В. А. Байков, Г. Т. Булгакова, А. М. Ильясов // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа.— 2018.— № 5.— С. 64–75.

3 Кашапов Д. В. Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объема пласта в баженовской свите при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с различными геолого-геомеханическими свойствами / Д. В. Кашапов, А. С. Продан, А. В. Бочкарев, Д. А. Коробицын, Д. И. Торба, В. В. Родионов, А. М. Янаев, В. А. Кузнецов, О. В. Буков // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти.— 2019.— № 3(13).— С. 62–67.

4 Кашапов Д. В. Комплексный подход к планированию операций многостадийного гидроразрыва пласта как инструмент повышения добычи в условиях низкопроницаемых трещиноватых коллекторов / Д. В. Кашапов, В. В. Родионов, Д. И. Торба, А. С. Продан, А. В. Бочкарев, А. И. Лисицын, Д. Ф. Бухаров, О. В. Буков // ПРОНЕФТЬ. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти.— 2020.— № 1 (15).— С. 32–37.

5 Кашапов Д. В. Моделирование распространения маркированного проппанта в трещине гидравлического разрыва пласта / Д. В. Кашапов, К. Н. Овчинников, Е. А. Малякко, А. В. Буянов // Бурение и нефть.— 2020.— № 10.— С. 20–27.

6 Кашапов Д. В. Математическое моделирование оседания проппанта в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта на маловязкой жидкости / Д. В. Кашапов, Л. Р. Шакиров // Бурение и нефть.— 2021.— № 17.— С. 60–65.

7 Кашапов Д. В. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США / Д. В. Кашапов, А. В. Сергейчев, Ю. В. Зейгман, А. Э. Федоров // Нефтегазовое дело.— 2021. — Т. 19, № 5. — С. 53–66.

8 Кашапов Д. В. Mathematical Modeling of Crack Proliferation at Pumping of Hydrofracture Liquid with Proppant into the Formation / D. Kashapov, S. Urmancheev // SPE-176549-MS. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015.

9 Кашапов Д. В. Estimation of the geometric parameters of a reservoir hydraulic fracture / D. V. Kashapov, G. T. Bulgakova, V. A. Baikov, A. M. Ilyasov // Fluid Dynamics.— 2018.— Т. 53, № 5.— С. 642–653.

10 Кашапов Д. В. Dynamic Flow Monitoring in Horizontal Wells with High-Stage Mfrac in Conditions of Bazhen Formation / SPE-202042-MS // Denis Vagizovich Kashapov; Valery Borisovich Karpov; Arsentiy Alexeyevich Ryazanov; Nikolay Vasilyevich Parshin; Dmitry Igorevich Sleptsov; Kirill Nikolaevich Ovchinnikov; Evgeny Aleksandrovich Malyavko; Ekaterina Vladimirovna Potapova; Anton Vitalyevich Buyanov // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020.

11 Кашапов Д. В. Complex Using of Conventional Production Logging and Indicator Technologies in Tight Oil Reservoir Study / SPE-202041-MS // Denis Vagizovich Kashapov; Oleg Vladimirovich Bukov; Artem Vladimirovich Basov; Dmitriy Mikhailovich Lazutkin; Kirill Nikolaevich Ovchinnikov; Anton Vitalyevich Buyanov; Albina Viktorovna Drobot; Igor Leonidivich Novikov, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020.