

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

Доктор технических наук, профессор

Ю. В. Зейгман

Уфа – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 КЛАССИФИКАЦИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ И ЗАЛЕЖЕЙ. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ	11
1.1 Мировой опыт изучения и освоения сланцевых формаций	17
1.2 Сланцевые формации США	18
1.3 Сланцевые формации Китая	25
1.4 Потенциал сланцевых формаций Европы	26
1.5 Запасы углеводородов сланцевых формаций России.....	29
1.6 Потенциал баженовской свиты Западной Сибири	30
Выводы по главе 1	33
2 ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ОПЕРАЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ	35
2.1 Динамика развития операций гидроразрыва в США	35
2.2 Минералогическая характеристика сланцевых пород, требуемая для создания стимулированного объёма пласта	42
2.3 Этапы развития материалов ГРП.....	47
2.4 Вызов классическим подходам к проведению операций гидроразрыва пласта.....	54
2.4.1 Программы закачки при проведении операций гидроразрыва пласта со Slickwater.....	57
2.5 Этапы развития технологий проведения гидроразрыва пласта в 2010–2019 гг.....	61
2.6 Влияние технологий и параметров заканчивания горизонтальных скажин с проведением на них операций многостадийного гидроразрыва пласта на показатели добычи нефти.....	69
2.7 Подходы к оптимизации работ	74

2.8	Микросейсмический мониторинг проведения операций гидроразрыва пласта	78
2.9	Основные пути оптимизации затрат	79
2.10	Эффективность времени проведения операций ГРП	81
2.11	Оптимизация использования воды при проведении операций гидравлического разрыва пласта	82
2.12	Оптимизация использования песка при проведении операций гидравлического разрыва пласта	86
	Выводы по главе 2	92
3	ОЦЕНКА РАЗВИТИЯ СТИМУЛИРОВАННОГО ПЛАСТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОБРАБОТКИ	93
3.1	Понятие оптимального дизайна проведения операций гидравлического разрыва пласта для залежей баженовской свиты	93
3.2	Постановка задачи для проведения многовариантных расчётов для поиска оптимального дизайна проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта	94
3.3	Начальные условия	97
3.4	Технологические параметры обработки при проведении операций гидравлического разрыва пласта	99
3.5	Условия проведения расчётов	99
3.6	Результаты проведённых расчётов	101
	Выводы по главе 3	113
4	КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ	115
4.1	Подготовка плана проведения многостадийного гидроразрыва пласта для увеличения дебита скважин	115
4.2	Подготовка геомеханической модели	116
4.3	Подготовка плана проведения операции гидравлического разрыва пласта ...	118
4.4	Гидродинамическое моделирование	124

4.5 Анализ полученных данных.....	124
Выводы по главе 4.....	126
5 ОЦЕНКА ПОВЕДЕНИЯ ПРОПАНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ	128
5.1 Начальные условия	129
5.2 Постановка задачи.....	131
5.3 Основные уравнения и метод численного решения задач.....	132
5.4 Результаты моделирования	134
Выводы по главе 5.....	140
6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОДУЛЯ ЮНГА И ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПО КОЛЕБАНИЯМ ДАВЛЕНИЯ НА МОМЕНТ ОСТАНОВКИ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ГИДРОРАЗЫВА ПЛАСТА	142
6.1 Постановка и решение прямой задачи	148
6.2 Постановка и решение обратной задачи.....	150
6.3. Определение размеров трещины гидроразрыва пласта и модуля Юнга	151
6.3.1 Определение модуля Юнга породы	151
6.3.2 Определение размеров трещины гидравлического разрыва пласта	154
Выводы по главе 6.....	157
7 ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ	159
8 СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	160
9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	161

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

В настоящее время проблема извлечения нефти из пород бажендовской 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 км². 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 пропантом в горизонтальной секции скважин, позволяющей оценить оседание пропанта.
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 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 пропанта, 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, сверхнизко-проницаемых 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 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 Министерства образования и науки 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 диссертационной работы

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.

1 КЛАССИФИКАЦИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ И ЗАЛЕЖЕЙ. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Переходя к описанию строения и разработки залежей углеводородов, относящихся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ), следует привести их отличия от традиционных коллекторов.

Трудноизвлекаемые запасы нефти — запасы нефти залежей (месторождений, эксплуатационных объектов) или частей залежей, отличающиеся неблагоприятными для извлечения геолого-физическими характеристиками и условиями залегания нефти. Для добычи ТРИЗ требуются повышенные затраты материальных, финансовых средств, нетрадиционные технологии, специальное нефтепромысловое оборудование, дефицитные реагенты и материалы. Темпы извлечения, коэффициенты нефтеотдачи, экономическая эффективность их разработки существенно ниже показателей традиционных залежей [1].

В конце прошлого века были сформулированы количественные критерии ТРИЗ: подгазовые залежи с вязкостью нефти более $30 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, коллекторы с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$, пласты толщиной менее 2 м [2]. В настоящее время, в связи с ростом вовлечения ТРИЗ в промышленную разработку происходит путаница в понятиях, обусловленная как влиянием средств массовой информации, так и различными определениями стран, разрабатываемых нетрадиционные источники УВ. Так, термин «сланцевая нефть» подразумевает широкий диапазон обозначения различного вида сырья:

— кероген (oil shale), не прошедший стадию нефтеобразования, из которого посредством термического воздействия извлекают УВ;

— нефть, находящуюся в нефтегазоматеринской породе (shale oil (gas)), не мигрировавшей после генерации в прилегающие объекты, из которых методами ГРП и горизонтального бурения (ГБ) извлекают УВ;

— низкопроницаемые/плотные коллекторы, содержащие нефть (газ) (tight oil (gas)), в которых нефть и газ вертикально мигрировали из нефтегазоматеринских пород.

Для сланцев источником УВ и резервуаром является нефтегазоматеринская порода (НГМП), а для низкопроницаемой породы НГМП коллектором служит сопряжённая с ней толща низкопроницаемых коллекторов (Рисунок 1.1) [3].

Одним из важных отличий нетрадиционных непрерывных скоплений углеводородов от традиционных скоплений, находящихся в осадочном чехле в пределах нефтегазовых толщ-коллекторов, является отсутствие контроля их распространения, связанного с наличием структурного или стратиграфического фактора [4, 5]. Нетрадиционные залежи не имеют чётко определённых границ по падению водонефтяных контактов, не локализованы плавучестью нефти или природного газа в воде [6].

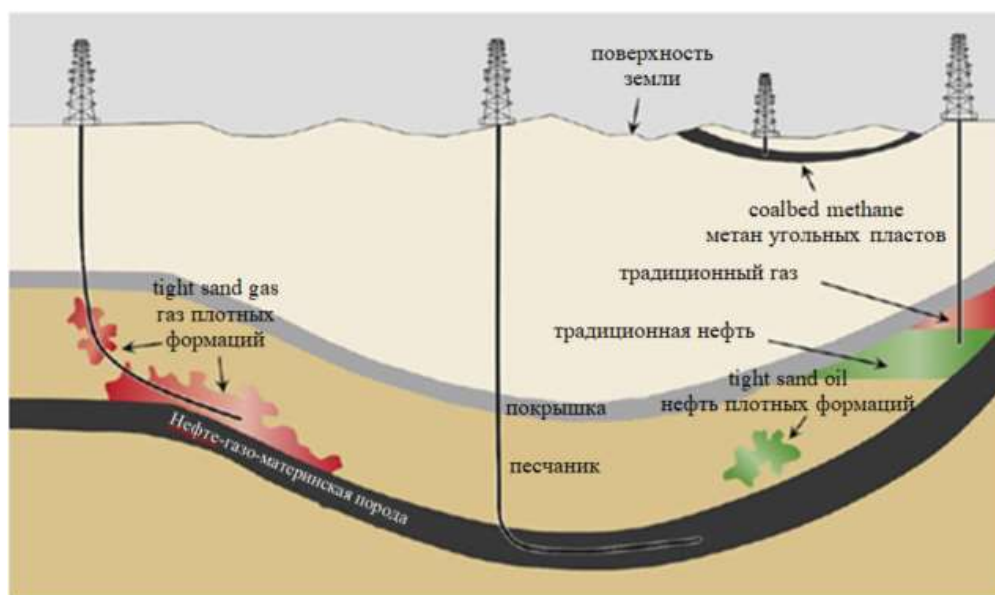


Рисунок 1.1 — Схематичное представление основных видов запасов/ресурсов нефти и газа и типичная ориентация добывающих скважин [7]

Сланцевые формации представляют собой слоистые мелкозернистые глины и алевролиты. Размеры частиц зёрен очень малы ($<1/256$ мм в диаметре) [8]. Плотные формации представляют собой по большей части переслаивающиеся глинистые песчаники.

Общая и важная характеристика сланцевых и плотных формаций — сверхнизкая проницаемость [6]: эффективная проницаемость плотных формаций меньше 0,1 мД (абсолютная проницаемость составляет менее 1 мД), значение проницаемости матрицы сланцевых формаций имеет порядок в диапазоне микро-нанодарси.

Коллекторы сланцевых формаций обычно имеют естественные трещины, которые могут увеличивать значение эффективной проницаемости выше, чем порядок нано Дарси (Рисунок 1.2).

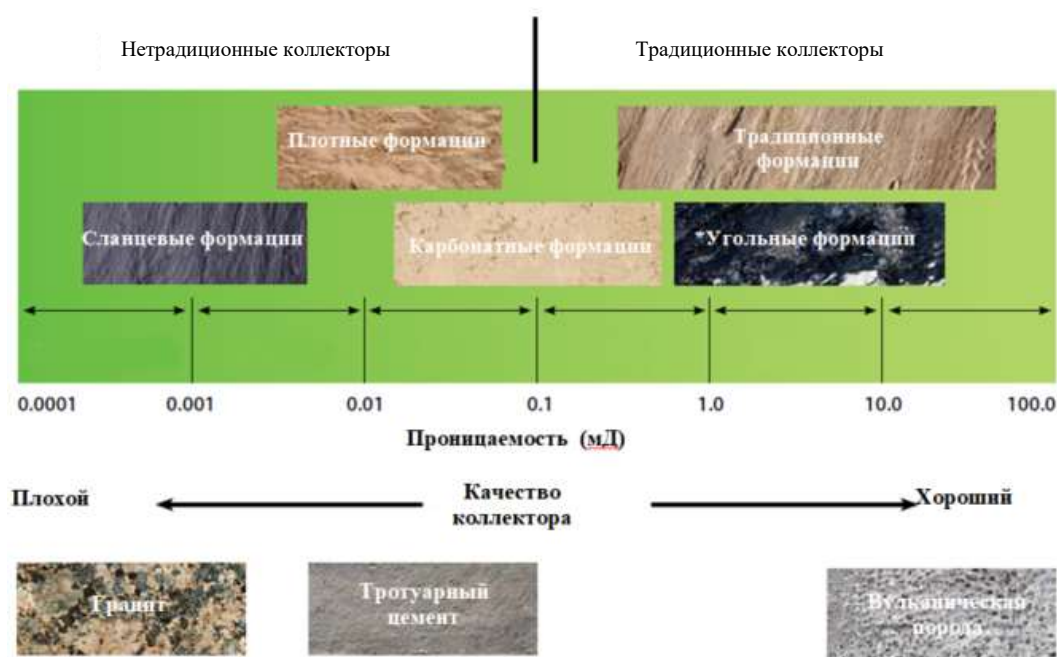


Рисунок 1.2 — Разделение традиционных и нетрадиционных коллекторов по проницаемости [9]

В работе [9] предложена концепция ресурсного треугольника для месторождений нефти и газа, предполагая, что ресурсы нефти и газа распределяются по логарифмической временной зависимости (Рисунок 1.3):

— вершина треугольника — содержит нефть традиционных запасов УВ (завершающая стадия разработки в настоящее время);

— середина треугольника — содержит тяжёлую нефть, нефть битуминозных песчаников, нефть трещиноватых карбонатов (активная разработка в настоящее время);

— нижняя часть треугольника — содержит нефть и газ плотных формаций, газ угольных пластов, нефть и газ сланцевых формаций, нефть битуминозных сланцев и гидраты природных газов (запасы в начальной стадии разработки).

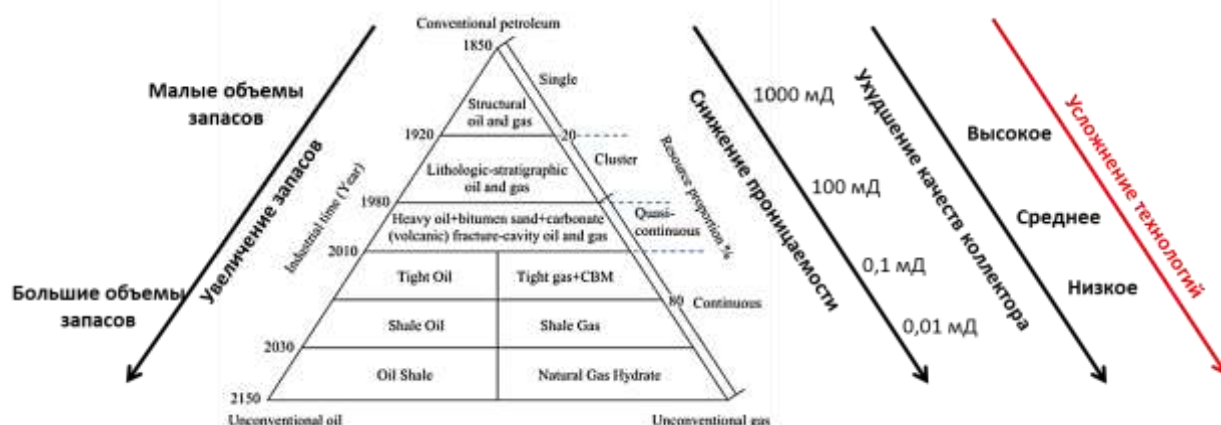


Рисунок 1.3 — Ресурсный треугольник [13]

Средняя и нижняя части треугольника являются участками накопления УВ нетрадиционных запасов, причём их количество гораздо больше, чем традиционных (80 % всех мировых ресурсов). Однако следует отметить, что качество нетрадиционных запасов низкое, и для их разработки требуются более совершенные и энергозатратные технологии.

Помимо нетрадиционности по типу коллектора, когда традиционная нефть (кроме керогена) находится в плотных, сверхнизкопроницаемых коллекторах, различают нетрадиционную нефть по признаку характеристики сырья:

— нефти и газовый конденсат низкопроницаемых пород (Light Tight Oil, LTO) — нефти, залегающие в низкопроницаемых коллекторах. Одним из подвидов является «сланцевая» нефть — лёгкая нефть низкопроницаемых сланцевых коллекторов. Эта нефть по своему составу и свойствам близка к эталонным сортам Brent и WTI — лёгкая и низкосернистая. При этом её обширные ресурсы долгое время считались недоступными для рентабельного извлечения из-за особенностей содержащих их пород: крайне низкой проницаемости (на один-три порядка ниже, чем в традиционных месторождениях) и гидродинамической разобшённости залежей [10, 11]:

— тяжёлые и сверхтяжёлые нефти (Heavy oil, extra-heavy oil). К таким видам сырья, согласно данным работы [12], относятся нефти с плотностью 920–1000 кг/м³ — тяжёлые; с плотностью более 1000 кг/м³ и вязкостью менее 10000 мПа · с — сверхтяжёлые. Наиболее распространённым в экспертной среде является представление о тяжёлой нефти, как о «деградировавшей». Под деградацией, в данном случае, подразумевается постепенная потеря нефтью светлых фракций в результате биоразложения и/или их миграции в связи с нарушением герметизации коллекторов [10, 13–15]. Продуктом этих процессов становятся смеси углеводородов высокой вязкости и плотности с большим содержанием смол и асфальтенов, а в случае природных битумов — кислых соединений;

— природные битумы (bitumen, tar sands) — характеризуются ещё более высокой вязкостью, чем тяжёлые и сверхтяжёлые нефти. Извлекаются на поверхность в виде сухого материала. Плотность битумов выше 1000 кг/м³, а вязкость — более 10000 мПа · с [10];

— синтетические нефти из керогеносодержащих пород (oil shale). Категория нетрадиционных нефтей, наиболее значимо отличающихся от традиционных по своим физико-химическим свойствам. Керогены — это природные высокомолекулярные твёрдые полимерные вещества, диспергированные (рассеянные) в осадочных породах, чаще всего в глинистых сланцах. В связи с этим керогены нередко называют «горючими сланцами» (oil shale), что создаёт некоторую терминологическую путаницу, поскольку значительная доля разрабатываемой нефти низкопроницаемых пород также содержится в отложениях глинистых сланцев или в других плотных коллекторах, в связи с чем и произошло название «сланцевая нефть». Однако, в то время как ЛТО по составу и свойствам является аналогом традиционной нефти, кероген в природном виде представляет собой практически твёрдое вещество, плотно связанное с вмещающей его породой. Это не позволяет ему быть переработанным традиционными способами, но оставляет возможность использовать горючие сланцы в качестве сырья для производства синтетической (керогеновой) нефти посредством пиролиза, гидрирования, или термического растворения [16, 17].

Терминологическая база скоплений нефти и газа [3] приведена в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 — Терминологическая база скоплений нефти и газа [3]

Play type		Тип отложений		Вид резервуара		Пористость P , проницаемость k	Тип органических компонентов	Вид скопления и его характеристика	Необхо- димые технологии
Oil shale		Сланец, содержащий кероген		Нефтегазо- материн- ская (Source rock) экстре- мально плотная порода	Непрерыв- ная система углеводород осодержа- щих скоплений, неограни- ченных структурно и неконтро- лируемых гидродинам ическими факторами	Не имеет	Кероген, не прошедший стадию нефтеобразова- ния – предшест- венник нефти и газа	Кероген находится в рассеянном состоянии в породах, не прошедших этап термической зрелости ОВ (генерации УВ)	Пиролиз
Tight play	Shale oil	Нетрадиционные/плотные и сланцевые породы	Сланец, содержа- щий нефть	Низкопрони- цаемый коллек- тор		1 нано $D < P <$ $0,01$ мД, $K < 4$ %	Нефть	Нефть и газ, не мигрировавшие из нефтегазоматерин- ских пород после их генерации и эмиграции в силу замкнутости системы	ГБ С МГРП
	Shale gas		Сланец содержа- щий газ				Газ		
	Tight oil		Низкопрони- цаемая плотная порода, содержа- щая нефть	Низкопрони- цаемая плотная порода, содержа- щая газ		0,001 мД < $P < 0,01$ мД, $K < 10$ %	Нефть	Нефть и газ, латерально мигрировавшие после их генерации из прилегающих нефтегазоматерин- ских пород. Вмещающие породы — терригенные или терригенно- карбонатные	
	Tight gas		Низкопрони- цаемая плотная порода, содержа- щая газ				Газ		

1.1 Мировой опыт изучения и освоения сланцевых формаций

Разработка нетрадиционных запасов нефти — один из важнейших вызовов для развития не только нефтяной отрасли, но и всей мировой энергетики. По различным оценкам ресурсы сланцевой нефти почти пятикратно превышают запасы традиционной нефти [10]. В начале 2010 гг. добыча нефти из нетрадиционных сланцевых запасов увеличилась вследствие роста биржевых цен на нефть, развития и внедрения технологий глубокого бурения (ГБ) и проведения операций МГРП. Совокупная добыча нефти из нетрадиционных коллекторов в 2017 г. составила около 424 млн т, что соответствует 9 % от общего объёма мировой добычи жидких углеводородов. Стоит отметить, что большая часть этой добычи — свыше 350 млн т, пришлась на Северную Америку. Вторым по производству регионом стала Южная Америка с добычей 60 млн т нефти [7].

Прогнозы о количестве ресурсов нефти, содержащейся в низкопроницаемых породах, варьируются, согласно данным US Geological Survey, в широком диапазоне: от 200 до 600 млрд т [18]. При этом более двух третей залежей нетрадиционных источников сосредоточено в Северной и Южной Америке. На Рисунке 1.4 приведена география распространения технически возможных извлекаемых запасов нетрадиционных нефтей [16].

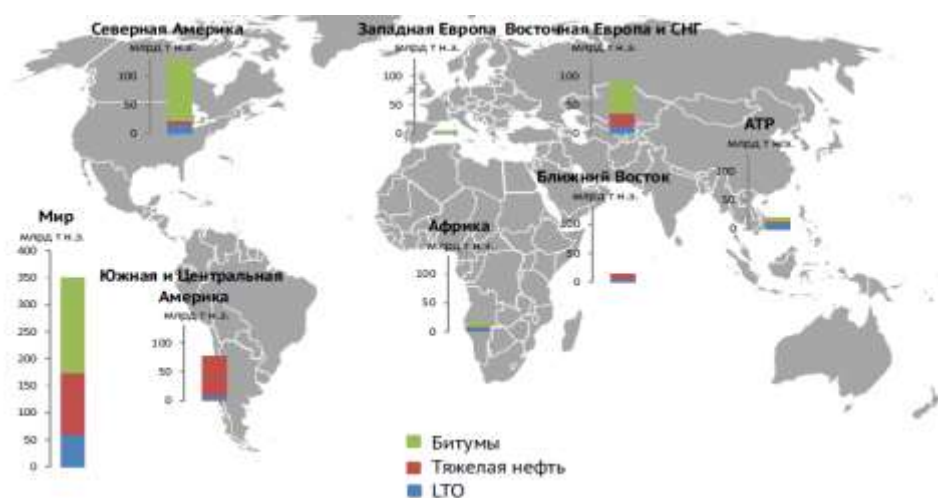


Рисунок 1.4 — География распространения запасов нетрадиционной нефти, извлечение которой технически возможно

Широкое варьирование диапазона оценки содержания нефти обусловлено большим количеством используемых факторов, важнейшим из которых являются геологические данные (литология, мощность пласта, зрелость запасов углеводородов и пр.) и накопленный опыт разработки нетрадиционных месторождений нефти. В этой связи, оценка запасов нетрадиционной нефти США, имеющих огромные финансовые и технические возможности, представляется наиболее реальной — 142,43 млрд т [19].

1.2 Сланцевые формации США

Согласно данным [20], в период между 2000 и 2018 гг. ежегодная добыча сырой нефти в США возросла от 5,8 до 12 млн бар/сут и достигла нового максимума в мае 2019 г., составив 12,4 млн бар/сут (рисунок 1.5) [21–23]. Рост добычи сухого газа в этот же промежуток времени возрос от 53 до 83 млрд футов³/сут. Основной вклад в добычу нефти ТРИЗ в США приносят формации Bakken, Eagle Ford и Permian Basin, с разработки которых и началась «сланцевая революция» (Рисунок 1.6).

За это время США, будучи в значительной степени зависимыми от импорта, стали нетто-экспортером нефти и газа и планируют в дальнейшем наращивать добычу углеводородов за счёт интенсивного освоения ТРИЗ. В 2018 г. добыча нефти, по данным EIA, составляла 6,5 млн бар/сут, что составляло 61 % от общего объёма добычи нефти США, в 2019 г. суточная добыча нефти составила 13,4 млн бар/сут [21]. Темпы роста добычи нефти из плотных источников будет неуклонно возрастать, и к 2040 г. её добыча может достигнуть уже 100 млн т, (Рисунки 1.5, 1.6) [24–29].

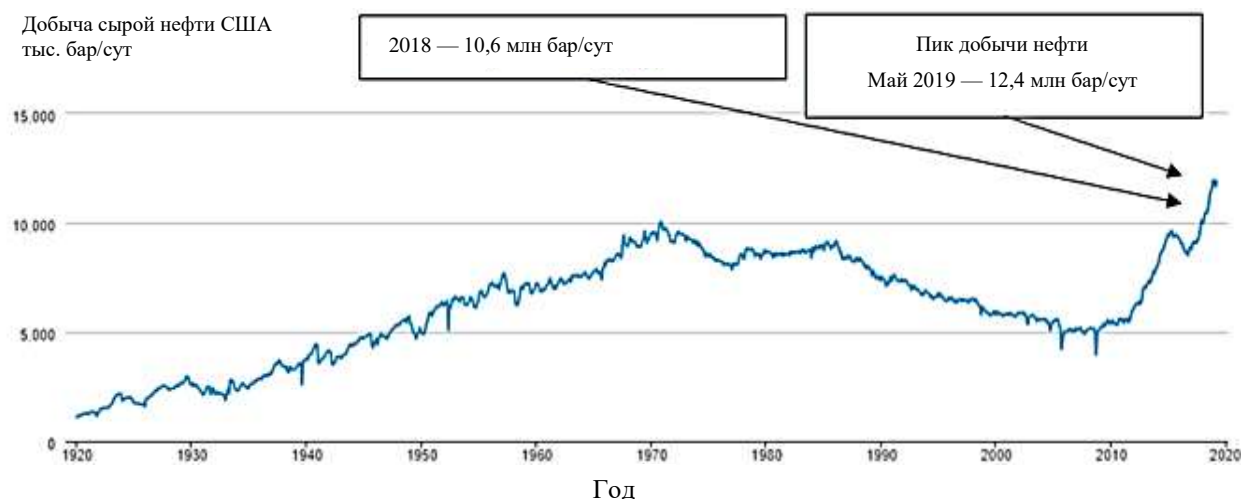


Рисунок 1.5 — Динамика добычи нефти в США за 100-летний период



Рисунок 1.6 — Динамика добычи нефти и газа месторождений Пермского бассейна

Современные методы разработки нетрадиционных коллекторов нефти (бурение ГС и МГРП), с учётом развитой инфраструктуры, наличия требуемых мощностей для подготовки и переработки нефти, а также государственной поддержки нефтяных компаний в виде снижения налогов, позволили нефтяным компаниям США осуществить «сланцевую революцию». На текущий момент США являются бесспорными лидерами по добыче нефти и газа из нетрадиционных коллекторов (Рисунок 1.7).

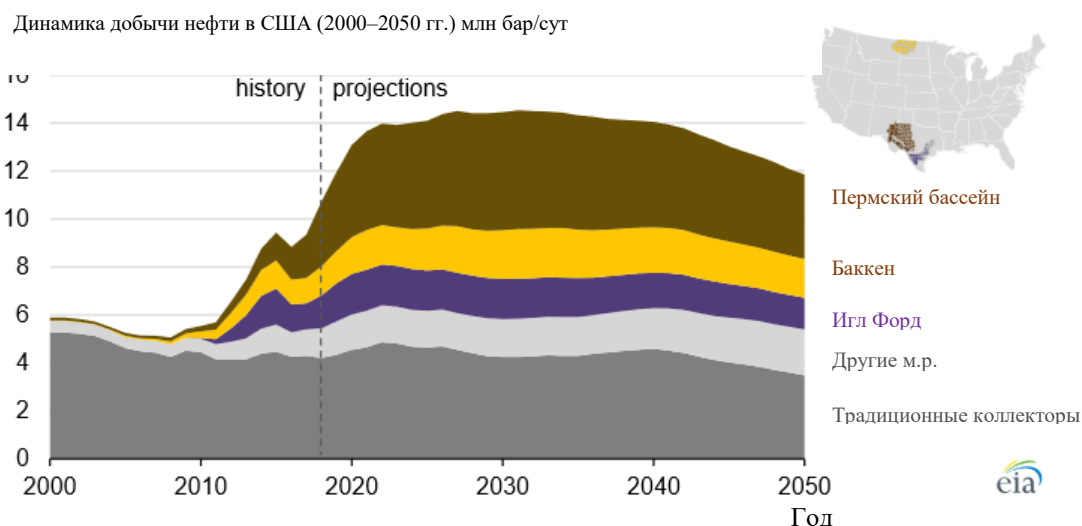


Рисунок 1.7 — Темпы роста добычи нефти из нетрадиционных источников в США

В 2018 г. три основных месторождения США с нетрадиционными коллекторами в Пермском бассейне (Spraberry, Bone Spring, Wolfcamp) обеспечили 41 % добычи трудноизвлекаемой нефти в США. Месторождения Баккен и Игл Форд также останутся основными поставщиками нефти в США до 2050 г., на них приходится 19 и 17 % совокупной добычи нефти, соответственно. Добыча газа из нетрадиционных коллекторов в декабре 2018 г. в США составила около 65 млрд фут³/сут (70 % от общего производства газа). В то же время, в 2008 г. добыча газа и нефти из нетрадиционных источников составляла 16 и 12 %, соответственно, от общего объёма добычи углеводородов США (Рисунок 1.8) [30].

Динамика добычи газа в США (2004–2018 гг.) млрд фут³/сут

Динамика добычи нефти в США (2004–2018 гг.) млрд фут³/сут

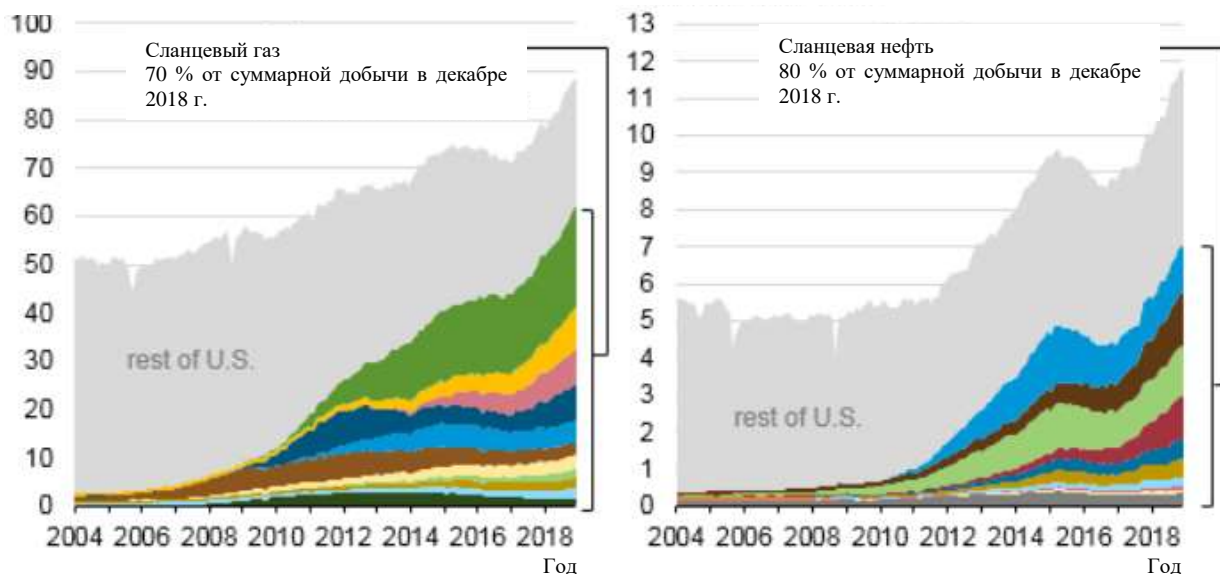


Рисунок 1.8 — Рост добычи газа и нефти из ТРИЗ в США за последние 10 лет

В США газ из нетрадиционных источников играет огромную роль, так к 2050 г. планируется добыча газа 43 трлн фут³, в то время как на совместную добычу традиционного газа (в том числе с морских платформ) будет приходиться лишь 5 трлн фут³. На Рисунке 1.9 представлены темпы накопленной добычи газа в США [31].

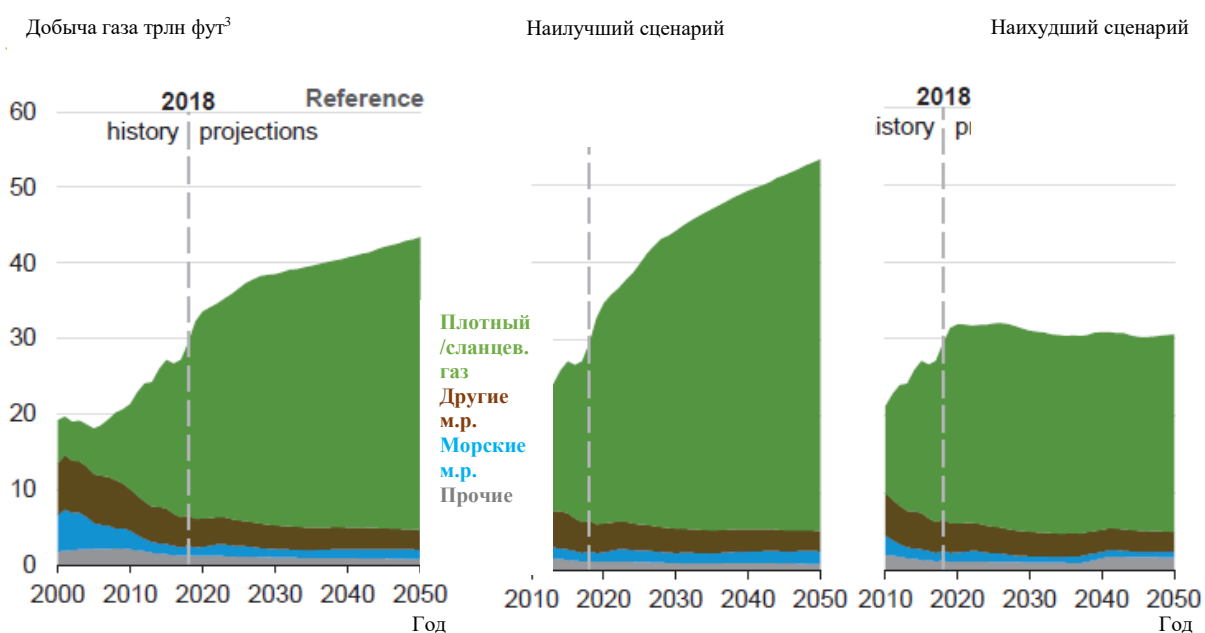


Рисунок 1.9 — Темпы накопленной добычи газа в США

Относительно добычи нефти из керогена, из которого нефть получают методом деструктивной перегонки (пиролиза), то самой большой из известных в настоящее время керогеносодержащих формаций является Green River (штаты Колорадо, Юта, Вайоминг). Ресурсы её нефти оцениваются от 180 до 270 млрд т, извлекаемые запасы — до 100 млрд т. На Рисунке 1.10 представлен внешний вид нефтяных песков, содержащих нефть из Green River [32].

Однако, в связи с тем, что для её разработки требуются большие вложения (~ 7 млрд долл.), на сегодняшний день коммерческие проекты по добыче нефти из керогена не реализуются [4].



Рисунок 1.10 — Нефтяные пески, содержащие нефть из Green River

В целом, в Северной Америке в настоящее время активно разрабатываются более 10-ти нефтегазоносных комплексов плотных пород. На Рисунке 1.11 представлено распределение основных типов традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти Северной Америки [33].

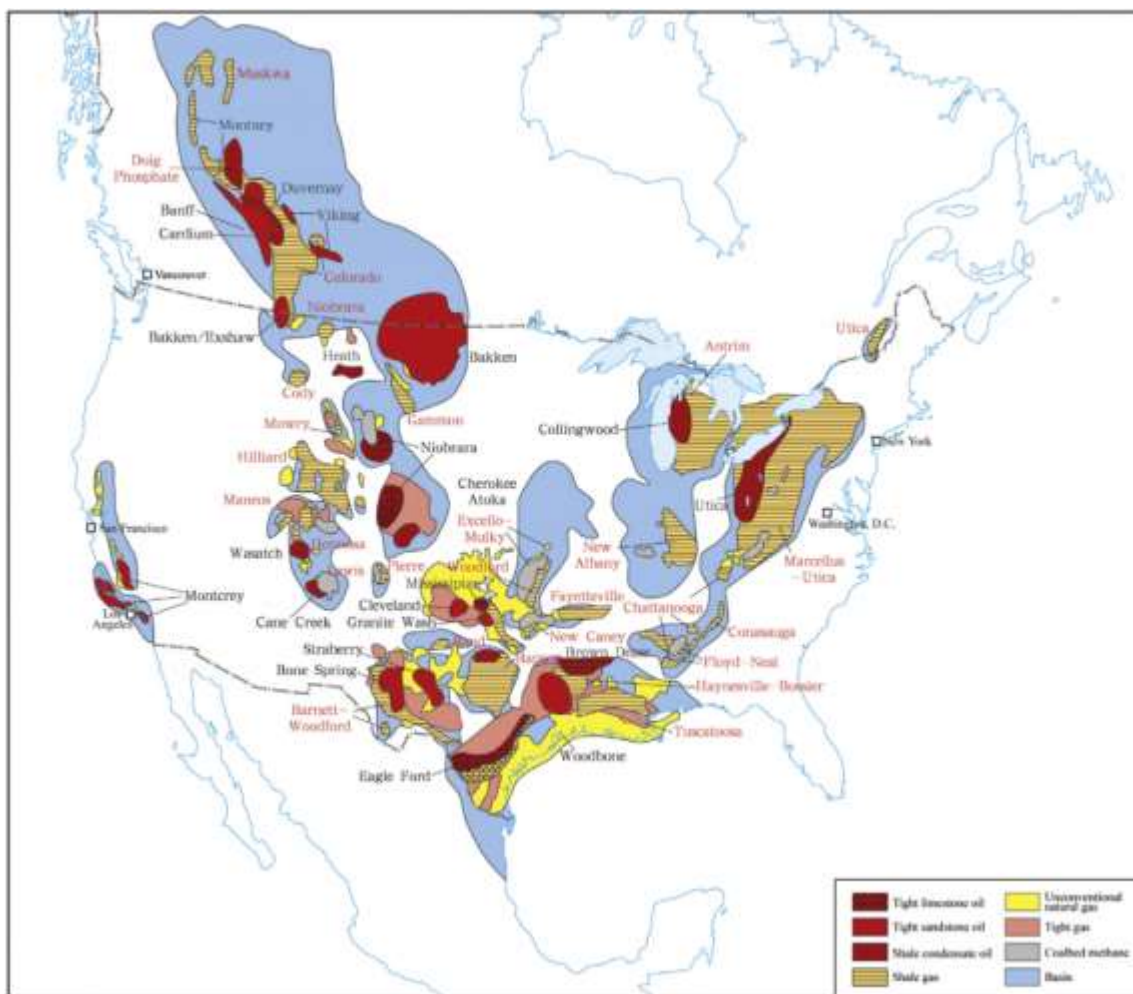


Рисунок 1.11 — Распределение основных типов традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти Северной Америки

Аномально-низкие фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) плотных и сланцевых коллекторов физически не позволяют свободно фильтроваться флюиду в пласте и использовать технологию добычи нефти вытеснением её водой [36]. Отсутствие вытеснения нефти водой обуславливает низкие коэффициенты нефтеотдачи (КИН) коллекторов tight oil (Рисунок 1.12): максимальный КИН, согласно данным работы [34], ~ 10 %, работы [18] ~ 3–6 %. Коэффициент извлечения сланцевого газа (КИГ) составляет порядка 15–25 % [35]. Месторождения эксплуатируются в режиме истощения. На Рисунке 1.13 прямоугольниками выделены основные месторождения ТРИЗ (зелёным цветом Eagle Ford, оранжевым — формации Пермского бассейна, жёлтым — Bakken).



Рисунок 1.12 — Потенциальные КИН и КИГ сланцевых коллекторов нефти и газа США

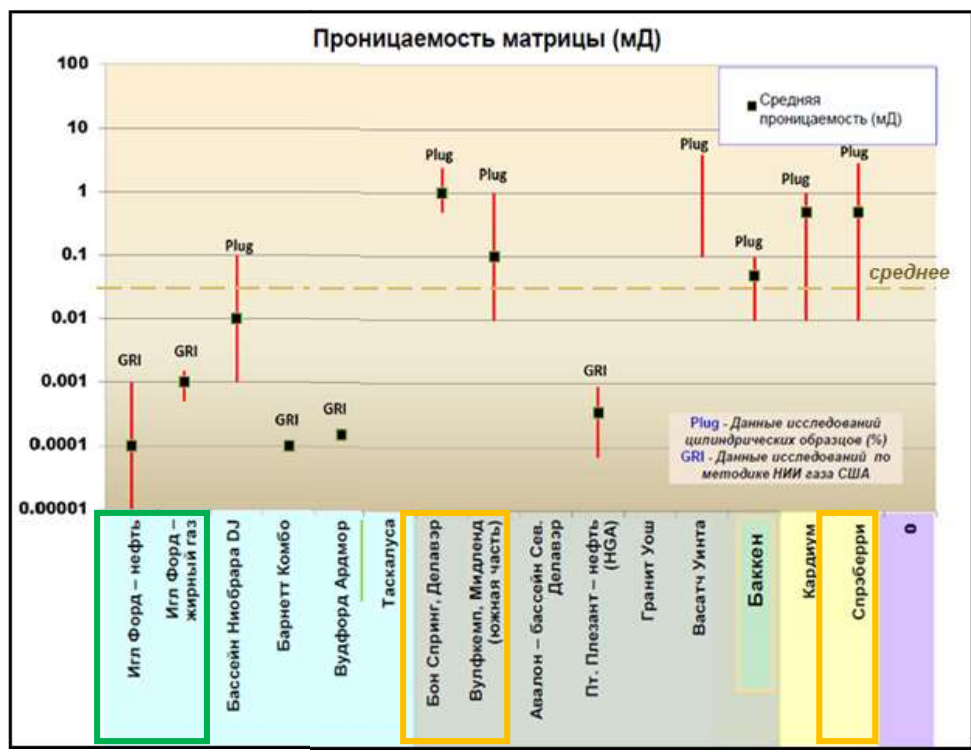


Рисунок 1.13 — Распределение проницаемости коллекторов tight и shale формаций

Таким образом, для повышения эффективности разработки месторождений ТРИЗ требуется развитие современных технологий бурения и заканчивания скважин.

1.3 Сланцевые формации Китая

По оценкам, приведённым в работе [18], Китай обладает крупнейшими запасами технически извлекаемого сланцевого газа в мире. Эта страна одна из первых за пределами Северной Америки начала разработку сланцевых ресурсов [37]. По оценкам, представленным в работе [37], извлекаемые ресурсы газа в Китае составляют 31,6 трлн фут³, при этом добыча сланцевого газа в Китае вырастет с 0,7 млрд фут³/сут в 2016 г. до 10 млрд фут³/сут к 2030 г., а к 2040 г. достигнет 19 млрд фут³/сут. На Рисунке 1.14 приведена динамика добычи газа в Китае.

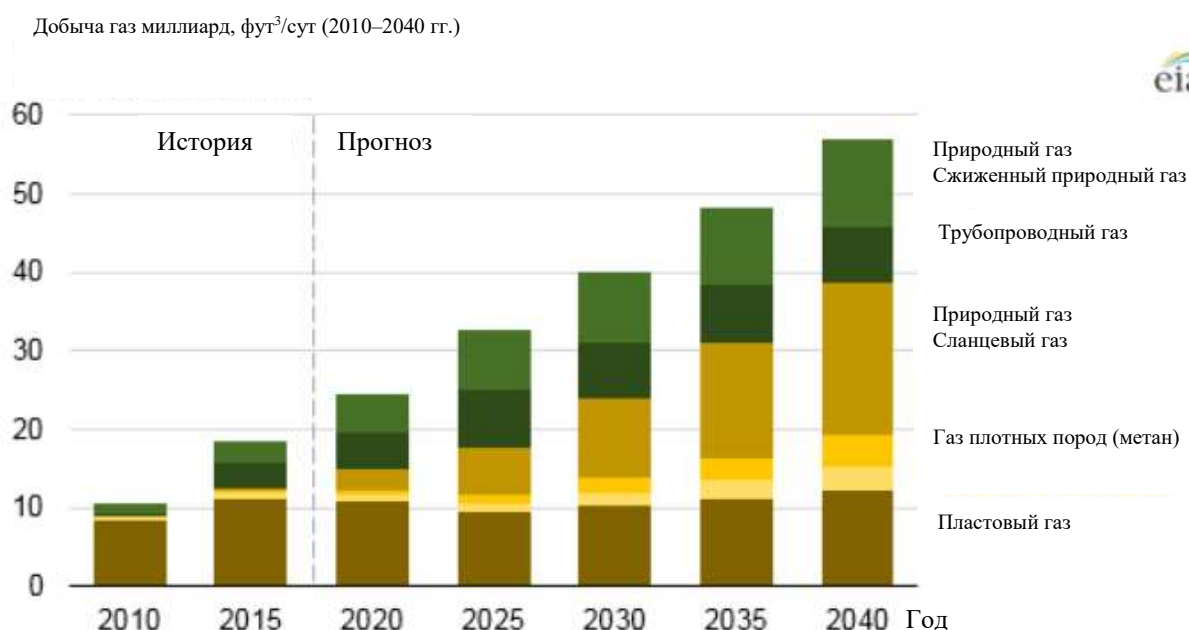


Рисунок 1.14 — Динамика добычи газа в Китае

Главными районами добычи нетрадиционных запасов УВ в Китае выступают формации Chang-6, Chang-7, Qingshankou, Da'anzhai, пермские

отложения бассейна Junggar и юрские отложения бассейна Sichuan (Рисунок 1.15), однако они еще «не пригодны» для промышленной разработки [33, 38].

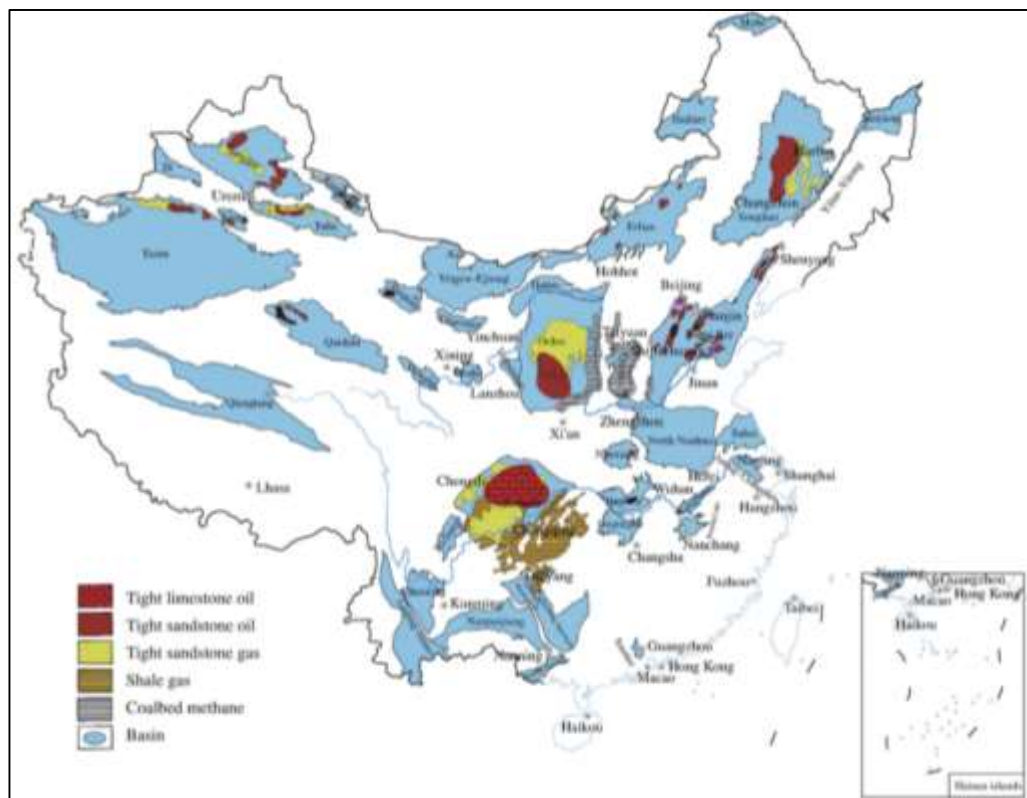


Рисунок 1.15 — Распределение основных типов нетрадиционных ресурсов газа Китая

1.4 Потенциал сланцевых формаций Европы

В Европе перспективы добычи УВ из сланцевых формаций неопределённые вследствие недостаточной достоверности оценки потенциала нефти и газа, недостаточности геологической информации. Негативное отношение экологических организаций к возможности добычи УВ из сланцевых скоплений, недостаточность пресной воды для проведения больше объёмных ГРП, политические и бюрократические проволочки, необходимость больших инвестиционных затрат и высокая себестоимость УВ ещё более затрудняют освоение сланцевых формаций нефти и газа.

Согласно данным, приведённым в работе [39], извлекаемые запасы газа в Европе оцениваются в 16,81 трлн м³, нефти 1950 млрд т (Таблица 1.2, Рисунок 1.16). Лидерами по наличию технически-извлекаемых запасов газа

являются Польша, Франция, Украина, по нефти — Франция, Польша, Нидерланды [39]. Однако эти данные не достоверно подтверждены результатами геологоразведочных работ.

Таблица 1.2 — Технически извлекаемые ресурсы УВ сланцевых формаций Европы

Страна	Технически извлекаемые ресурсы	
	газа, трлн м ³	нефти, млн т
Болгария	0,48	27,0
Великобритания	0,73	95,5
Германия	0,48	95,5
Дания	0,90	—
Испания	0,22	13,0
Литва	—	41,0
Нидерланды	0,79	396,0
Польша	4,14	450,0
Румыния	1,43	41,0
Украина	3,58	150,0
Франция	3,84	641,0
Швеция	0,28	—
Всего по европейским странам	16,81	1950,0



1 — оцененные породы; 2 — города, прилегающие к запасам сланцевых углеводородов

Рисунок 1.16 — Сланцевые бассейны Западной и Северной Европы

Среди стран континентальной Европы наибольший потенциал добычи нетрадиционных углеводородов у Франции — сланцы Северо-Французской низменности (бассейн Paris — лиассовая (нижнеюрская) и пермско-каменноугольная [39]), содержащих большое количество сланцевого газа и относительно меньше сланцевой нефти. Лиассовая формация занимает площадь 14700 км², эффективная мощность сланцевых формаций 32 м, глубина залегания 2140 м. Пермско-каменноугольная формация занимает гораздо большую площадь — 124300 км², эффективная мощность пластов 52 м, однако глубина залегания 4700 м. Большое количество сланцевого газа содержится и в юрских шельфах на юго-востоке страны. Здесь лиассовые сланцы занимают площадь 9800 км², эффективная мощность пласта 50 м, глубина залегания 3750 м. В настоящее время во Франции пробурено около ста скважин на сланцевые формации, однако результаты добычи УВ отрицательны. Кроме того, с 2011 г. существует мораторий на добычу сланцевого газа, в связи с чем сланцевые формации Франции не разрабатываются.

В Германии, хотя у неё и нет таких громадных потенциальных запасов, как во Франции, также введён мораторий на добычу сланцевого газа. Нижнеюрские морские сланцевые (Posidonia) отложения в бассейне Lover Saxony занимают площадь 9850 км², их средняя эффективная мощность 30 м, глубина залегания 5200 м. В 2008 г. компания Exxon Mobil пробурила три скважины, в результате чего сделано заключение о перспективности добычи сланцевого газа. Однако работы остановлены из-за введённого моратория.

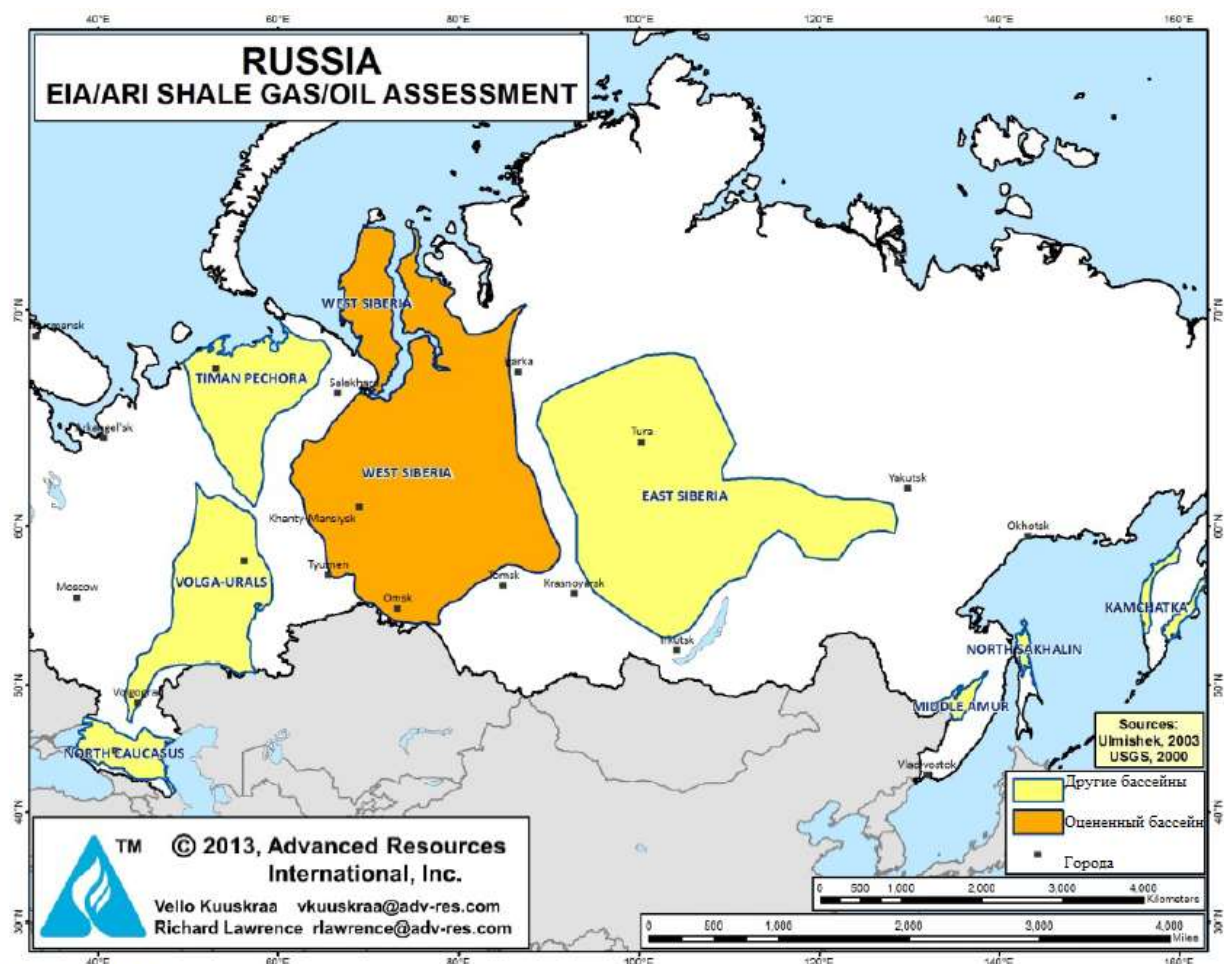
По данным работы [39], существенным потенциалом запасов сланцевого газа в Европе обладают и Нидерланды. Сложнопостроенный бассейн West Netherland включает в себя три сланцевые формации: озёрную верхнекаменноугольную Epen, морскую верхнекаменноугольную Geverik и морскую нижнеюрскую Posidonia. Формация Geverik занимает площадь 6000 км², средняя эффективная мощность пласта 41 м, средняя глубина залегания 3350 м. Формация Posidonia занимает площадь 2640 км², средняя эффективная

мощность пласта 27 м, средняя глубина залегания 2600 м. Однако существует значительное общественное сопротивление, особенно с учётом того, что традиционная добыча газа всегда связывалась с проседанием пород и стимулированием сейсмической активности в районе города Гронинген. До настоящего момента добыча сланцевого газа с применением методов гидроразрыва пластов в стране не разрешена.

1.5 Запасы углеводородов сланцевых формаций России

По причине вовлечения в разработку большого количества нетрадиционных источников УВ в США многие страны, в том числе и Россия, начали разработку методов добычи нефти и газа из собственных нетрадиционных сланцевых формаций. Проблема изучения нетрадиционных коллекторов нефти и газа в России не нова и имеет своё начало ещё со времён СССР. В 1970–1980 гг. выявлены и достаточно хорошо изучены залежи верхнеюрских отложений БС на территории Западной Сибири, в Волго-Уральском и Тимано-Печерском регионах, где были открыты доманиковые формации [40] (Рисунок 1.17).

Помимо вышеперечисленных, огромных по площади, на территории России существуют и другие объекты, которые можно отнести к доманикоидам: грапполитовые сланцы Калининградской области, суханская свита Сибирской платформы, редкинская свита Московской синеклизы, ордовик Ленинградской области, верхнеюрские сланцы Поволжья и Коми. Все эти объекты требуют более детального изучения для оценки возможности промышленной разработки.



Source: ARI, 2013

Рисунок 1.17 — Потенциальные комплексы добычи сланцевой нефти и газа России

1.6 Потенциал баженовской свиты Западной Сибири

В настоящее время известно более 70-ти месторождений с открытыми запасами нефти в залежах БС, однако их разработка практически не ведётся из-за недостаточной изученности и отсутствия необходимых технологий добычи. Для залежей баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых отложений с выработанностью от 3 до 13 % (в зависимости от даты постановки запасов на госбаланс), в течение последних 15 лет обнуляется налог НДПИ.

БС распространена в Западно-Сибирской нефтегазовой провинции на территории более 1 млн км². Залежи в основном приурочены к отложениям верхней юры и выделены в пределах ХМАО-Югра (баженовско-абалакский

нефтегазовый комплекс (НГК), Тазовского полуострова, полуострова Гыдан, восточной и центральной части полуострова Ямал. Глубина залегания БС колеблется в интервале от 600 м у границ распространения до максимальных глубин 3500–3800 м. БС сложена битуминозными аргиллитами, являющимися НМП, содержание органического вещества в ней достигает 17 %. В отложениях свиты имеются аномальные разрезы, в пределах которых развиты песчано-алевролитовые прослои с высокой проницаемостью. Они обладают доказанным потенциалом нефтегазоносности, из которых в настоящее время ведётся добыча УВ. Продуктивные отложения, как правило, характеризуются низкими ФЕС.

Содержание карбонатов в БС — до 10 %, кремнезема — до 20–30 % в кремнистых сланцах и до 50–60 % в силицитах [3]. Плотность содержащейся лёгкой нефти в среднем от 29 до 37° API [41], по другим данным — от 34 до 43° API [42].

Проведённые исследования позволили условно разделить породы баженовской свиты на «высокоёмкие» с разбросом пористости 7–12 % и «низкоёмкие» с пористостью 2–7 %. Пористость зависит от выщелачивания кремнезема либо трансформации монтмориллонита в иллит [3]. Наряду с каверно-поровым типом коллекторов для баженовской свиты характерны трещиноватые коллекторы, особенно это характерно для карбонатных и кремниевых пропластков мощностью 4–5 м [43], коэффициент проницаемости — от тысячных до десятых долей мД.

Извлекаемые запасы нефти категорий ABC1 + C2, числящиеся на госбалансе, на текущий момент времени сравнительно невелики и составляют около 530 млн т. Основная доля разведанных запасов (более 95 % от утверждённых запасов баженовской свиты) приходится на территорию ХМАО-Югра, где открыто более 170 залежей баженовско-абалакского НГК, в основном в центральной части региона — на месторождениях Салымского, Красноленинского, Фёдоровского и Сургутского сводов. Однако, по данным работ [41, 44–46] запасы варьируются от 3,1 до 22 млрд т. (Рисунок 1.18).

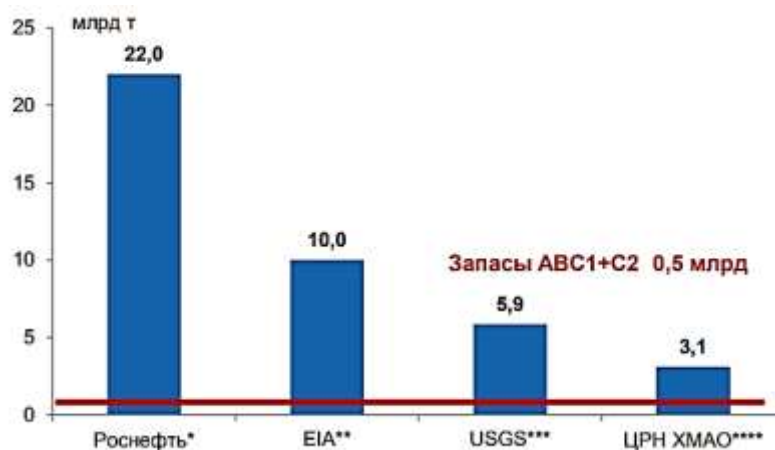


Рисунок 1.18 — Оценка извлекаемых ресурсов нефти баженовской свиты

Одной из причин низкой оценки объёма запасов баженовской свиты (включая абалакскую) является высокая неоднородность и сложность её геологического строения. Анализ работы успешных поисковых скважин не позволяет достоверно подтвердить запасы категорий C_1 и C_2 вне зоны дренирования УВ, вследствие чего подсчётные параметры зачастую принимаются условно, и поэтому обоснованность модели резервуара вызывает сомнения. Вторая причина — отсутствие экономически обоснованных технологий разработки на дату утверждения запасов. Кроме того, оценка запасов производится по методологии, утверждённой для терригенных (песчаных) коллекторов, т. е. с учётом коэффициента «пористости», площади залежи и эффективной нефтенасыщенной толщины. При этом определение эффективной толщины и пористости по керну не представляется возможным, так как из-за аномально-высокого давления внутри пласта керн при подъёме часто разуплотняется или полностью разрушается, причём высокое содержание керогена (органического вещества) не позволяет точно интерпретировать данные геофизических исследований (ГИС).

В связи с малой проницаемостью пласта, а также небольшой нефтенасыщенной мощностью пласта ~10 м разработка пластов БС долгое время оставалась нерентабельной для достижения промышленных притоков

нефти [47, 48]. Поэтому накопленный объём добычи нефти из залежей БС, с момента её обнаружения (около 55 лет), едва превышает 11 млн т.

Следует отметить, что российские и иностранные нефтяные компании в последнее время активизировали опытные работы по разработке промышленных технологий добычи углеводородных ресурсов БС, но приостановили свою активность после введения технологических санкций США и Евросоюза. Реализуемые пилотные проекты можно разделить на два основных направления: испытания термогазовых методов («Сургутнефтегаз», «РИТЭК») и адаптация американского опыта применения МГРП в ГС для залежей сланцевого газа и нефти плотных пород к российской практике («Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Газпром нефть»).

Выводы по главе 1

1. Приведена классификация нетрадиционных нефтей и залежей, особенности строения и разработки нетрадиционных коллекторов углеводородов. Представлен анализ мирового опыта изучения и освоения сланцевых формаций, в частности США, Китая, стран Западной Европы и России. Отмечено, что ресурсы нефтяных песков, сверхтяжёлой нефти и нефтяных сланцев почти пятикратно превышают запасы традиционной нефти.

Совокупная добыча нетрадиционных нефтей в 2017 г. составила около 424 млн т, что соответствует 9 % от общего объёма мировой добычи жидких углеводородов, причём большая часть этой добычи, свыше 350 млн т, пришлась на Северную Америку. Вторым по производству регионом стала Южная Америка, с добычей нефти 60 млн т. Темпы роста добычи нефти из плотных источников будут возрастать, и к 2040 г. могут достигнуть 100 млн т.

2. Приведены характеристики баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, расположенной на территории более 1 млн км². Основная доля разведанных запасов приходится на территорию ХМАО–Югра, где открыто более 170 залежей баженовско-абалакского НГК, в основном в

центральной части региона — на месторождениях Салымского, Красноленинского, Фёдоровского и Сургутского сводов.

3. Отмечено, что в настоящее время для вовлечения в разработку УВ, приуроченных к нетрадиционным коллекторам, требуется развитие современных технологий бурения и заканчивания скважин, в том числе МГРП для повышения эффективности разработки.

2 ПОДХОДЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ОПЕРАЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Разработка сланцевых объектов в РФ начата относительно недавно и находится на стадии проведения ОПР. Системная добыча нефти из сланцевых залежей возможна благодаря двум основным технологиям: бурению ГС и проведению операций МГРП, позволяющим на порядок увеличить площадь контакта пласта со скважиной, что способствует увеличению дебита и коэффициента извлечения нефти. США, являющиеся бесспорными лидерами в области технологий и объёмов добычи углеводородов из коллекторов с ТРИЗ (2/3 от общей добычи нефти США ведётся из ТРИЗ (6,5 млн бар/сут)), имеют огромный опыт проведения МГРП на сланцевых коллекторах. Использование опыта проведения МГРП в США позволит российским компаниям минимизировать ошибки при разработке сланцевых залежей, существенно сократить как экономические, так и временные издержки.

Ниже приведено описание подходов при проведении МГРП в США (динамика операций, использование материалов (химии и проппанта), влияние параметров проведения операций МГРП на добычу нефти).

2.1 Динамика развития операций гидроразрыва в США

Согласно коммерческой базе данных США HIS Energy [49], за период с 1947 по 2010 гг. в США пробурено 986 тыс. скважин и выполнено около 1,7 млн операций ГРП. За период с 2010 по 2018 гг. количество операций ГРП [50] значительно увеличилось: так, в середине 2010-х гг. количество ГРП достигало полумиллиона операций в год, что в 5 раз больше, чем в начале 2010-х гг., и в 15 раз больше, чем в начале 2000-х гг. (Рисунок 2.1). В период бурного развития «сланцевой революции» с 2010 по 2020 гг. технологии ГРП сфокусировались на создание сети трещин – стимулированного объёма пласта

(Stimulated reservoir volume (SRV)). SRV представляет из себя сложную систему трещин, пример которой схематично показан на Рисунке 2.2. SRV позволяет многократно увеличить площадь соприкосновения техногенных трещин с пластом, повысить как добычу, так и коэффициент извлечения нефти [24, 51].

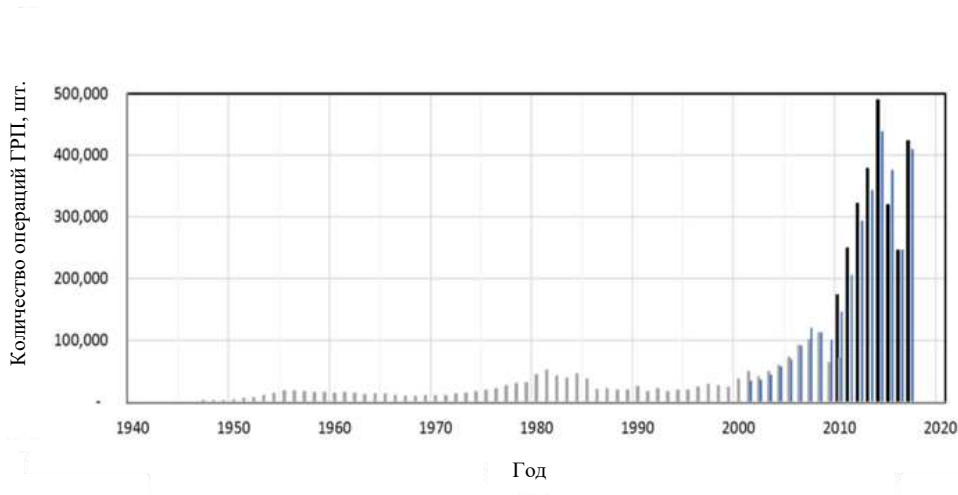


Рисунок 2.1 — Динамика проведения операций ГРП в США

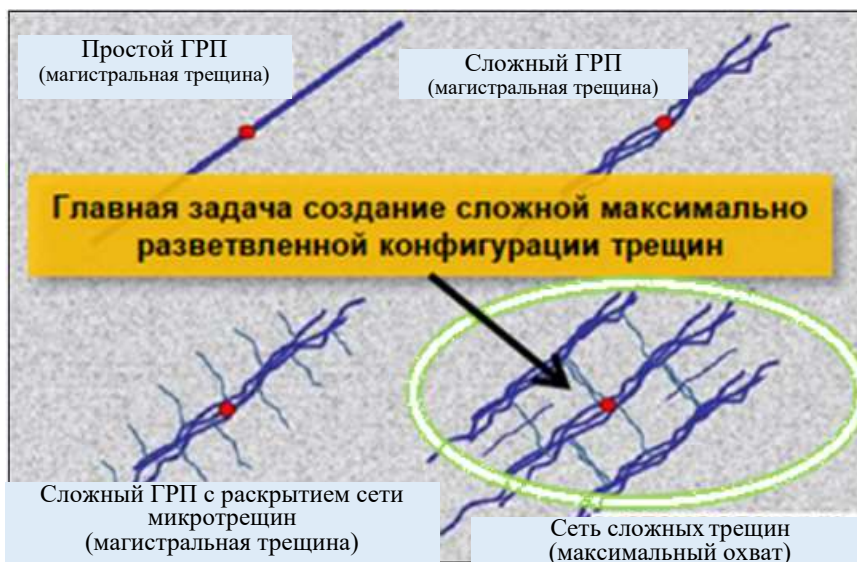


Рисунок 2.2 — Создание сети множественных трещин для разработки сланцевых объектов

Для увеличения SRV компании-операторы проводят следующие мероприятия:

— бурение длинных горизонтальных стволов скважин для увеличения количества стадий МГРП. Так, в среднем, за 10 лет длина горизонтальных стволов скважин ГС выросла в 1,5 раза (Рисунок 2.3). Среднее число стадий МГРП увеличилось до 40, а расстояние между стадиями сократилось с 107 до 61 м (Рисунок 2.4).

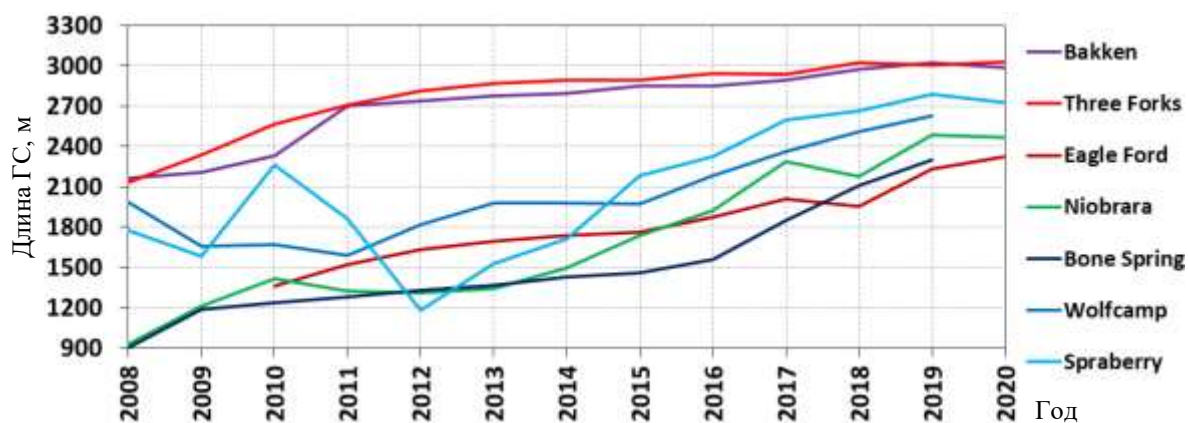


Рисунок 2.3 — Изменение длины ГС

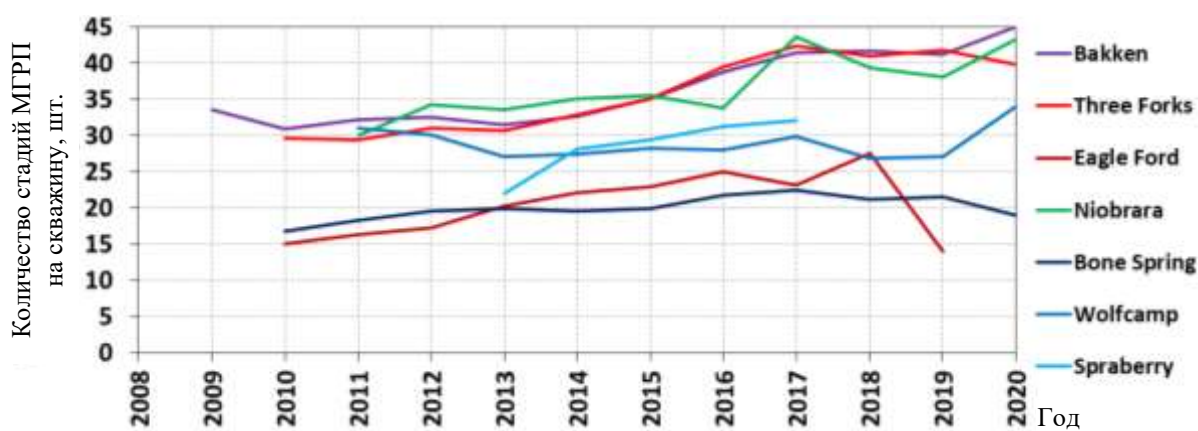


Рисунок 2.4 — Изменение количества стадий МГРП

— увеличение объёма закачки жидкости ГРП от 10 до 70 тыс. м³ на скважину (Рисунок 2.5) и пропанта — от 1 до 10 тыс. т на скважину (Рисунок 2.6);

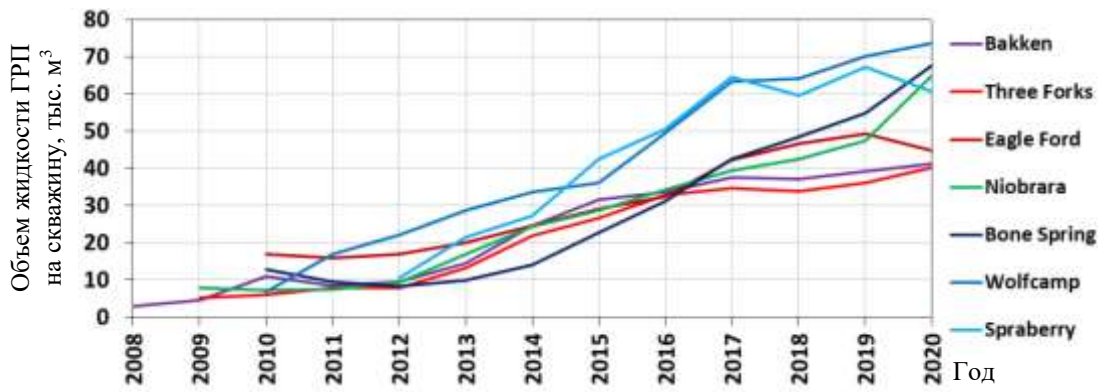


Рисунок 2.5 — Изменение объёма закачиваемой жидкости при проведении операций ГРП на скважину

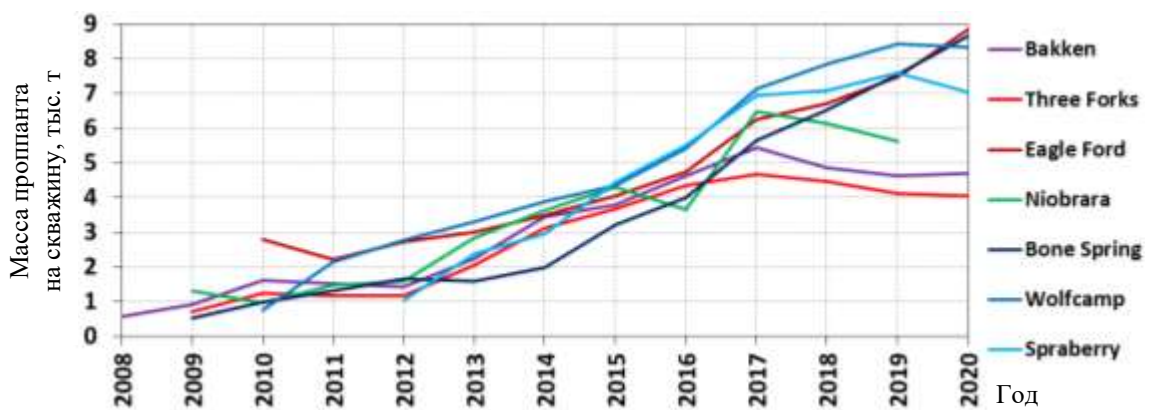


Рисунок 2.6 — Изменение массы пропанта на скважину при проведении операций ГРП

— увеличение объёма закачки жидкости ГРП от 1 до 3 тыс. м³ на стадию (Рисунок 2.7) и пропанта от 100 до 500 т на стадию (Рисунок 2.8);

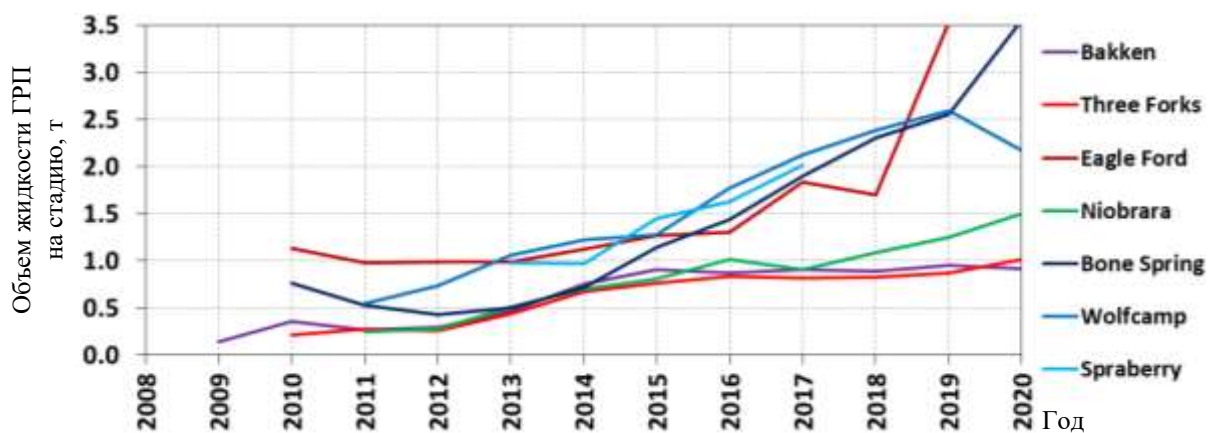


Рисунок 2.7 — Изменение объёма жидкости на стадию проведения операции ГРП

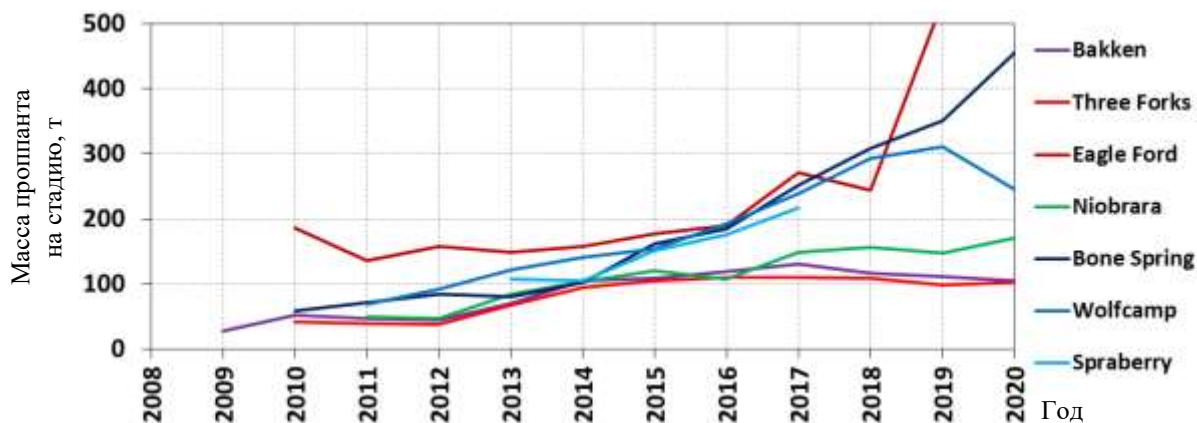


Рисунок 2.8 — Изменение объёма пропанта на стадию проведения операции ГРП

— использование:

а) меньших объёмов химических добавок;

б) технологии Slickwater, позволяющей значительно снизить загрязнение пласта остатками геля ГРП, что для условий сверхнизкопроницаемых сланцевых объектов является одним из определяющих факторов;

в) более дешёвого и менее качественного песка местного производства, расположенного в ближайших локациях к местам бурения скважин;

— внедряются инновационные высоковязкие понизители трения с отличными песконесущими свойствами, позволяющими транспортировать пропант на большие расстояния вглубь трещин;

— изменение дизайна обработки: увеличение скорости закачки жидкости ГРП — скорость закачки увеличилась в среднем от 7,4 до 13,2 м³/мин (Рисунок 2.9), что потребовало резко нарастить мощности флотов ГРП;

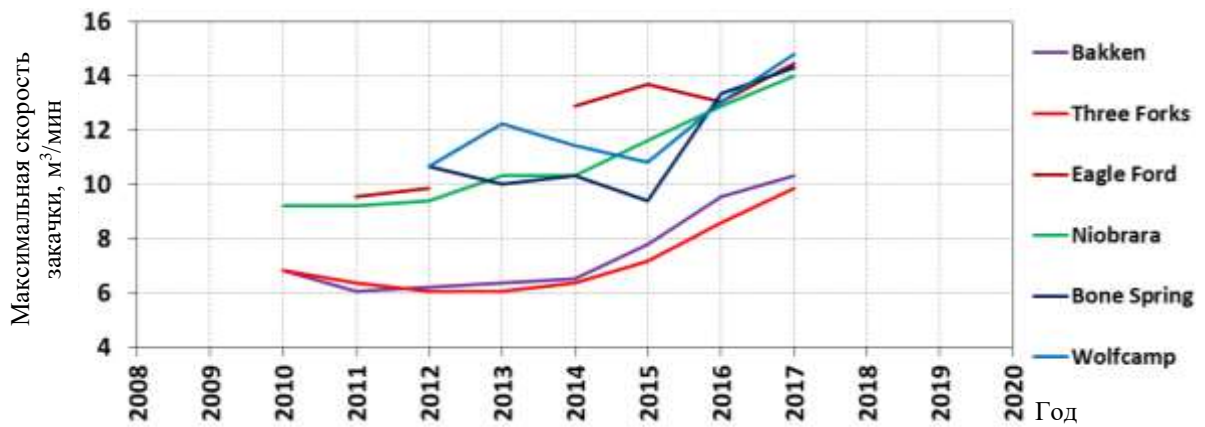


Рисунок 2.9 — Увеличение скорости закачки жидкости ГРП

— после длительного периода сокращения времени между стадиями ГРП с 2015 г. произошла стабилизация на уровне 60 м (Рисунок 2.10). В настоящее время операторы увеличивают длину самой стадии, используя более агрессивную стратегию перфорации Limited-Entry как способ сокращения стоимости работ, снижая количество стадий, но оставляя неизменным количество закачиваемых проппанта и жидкости ГРП.

По данным работы [52], в Пермском нефтегазоносном бассейне, одном из ключевых районов нефтегазодобычи в США, с 2013 по 2018 гг. средняя длина горизонтального участка выросла от 1843 до 2500 м (+36 %) (Рисунок 2.11).

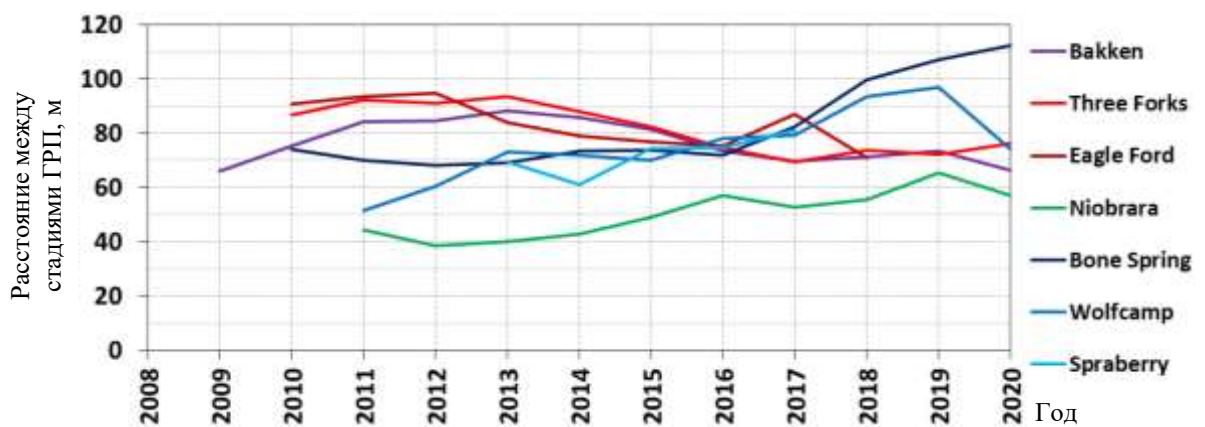


Рисунок 2.10 — Изменение расстояния между стадиями проведения операций ГРП

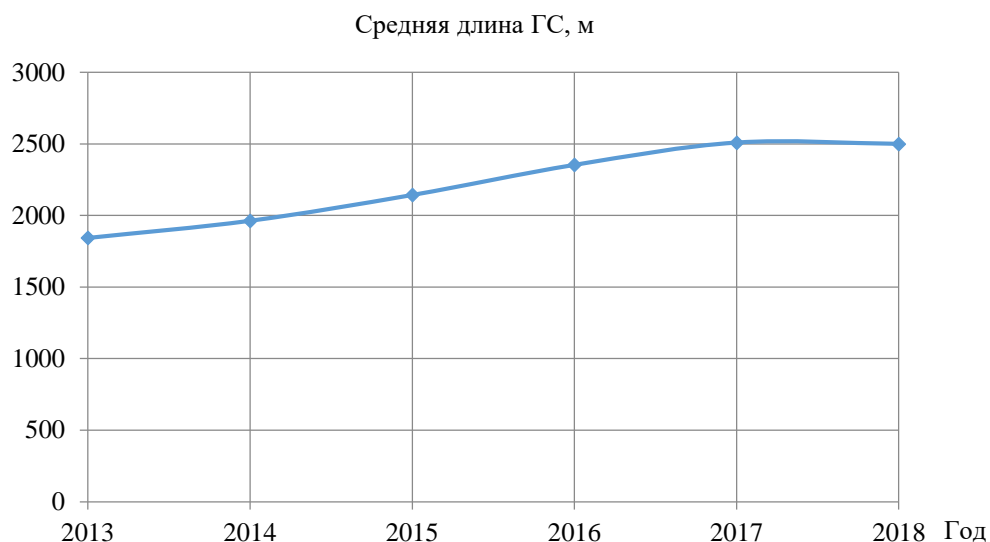


Рисунок 2.11 — Динамика изменения длины ГС скважин, пробуренных в Пермском бассейне

За это время объём жидкости гидроразрыва, закачиваемый в одну скважину, увеличился в 6,3 раза — до 50 тыс. м³ (Рисунок 2.12).

Масса закачанного проппанта на одну скважину выросла в 7,5 раз — с 836 до 6000 т (Рисунок 2.13).



Рисунок 2.12 — Динамика изменения объёма жидкости ГРП скважин, пробуренных в Пермском бассейне



Рисунок 2.13 — Динамика изменения массы проппанта при проведении операций ГРП в скважинах, пробуренных в Пермском бассейне

2.2 Минералогическая характеристика сланцевых пород, требуемая для создания стимулированного объёма пласта

Различный минералогический состав горных пород не только определяет поровую структуру, но также влияет на последующие меры стимуляции коллектора. В сверхнизкопроницаемых коллекторах дренируемый объём ограничен объёмом пласта, расположенным между трещинами МГРП. Опыт разработки плотных и сланцевых формаций в Северной Америке показал, что для увеличения продуктивности скважин необходимо обеспечивать создание SRV.

Для обеспечения возможности создания SRV и экономически эффективного осуществления промышленной добычи нефти и газа породы должны иметь определённый минералогический состав и обладать уникальным напряжённым состоянием. Существенное влияние на способность пород к растрескиванию оказывает их минералогия (Рисунок 2.14) (соотношение между основными компонентами пород является важным показателем):

— присутствие кремнистых минералов в составе сланцевой породы определяет её хрупкость, а высокое содержание хрупких минералов способствует облегчению создания естественных и искусственных трещин в пластах;

— глинистые минералы склонны блокировать каналы фильтрации, что приводит к отсутствию проводимости и затруднениям при осуществлении воздействия на пласты.

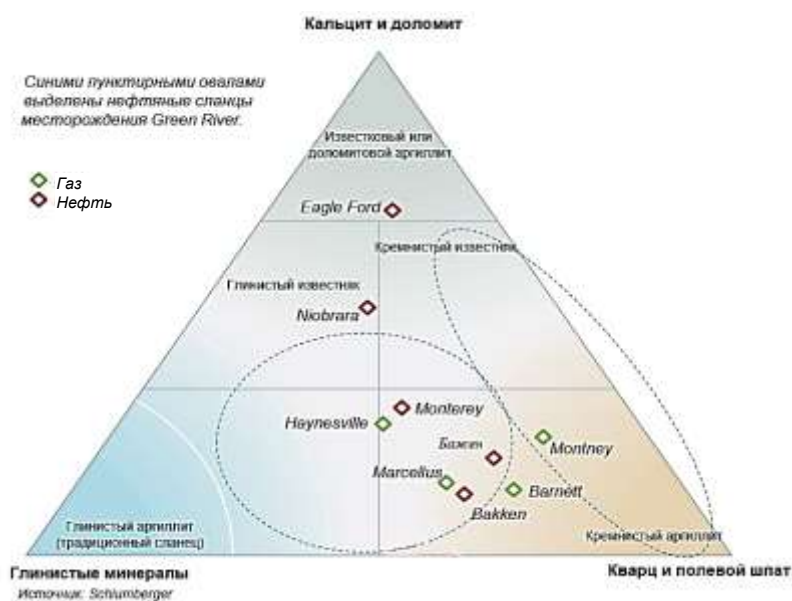
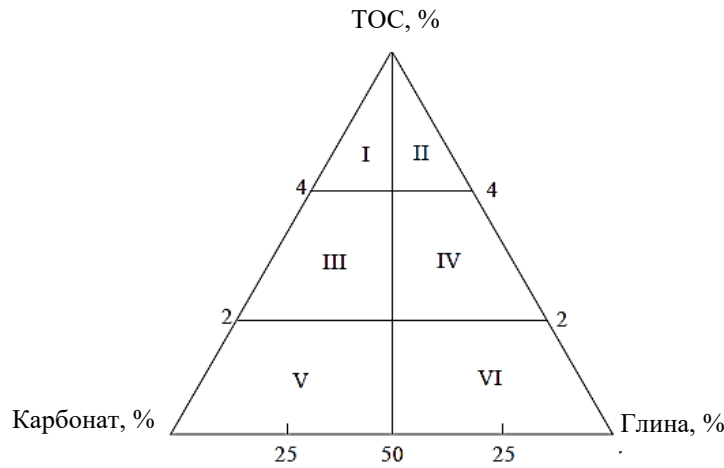


Рисунок 2.14 — Сравнение минерального состава сланцев бажендовской свиты и формаций в Северной Америке

Для эффективной разработки месторождений рекомендуется, чтобы содержание хрупких минералов в хорошо сложенных сланцевых коллекторах было выше 50 %, в то время как содержание глинистых минералов не превышало 40 % [53].

Распределение основных формаций США на типовом треугольнике в зависимости от содержания в их породах тех или иных ключевых минералов представлено на Рисунке 2.14 [54]. Необходимо отметить, что тип сланцев определяется и соотношением содержания органического углерода, и минералогическим составом горных пород [53] (Рисунок 2.15).



I — известняк с высоким содержанием органического вещества; *II* — аргиллит с высоким содержанием органического вещества; *III* — известняк со средним содержанием органического вещества; *IV* — аргиллит со средним содержанием органического вещества; *V* — известняк с низким содержанием органического вещества; *VI* — аргиллит с низким содержанием органического вещества

Рисунок 2.15 — Классификация сланцев по содержанию органического углерода и минералогическому составу

Хрупкость горных пород определяется их минералогическим составом. Индекс хрупкости (*VI*) характеризует устойчивость горных пород к деформациям. *VI* определяется по минералогическому составу горной породы. Так, например, высокое содержание кварца в породе при незначительном присутствии или полном отсутствии глинистых минералов соответствует высокому индексу хрупкости [55].

Геометрия трещин ГРП изменяется в зависимости от хрупкости минералов и анизотропии действующих в пласте нагрузок — напряжённого состояния [56] (Рисунок 2.16). Механические свойства горных пород (в том числе сланцевых) характеризуются модулем Юнга и коэффициент Пуассона:

— модуль Юнга характеризует жёсткость горных пород, т. е. способность породы деформироваться;

— коэффициент Пуассона отражает эластичность пород, которая определяет способность сланцев разрываться под действием давления.

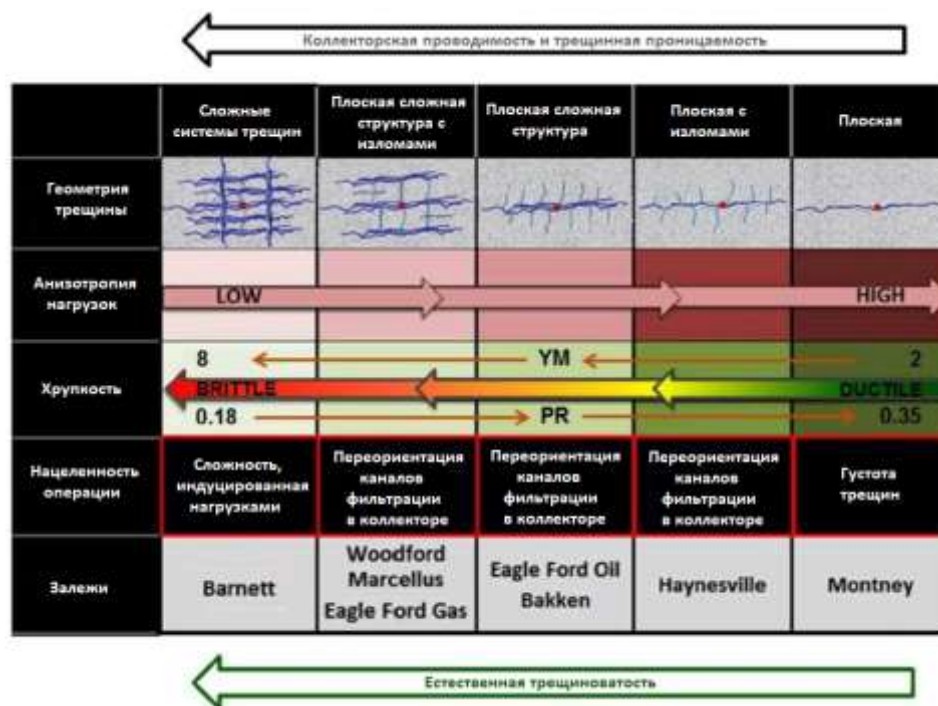


Рисунок 2.16 — Геометрия трещин ГРП в зависимости от анизотропии нагрузок и хрупкости плотных и сланцевых пластов

Таким образом, для создания столь сложной системы трещин требуются (Рисунок 2.17):

- высокие значения индекса хрупкости горных пород: низкие значения коэффициента Пуассона с высоким модулем Юнга — для возможности «растрескивания» породы;
- минимальные значения анизотропии напряжений — для возможности одновременного роста трещин ГРП во все направления;
- использование маловязких жидкостей — Slickwater, для возможности «затекать» в микротрещиноватость пласта;
- использование малых типоразмеров пропантa для закрепления сложной сети трещин;
- использование большого объёма жидкости (относительно традиционного ГРП в 5–10 раз и более) для максимизации площади соприкосновения трещины ГРП с пластом;
- высокие расходы (от 10 м³/мин) для раскрытия естественной пластовой трещиноватости;

— системы заканчивания скважин, приводящие к росту нескольких трещин на стадию ГРП.



Рисунок 2.17 — Параметры проведения ГРП в зависимости от механических свойств пород

Зависимость основных параметров, которые характеризуют напряжённое состояние горных пород, слагающих некоторые формации США и РФ, представлена на Рисунке 2.18.

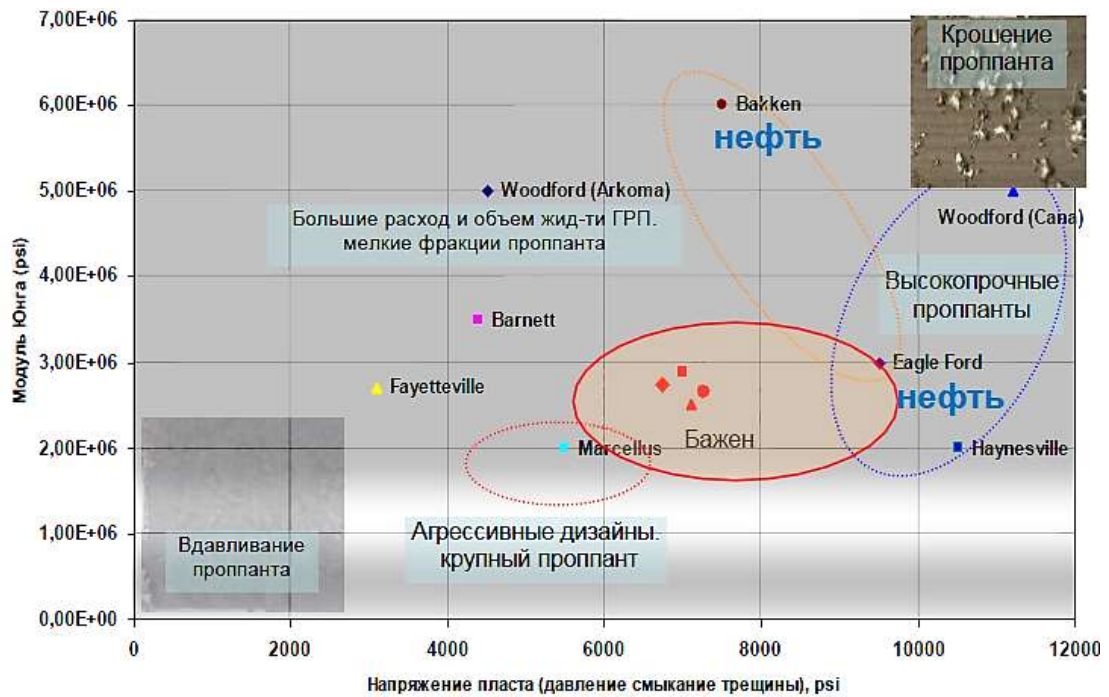


Рисунок 2.18 — Геомеханические свойства пород, слагающих некоторые формации США и РФ

2.3 Этапы развития материалов ГРП

Жидкости. Основными материалами, применяющимися при проведении операции гидравлического разрыва пласта, являются: проппант — расклинивающий агент, служащий для поддержания трещины в открытом состоянии, и жидкость разрыва — жидкость, с помощью которой инициируется трещина ГРП и поддерживается в открытом состоянии во время проведения операции (Рисунок 2.19) [57].

Согласно классической теории ГРП, основными задачами жидкости ГРП являются создание требуемой геометрии трещины, а также минимизация загрязнения пласта после проведения операции. Для реализации успешной операции ГРП жидкость гидроразрыва должна удовлетворять определённым физическим и химическим требованиям:

- совместимостью с составом породы и пластовым флюидом;
- обладать способностью удерживать во взвешенном состоянии проппант и транспортировать его вглубь трещины;

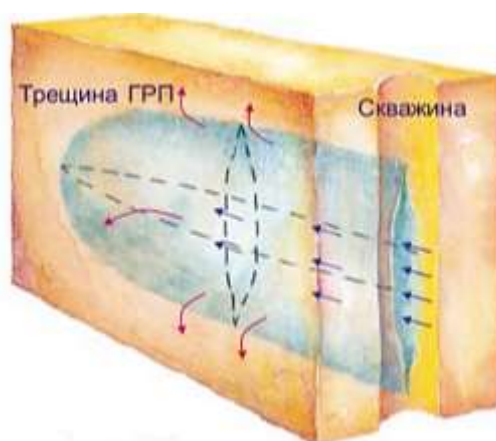


Рисунок 2.19 — Жидкость гидроразрыва в трещине ГРП, согласно классической теории ГРП

— за счёт присущей ей вязкости обладать способностью развивать необходимую ширину трещины для приёма проппанта или обеспечивать глубокое проникновение кислоты;

— иметь низкую флюидоотдачу в пласт;

— легко удаляться из пласта после обработки;

— иметь низкие потери давления на трение;

— приготовление жидкости должно быть простым и легко выполнимым в полевых условиях;

— обладать стабильностью сохранять вязкость в процессе всей обработки;

— быть эффективной с точки зрения стоимости.

На заре развития операций ГРП в 1950–1960 гг. в США преимущественным типом жидкости гидроразрыва на большинстве месторождений являлись жидкости на нефтяной основе (Рисунок 2.20), так как считалось, что существуют высокие риски непоправимого экологического ущерба от применения жидкостей на водной основе. Однако, применение этих жидкостей, ввиду высокой стоимости, пожароопасности, высоких давлений обработки, было недолгим, и продолжалось до внедрения линейных, а затем сшитых жидкостей на водной основе.



Рисунок 2.20 — Жидкость ГРП на углеводородной основе

Первая сшитая жидкость, представленная компанией Halliburton, была с загрузкой 80 фунтов гуара на 1000 галлонов жидкости (9,6 кг на 1 м³). Через некоторое время несколько других сервисных компаний начали разрабатывать и внедрять собственные жидкости с гуаровыми гелями высокой концентрации, используя обычно в качестве сшивателя бор. Сшитые жидкости впоследствии стали синонимом гидравлического разрыва пласта и вскоре повсеместно использовались как основной тип жидкости гидроразрыва [58].

Сшитые гели в большинстве случаев используются при проведении операции ГРП на традиционных средне- и низкопроницаемых коллекторах. Они имеют высокую вязкость ~1000 сП, которая способна без трудностей переносить проппант в глубь трещины на большие расстояния ~200 м, с относительно небольшим расходом 4–5 м³/мин. При проведении ГРП на сшитом геле образуется единая магистральная (планарная) трещина.

Цель использования высоковязких жидкостей на сшитом геле — создание большой концентрации проппанта в трещине ГРП. К преимуществам использования сшитых гелей следует отнести возможность контроля утечек жидкости в высокопроницаемых зонах пласта. В то же время, высокое

содержание химических реагентов в составе сшитой жидкости ГРП приводит к высокому загрязнению трещины остатками геля, что даже с учётом высокой концентрации проппанта значительно ухудшает проводимость трещины ГРП.

Использование сшитых жидкостей на сланцевых объектах зачастую нецелесообразно в связи с тем, что ГРП на сланцевых сверхнизкопроницаемых объектах должен достигать главную цель — создание SRV, что возможно реализовать с применением Slickwater. При этом, как отмечено выше, геометрия и характер сложности трещин будут зависеть от хрупкости минералов и анизотропии действующих в пласте нагрузок.

Первые упоминания в литературе по применению низковязких жидкостей (Slickwater) относятся к началу 1950-х гг. Операции гидроразрыва с использованием данной технологии проводились на месторождении Hugoton, расположенного на юго-западе Канзаса. Несколько сервисных компаний экспериментировали с применением маловязких жидкостей на обычных низкопроницаемых песчаниках (Tight Sands) — Bossier Sand, Cotton Valley, Travis Peak, Granite Wash и др. с различными результатами. Многие работы еще проводились до того момента, когда Slickwater стал успешно реализовываться на Barnett Shale под руководством Джорджа Митчелла.

Жидкость ГРП состоит из обычной воды со специальной добавкой — понизителем трения, что способствует значительному снижению потерь на трение, а следовательно, снижению рисков получения СТОПа вследствие высоких давлений обработки. Важно отметить, что понизители трения могут быть чувствительны к высокой минерализации воды и требуют её дополнительной очистки от механических примесей и солей, что зачастую приводит к увеличению затрат на повторное использование добытой после проведения операций ГРП воды.

К другому преимуществу Slickwater относится то, что при использовании маловязких жидкостей нет необходимости использования большого числа химических добавок, что способствует снижению стоимости

проведения операции ГРП, снижению логистических затрат на доставку специальной техники для подготовки сшитого геля.

Мониторинг изменения событий в пласте при различных подходах к проведению операций ГРП осуществляется с помощью анализа микросейсмических данных, которые в совокупности с другими исследованиями и анализом данных добычи позволяют сделать вывод об эффективности проводимых экспериментов с дизайнами ГРП. Так, на маловязкой жидкости образовывается SRV, при работе на сшитом геле — планарная трещина (Рисунок 2.21).

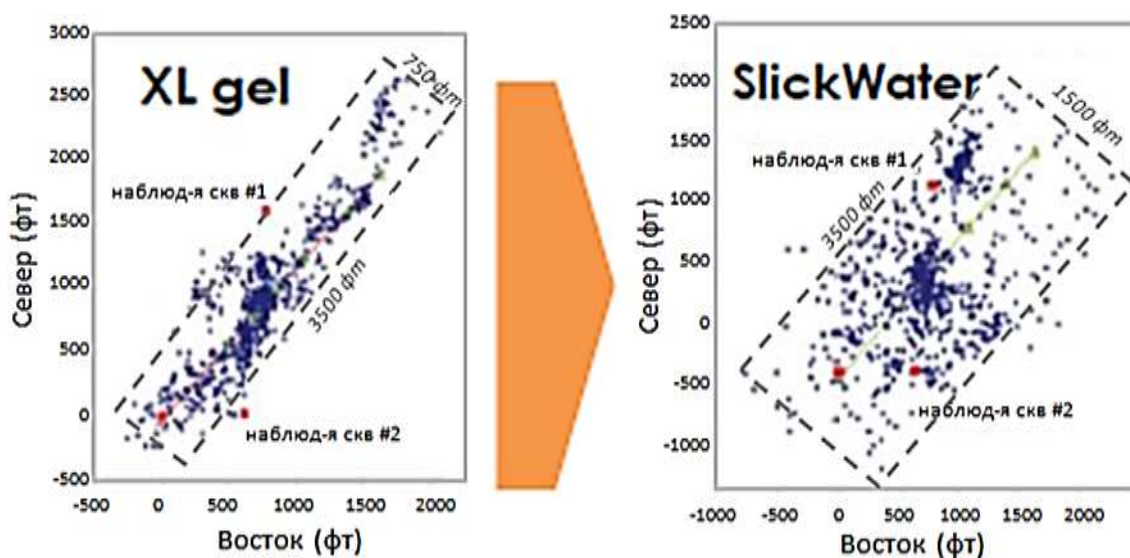


Рисунок 2.21 — Пример изменения облака растрескиваний пласта, наблюдаемых при микросейсмическом мониторинге ГРП с различными типами жидкости гидроразрыва

Пропанты. Проппант — специальный расклинивающий высокопрочный сыпучий материал, использование которого обеспечивает поддержку трещины ГРП в открытом состоянии после проведения операции ГРП. Проппант создаёт гидродинамическую связь в системе пласт–скважина.

Способность проппанта выдерживать давление закрытия трещины в пластовых условиях и сохранять её проводимость со временем зависит от его прочности, размера и концентрации в трещине. Поэтому выбор проппанта

оказывает значительное влияние на результат после проведения операций ГРП.

В настоящее время в промышленности существуют три основных типа проппанта:

- природный песок;
- керамический проппант средней прочности;
- высокопрочный боксит.

Песок — это природный диоксид кремния. Он механически промывается, сушится и просеивается. Проппанты средней прочности и бокситы представляют собой синтетический проппант, изготовленный из бокситовой руды, или сочетание боксита и диоксида кремния. Преимущества и недостатки типов проппанта представлены в Таблице 2.1 [59].

Таблица 2.1 — Преимущества и недостатки проппанта

			
Природный песок	Керамический проппант		
	облегчённый	среднепрочный	высокопрочный
Преимущества			
Легко доступен. Низкая стоимость. Плотность 2,65 г/см ³	Средняя стоимость. Плотность 2,7 г/см ³	Высокая проводимость трещины для высоких давлений закрытия < 700 атм. Средняя стоимость	Высокая проводимость трещины для сверхвысоких давлений закрытия < 1000 атм.
Недостатки			
Значительное разрушение при малых давлениях закрытия	Дорогостоящий для ГРП большого объёма. Не пригоден для высоких давлений закрытия (> 600 атм.)	Дорогостоящий для ГРП большого объёма. Плотность 3,2 г/см ³	Дорогостоящий для ГРП большого объёма. Плотность 3,72 г/см ³

Важно учитывать, что с увеличением плотности проппанта необходимо использовать более вязкую жидкость для возможности переноса проппанта по скважине и трещине ГРП.

На Рисунке 2.22 показан «взрывной» рост применения проппанта для ГРП в США: так, если в 2012 г. было использовано 35 млн т проппанта (в основном песок с полимерным покрытием и керамический песок), то в последние годы объёмы проппанта при проведении ГРП превысили 100 млн т [60].

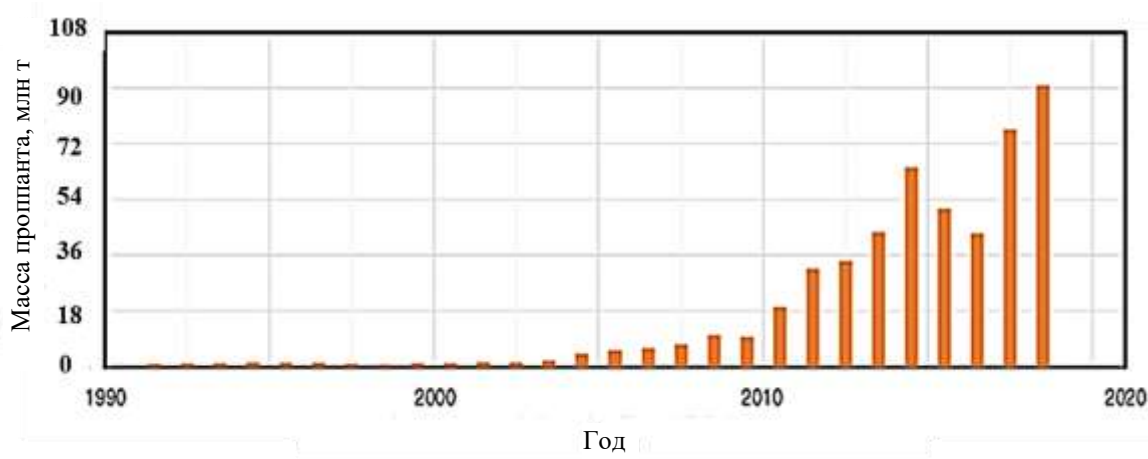


Рисунок 2.22 — Масса применения проппанта при проведении операций ГРП на месторождениях США

Если масса проппанта увеличивалась во времени, то использование более качественного проппанта (керамического, с полимерным покрытием) сокращалось.

Нефтяные компании сконцентрировали внимание на применении более дешёвых и низкокачественных песков. Считается, что в целом при закачке больших объёмов песка компенсируется его низкое качество. Типичная скважина с МГРП имеет сотни трещин, что компенсирует низкую проводимость трещины. Кроме того, начато применение более мелкого по размеру песка. В первое время использовалась фракция 40/70, а с недавнего времени — 100 + меш., что привело к использованию недорогого песка, добываемого в непосредственной близости от мест проведения операций ГРП.

2.4 Вызов классическим подходам к проведению операций гидроразрыва пласта

Следует отметить, что в настоящее время степень обоснования поведения трещин ГРП существенно возросла. Если до 1990-х гг. развитие трещины оценивалось лишь по поведению эффективного давления, то сейчас широко используются методы прямого измерения трещины ГРП — наклонметрические (для оценки высоты трещины ГРП), микросейсмическое каротирование (для оценки длины трещины ГРП). Так, Д. Митчелл — основатель компании Mitchell Energy Company, разрабатывающей газовые сверхнизкопроницаемые пласты, разработал технологию рентабельной добычи нефти из ТРИЗ. Подход основан на использовании больших объёмов маловязкой жидкости и проппанта. Существенную роль в этом сыграло микросейсмическое каротирование, показавшее образование сложной системы трещин ГРП (Рисунок 2.23), так называемый «гидравлический разрыв, который изменил всё» [61].

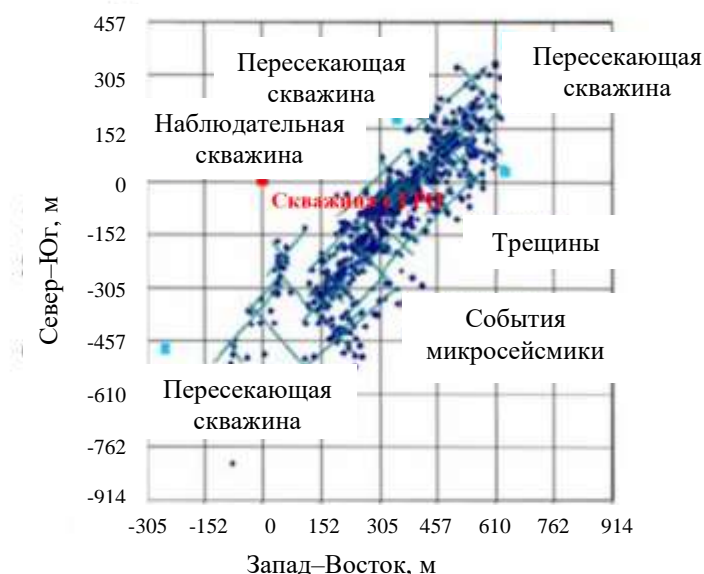


Рисунок 2.23 — «Гидравлический разрыв, который изменил всё»

Эта карта впервые показала широкую сложную разнонаправленную систему трещин, образующую область длиной в 1,6 км и шириной в 366 м,

которую в работе [61] назвали «продуктивным поясом». Эта сложная система трещин образовалась по причине уникального напряжённого состояния пластов формации Barnett, а также вследствие того, что плоскость образования искусственных трещин располагалась ортогонально существующим естественным трещинам. Тип жидкости Slicwater эффективно раскрывал трещины в обеих ортогональных плоскостях, что существенно увеличило площадь поверхности для притока жидкости.

Наличие сети трещин подтверждено картированием с помощью поверхностного наклономера, показавшего рост трещин ГРП в двух ортогональных направлениях и дополнительно — в вертикальном направлении. Прямое доказательство существования сложной гидравлической сети трещин получено путем наблюдений за параметрами пяти смещённых относительно друг друга скважин. Эксплуатация этих скважин была временно прекращена из-за сложной разветвлённой системы трещин ГРП, пересекающих все пять скважин.

Есть еще несколько причин того, что нефтяная отрасль изначально в целом не признавала ГРП с применением технологии Slickwater и использования проппантных стадий малой концентрации — «slug» с последующей закачкой жидкости в объёме ствола скважины.

Классическая теория ГРП утверждает, что проводить ГРП таким образом не реально, так как образуются гидродинамически не связанные участки пласта, что напрямую влияет на дебит скважины.

Другое классическое установившееся убеждение то, что при ГРП необходимо разместить в пласте большое количество проппанта. Имеется значительное количество публикаций, доказывающих, что чем больше проппанта закачивается, тем больше добыча УВ. В то же время, в публикации [62] показано, что основной движущей силой увеличения добычи углеводородов является закачанный объём жидкости, а масса закачанного проппанта влияет в меньшей степени. После нескольких лет испытаний, проведённых на тысячах скважин, можно предположить, что технология ГРП

с применением жидкости Slickwater значительно отличается от классической теории ГРП.

Концепция о том, что при ГРП образуется двукрылая трещина, упакованная пропантом, не является истинной для ГРП, выполненного по технологии Slickwater. Средняя концентрация пропантанта, указанная в 95 % работ по технологии Slickwater, не имеет ничего общего с понятием эффективной проводимости трещины. Все лабораторные тесты по проводимости пропантанта, выполненные по API стандартам, показывают, что при концентрации пропантанта $< 2,4 \text{ кг/м}^2$ проводимость пропантанта практически отсутствует. Единственный логический ответ на вопрос, почему при небольших объемах закачки пропантанта при ГРП с применением большого объема жидкости Slickwater работы являются успешными, заключается в том, что трещины, создаваемые в пласте, имеют сложную геометрию.

В работе [60] показано, что добыча нефти на скважинах с проведением ГРП по технологии Slickwater оказалась выше, чем добыча на соседних скважинах с выполненным ГРП по обычной технологии (Рисунок 2.24 и Таблица 2.2).

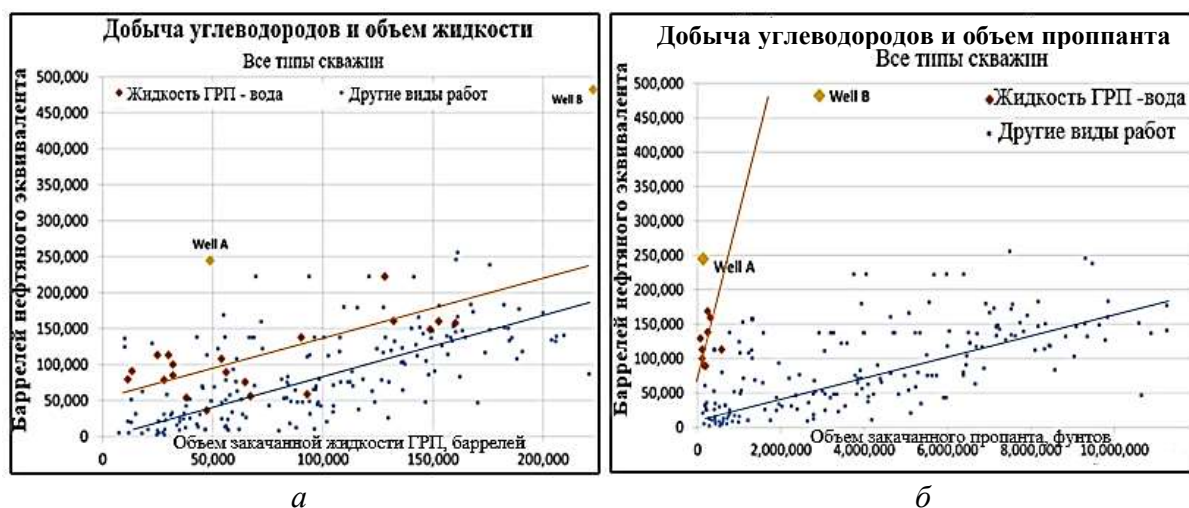


Рисунок 2.24 — Сравнительные графики добычи нефти при ГРП с применением жидкости Slickwater и по традиционной технологии

Таблица 2.2 — Сравнение накопленной добычи нефти для ГРП по технологии Slickwater с применением сшитых гелей

Показатель	Единица измерения	Slickwater	Другие виды ГРП
Среднее время добычи нефти	Лет	11,5	8
Средняя накопленная добыча нефти	Баррелей	80000	45000

Данные Таблицы 2.2 показывают, что фактором роста добычи нефти на скважинах может являться не только объём закачанного проппанта, как считалось ранее.

2.4.1 Программы закачки при проведении операций гидроразрыва пласта со Slickwater

По данным, приведённым в работе [18], и как отмечено выше, до периода широкого применения технологии Slickwater проводились работы с комбинированными жидкостями гидроразрыва различной вязкости (гибридный ГРП). Данные работы проводились на многих скважинах, и когда накопилась достаточная статистика по комбинированным закачкам стало возможным проводить сравнительные анализы и оптимизировать программы закачек жидкостей гидроразрыва при проведении операций ГРП.

Расписание программы закачки с применением сшитых гелей включало в себя на начальной стадии менее вязкую жидкость, которая преимущественно представляла жидкость Slickwater (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 — Программа закачки с применением жидкости Slickwater и проппанта с размером 40/70

Стадия	Тип жидкости	Объём жидкости, м ³	Тип проппанта	Концентрация проппанта, кг/м ³
Буфер	Slickwater	65		
Проппант	Slickwater	40	100 меш	30
Проппант	Slickwater	60	100 меш	60
Проппант	Slickwater	60	100 меш	120
Буфер	Лин. Гель	20		
Проппант	Сшитый гель	150	40/70	240
Проппант	Сшитый гель	300	40/70	480
Проппант	Сшитый гель	150	40/70	600
Продавка	Slickwater	60		
Остановка				

На первой стадии закачивается определённый объём стадии подушки, с последующим ростом концентрации проппанта. Концентрация проппанта увеличивалась примерно на 30 кг/м³ на каждую стадию, до достижения желаемой концентрации, обычно составляющей 180–240 кг/м³. После этого подавали более вязкую жидкость, начиная с линейной, с последующим переходом на сшитый гель до достижения его концентрации 600 кг/м³. Типовой план закачки представлен на Рисунке 2.25.

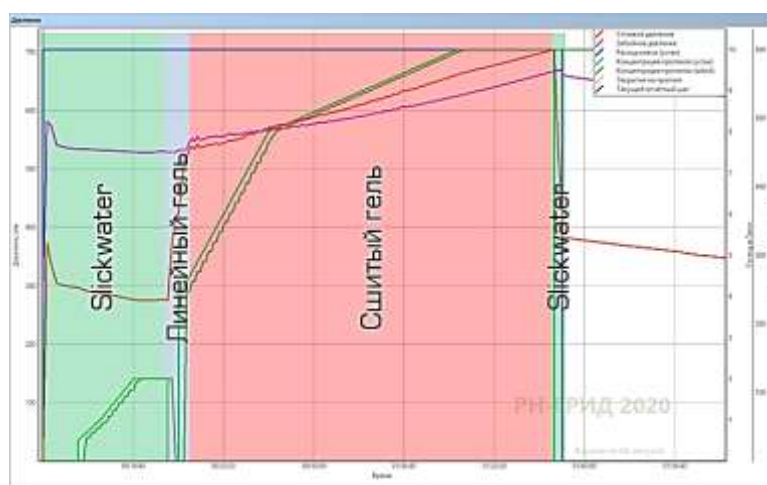


Рисунок 2.25 — Типовой план закачки на сланцевые объекты на маловязкой жидкости

Эта программа закачки представляет собой комбинацию интуитивного и классического подхода к дизайну ГРП. Концепция классического дизайна — высокопроводимая трещина около ствола скважины. Последние стадии на высоковязкой жидкости могли включать повышенную концентрацию проппанта большего размера для создания высокопроводимой трещины в призабойной зоне пласта.

При проведении ГРП с одновременным использованием жидкости, имеющей вязкость воды, и сшитой жидкости, приводило к тому, что в большинстве случаев сшитые гели были далеки от идеальных жидкостей, так как сильно загрязняли пласт остатками геля, что значительно снижало способность УВ фильтроваться от пласта к скважине.

Таким образом, было решено проводить операции на Slickwater, имеющей практически 100 % очистку трещины ГРП. В первых работах использовался проппант более крупной фракции — 20/40 и небольшой объём подушки, что приводило к ранним остановкам закачки (СТОП). Впоследствии объём подушки был увеличен, а размер проппанта уменьшен до 40/70, однако СТОПы продолжались. Было принято решение — значительно увеличить объём жидкости на буферной стадии, снизить фракцию проппанта до 100 меш, с последующим переходом на проппант 40/70, чередуясь с буферными прокачками без проппанта (Таблица 2.4).

Один из типовых планов обработки сланцевых коллекторов представлен в работе [63], в нем увеличено количество «slug» пачек до 20 (Таблица 2.5, Рисунок 2.26).

Далее, объединяя планы маловязких и гибридных операций был разработан типовой план обработки, учитывающий закачки «slug» пачек с последующим переходом на линейный гель, с проппантом крупной фракции и его закреплением с высокими концентрациями проппанта на сшитом геле (Рисунок 2.27).

Таблица 2.4 — Программа закачки с применением жидкости Slickwater и проппантом 100 меш и 40/70 меш

Стадия	Тип жидкости	Объём жидкости, м ³	Тип проппанта	Концентрация проппанта, кг/м ³
Буфер	Slickwater	450		0
Проппант	Slickwater	40	100 меш	120
Буфер	Slickwater	450		0
Проппант	Slickwater	40	100 меш	120
Буфер	Slickwater	40		0
Проппант	Slickwater	40	40/70	12
Буфер	Slickwater	40		0
Проппант	Slickwater	40	40/70	60
Буфер	Slickwater	40		0
Проппант	Slickwater	40	40/70	90
Буфер	Slickwater	40		0
Проппант	Slickwater	40	40/70	120
Продавка	Slickwater	60		
Остановка	Slickwater			

Таблица 2.5 — Типовая программа закачки с применением жидкости Slickwater и проппанта с размером 40/70

Стадия	Тип жидкости	Объём жидкости, м ³	Тип проппанта	Концентрация проппанта, кг/м ³
Буфер	Slickwater	1250		0
Проппант	Slickwater	40	40/70	12
Буфер	Slickwater	40		0
Повторить стадии с концентрацией 12 кг/м ³ 3–4 раза				
Проппант	Slickwater	40	40/70	24
Буфер	Slickwater	40		0
Повторить стадии с концентрацией 24 кг/м ³ 3–4 раза				
Проппант	Slickwater	40	40/70	36
Буфер	Slickwater	40		0
Повторить стадии с концентрацией 36 кг/м ³ 3–4 раза				
Продавка	Slickwater	40	40/70	48
Остановка	Slickwater	40		
Повторить стадии с концентрацией 48 кг/м ³ 3–4 раза				
Продавка	Slickwater	40	40/70	60
Остановка	Slickwater	40		
Повторить стадии с концентрацией 60 кг/м ³ 3–4 раза				
Продавка	Slickwater	40		
Остановка	Slickwater			



Рисунок 2.26 — Типовой план закачки на сланцевые объекты на маловязкой жидкости

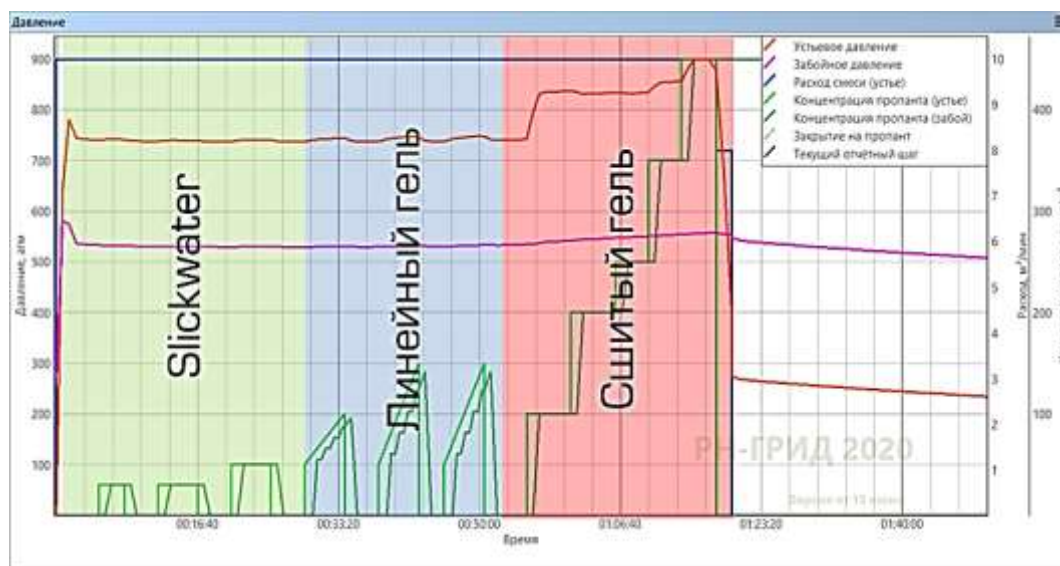


Рисунок 2.27 — «Гибридный» план закачки на сланцевые объекты

2.5 Этапы развития технологий проведения гидроразрыва пласта в 2010–2019 гг.

Компания Whiting Petroleum Corporation [64], являющаяся одной из крупных добывающих компаний в США и контролирующая разработку таких нефтематеринских пород, как Three Forks на месторождении Bakken и др.,

выделяет несколько эволюционных этапов развития технологий заканчивания скважин и проведения ГРП (Таблица 2.6, Рисунок 2.28) [65]. В Таблице 2.6 также показаны особенности технологического развития различных поколений ГРП (Generation), проводимых в США.

Таблица 2.6 — Обобщённая информация по поколениям Gen 1–5 (основные эволюционные изменения выделены зелёным цветом)

Параметр	GEN1	GEN2	GEN3	GEN4	GEN5
1	2	3	4	5	6
Компоновка	Муфты	Гибрид. Муфты/Перф.		Перф.	Перф.
Изоляция ст.	Набухающие пакеры			Цемент.	Цемент.
Кол-во стадий	27	33	41	41	60
Расстояние между стадиями, м	120	90	75	60–90	60–80
Расстояние между кластерами, м	120	45	12,5	12,5	10–11
Уд. масса проппанта на длину ГС, т/м	До 0,5	0,5–1	2	2,5	4
Масса проппанта на скв., тыс. т	1,5	3	6	8	10
Уд. объём жидкости на длину ГС, тыс. м ³ /м	4	5	13	20	40
Объём жидкости на скв., тыс. м ³	10	15	40	60	80
Размер проппанта	100M, 30/50, 20/40	100M, 30/50, 20/40	100M, 30/50, 20/40	100M, 30/50, 20/40	100M, 30/50, 20/40
Тип проппанта	50/50 песок, проппант	80/20 песок, керами- ческий проппант	100 % песок (white)	100 % песок (white)	100 % песок (white)

Продолжение Таблицы 2.6

1	2	3	4	5	6
Тип жидкости	Xlink*/ SW**	Xlink/SW	HVFR***	HVFR	HVFR
Ср. конц. проп., кг/м ³	170	160	140	130	120
Скорость закачки, м ³ /мин	6	6	6–7	8	10+
Тех. отклонения	Нет	Нет	PLA****	PLA	PLA
Тех. Limited entry	Нет	Нет	Нет	Нет	Да

*XLink — высоковязкий гель на основе гуара; **Slickwater — вода с химической добавкой понизителя трения (Friction Reducer (FR)); ***HVFR (High Viscose Friction Reducer) — это FR, имеющий повышенную вязкость и лучше несёт пропант; Использование HVFR — попытка дешевле однокомпонентно улучшить несущую способность, но не прибегать к гуаровым линейным гелям; ****PLA (Polylactic Acid) — биоразлагаемый полиэфир, предназначенный для блокировки существующих трещин ГРП.

Для технологии Generation 1,2 характерно (Рисунок 2.29):

- применение нецементированных хвостовиков с набухающими пакерами;
- одна трещина ГРП за одну стадию;
- небольшая масса пропантанта;
- небольшой объём используемой жидкости разрыва;
- низкий дренируемый объём пласта за счёт отсутствия сложной сети трещин ГРП.

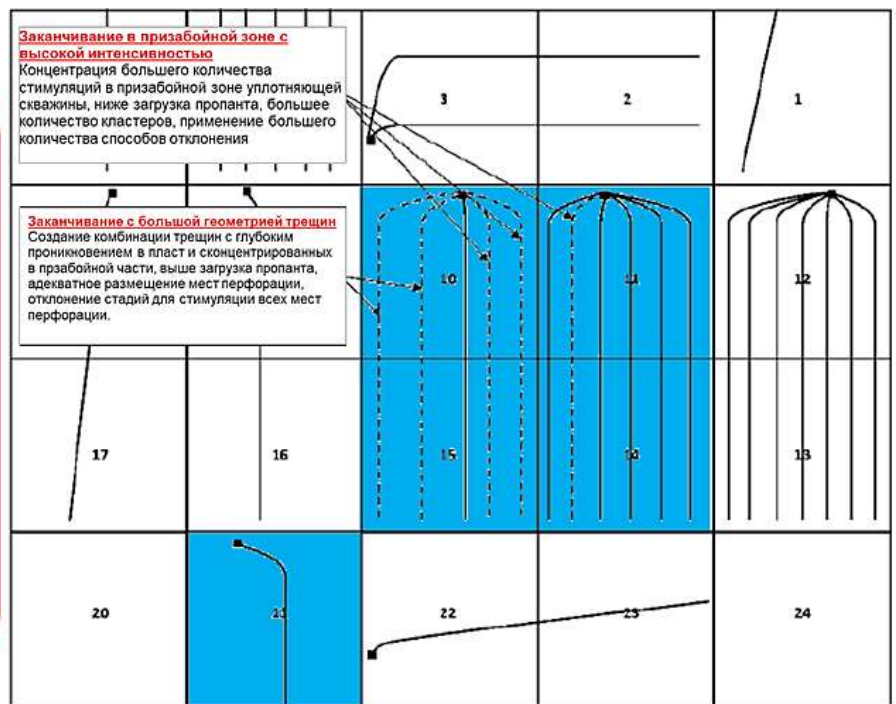
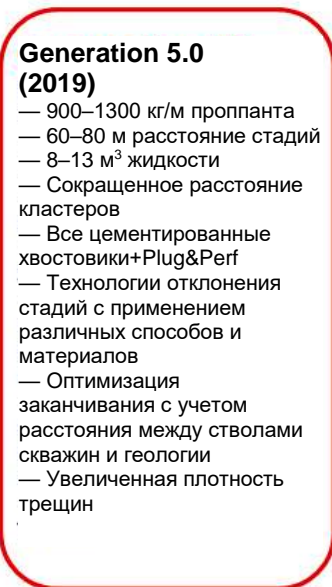
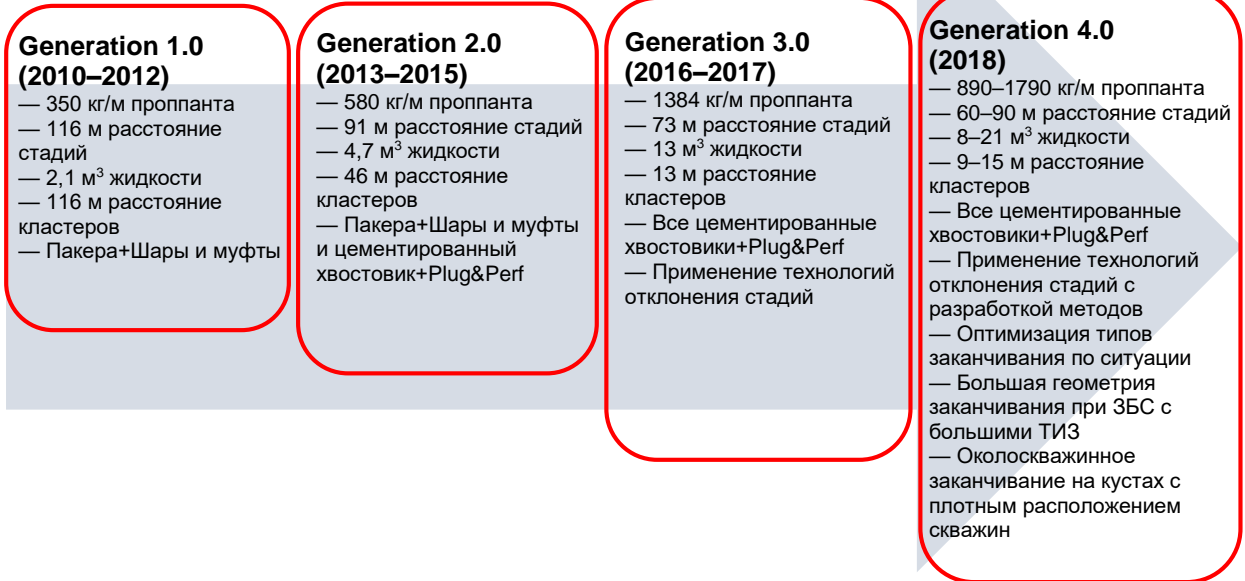


Рисунок 2.28 — Этапы развития технологий ГРП и способов заканчивания скважин



Рисунок 2.29 — Технологические особенности первых поколений Generation 1 и 2

На этапах реализации технологий Generation 4 и 5 (Рисунок 2.30), применяемые типы заканчивания скважин и дизайны ГРП в США стали эффективнее вследствие:

- применения зацементированных хвостовиков;
- увеличения скоростей обработки в 1,5–2 раза;



Рисунок 2.30 — Технологические особенности поколений Generation 4 и 5

- применения отклонителей;
- перфорации по технологии limited-entry с большим количеством перфорированных кластеров;
- размещения трещин в продуктивной зоне;
- создания большей площади контакта сети трещин с пластом;
- равномерное размещение проппанта в больших объёмах.

В целом стоит отметить, что большинство компаний, занимающихся добычей нефти из сланцевых залежей, в последние годы существенно изменили подходы к ГРП, прежде всего, в части повышения «агрессивности» дизайнов (Таблица 2.7), а также оптимизации стоимости и использования более дешёвых компонентов [66].

Таблица 2.7 — Подходы нефтяных компаний к ГРП в ГС в 2019 г. и начале 2020 г. по ряду сланцевых объектов

Оператор	Формация	Стадий ГРП на скважину	Масса проппанта на 1 скв., тыс. т.
Slawson	midBakken BigBend	70	6
MRO	ThreeForks RBay	45	3,2
EOG	midBakken CCreek	60	9
EOG	midBakken Parshall	45	4,3
Hess	midBakken Manitou	60	4
Bruin	ThreeForks ASanish	55	6,4
Bruin	midBakken MGButtes	50–55	6,8
NinePointEnergy	midBakken Squeries	60	4,5
CLR	ThreeForks ETree	80	7,3–9,1
CLR	midBakken Ravin	62	4,5–7,7
CLR	midBakken разные участки	51–68	2,7–7,3
Oasis	ThreeForks разные участки	40–50	1,8–4,5
BR	Three CCreek	31	4,5
BR	midBakken CCreek	32	4,1
Enerplus	ThreeForks MCreek	33	2,7
Enerplus	midBakken ASanish	42	4,5
Enerplus	TF1	43	7,3
Whiting	Pronghorn/TForks	45	2,3
LimeRockResources	mBakken Fayette	50	2,7

Что касается вскрытия пластов, в 2018–2019 гг. наблюдалась тенденция к изменению количества перфорационных отверстий для выполнения ГРП по технологии *limited entry*. Данная тенденция привела к тому, что у операторов по добыче сланцевых углеводородов появился опыт реализации ГРП через перфорационные отверстия различной плотности, выполненных на кластер [67]. При этом расстояние между перфорационными кластерами может достигать 3–9 м, а количество кластеров в одной стадии от 5 до 10 (Рисунок 2.31).



Рисунок 2.31 — Пример оптимизации перфорационных кластеров

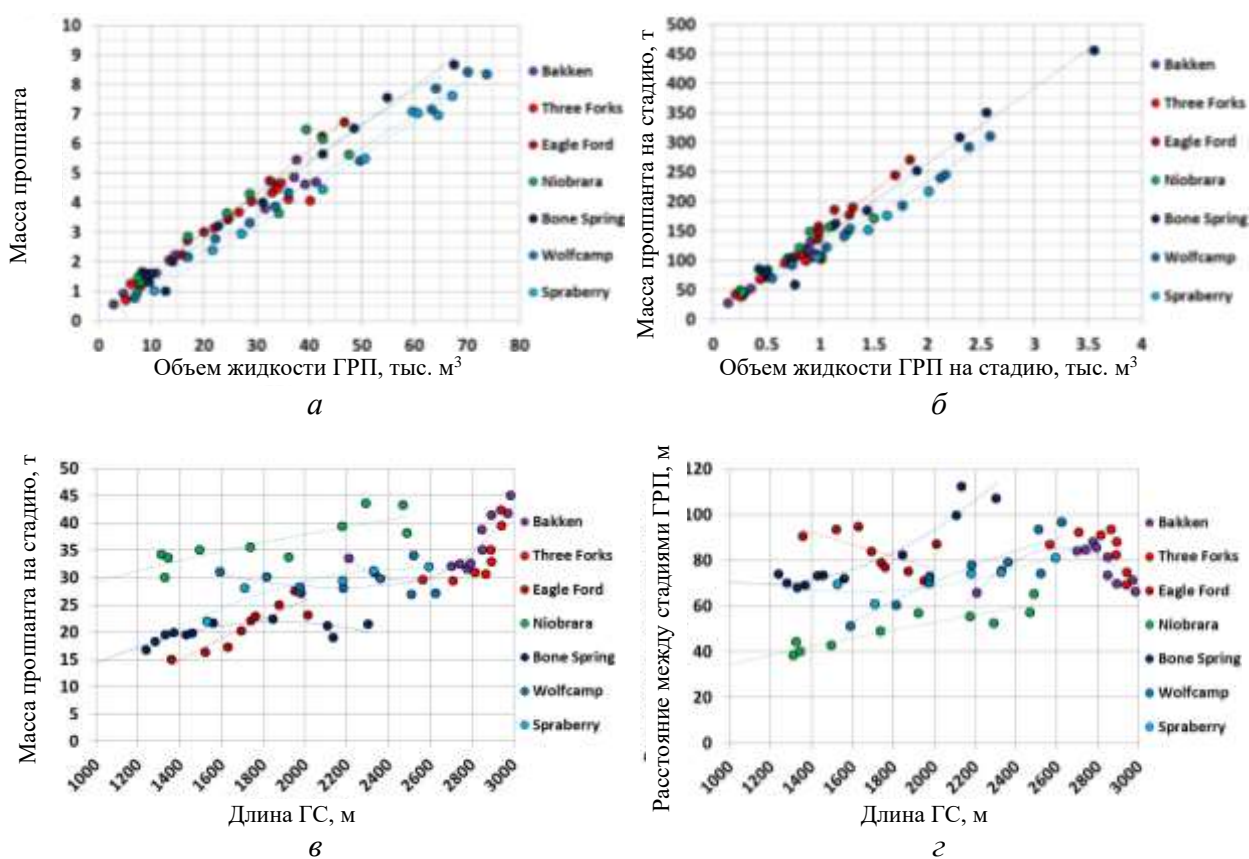
По мере того, как нефтегазодобывающая промышленность США быстро совершенствовала и масштабировала технологии, проекты по ГРП становились глобальнее и эффективнее, скважины становились более продуктивными, а капитальные затраты на скважину снижались. Информация о последних изменениях в дизайнах ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности скважин представлена в Таблице 2.8. Важно отметить, что с увеличением технологичности проводится системная работа над оптимизацией стоимости в каждом звене: бурении, заканчивании скважин, проведении операций ГРП [68].

Таблица 2.8 — Последние изменения в дизайне ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности скважин для shale/tight oil США

Параметр	2012 среднее	2017 среднее	Изменение, %
Длина ГС, м	1700,8	2324,1	37
Количество стадий, шт.	19,3	38,6	100
Плотность стадий ГРП, м/ст	90,2	63,4	-30
Масса проппанта, т	1590,1	5392,7	239
Масса проппанта на 1 м горизонтального ствола, т/м	93,6	225,6	141
Объём жидкости закачки, м ³	11831,1	38793,3	228
Объём жидкости на 1 м горизонтального ствола, м ³ /м	0,7	1,6	131
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³	140,2	145	3
Максимальная скорость закачки, м ³ /мин	9,1	12,9	42
Максимальная скорость закачки на 1 м горизонтального ствола, м ³ /мин/м	0,0098	0,02	104
Накопленная добыча за год, бар	61044	108209	77
Накопленная добыча за год на 1 м горизонтального ствола, бар/м	12,2	17,7	45
Накопленная добыча за год, БНЭ	91465	159942	75
Накопленная добыча за год к 1 м ГС, БНЭ/м	18,2	25,7	41
Стоимость скважины, млн долл.	7,2	5,1	-29
Стоимость барреля нефтяного эквивалента, долл./год	86	32	-63
Стоимость одного кубометра нефти за год, долл./м ³ (год)	20,4	7,3	-64

2.6 Влияние технологий и параметров заканчивания горизонтальных скажин с проведением на них операций многостадийного гидроразрыва пласта на показатели добычи нефти

На основании многочисленных накопленных баз данных за более чем десятилетний период по сланцевым месторождениям США построены корреляционные зависимости параметров заканчивания ГС с МГРП и их добычных характеристик (Рисунок 2.32).



a — масса пропанга в зависимости от объёма жидкости на скважину;

б — масса пропанга в зависимости от объёма жидкости на стадию;

в — количество стадий ГРП в зависимости от длины ГС;

г — расстояние между стадиями в зависимости от длины ГС

Рисунок 2.32 — Корреляционные зависимости различных параметров заканчивания ГС с МГРП

На Рисунке 2.32 также представлена общая статистика развития технологий и динамика изменения добычных характеристик скважин по основным сланцевым месторождениям за период с 2008 по 2019 гг.

Отмечается линейная корреляционная зависимость между массой закачанного проппанта и объёмом жидкости ГРП (Рисунок 2.32, а), в том числе приведённые на одну стадию ГРП (Рисунок 2.32, б). При этом в среднем значение массы проппанта (тыс. т) и объём жидкости ГРП (тыс. м³), приходящихся на одну скважину, находятся в соотношении 1 : 8, т. е. на 1 тыс. т проппанта приходится 8 тыс. м³ жидкости ГРП.

Количество стадий ГРП и расстояние между стадиями ГРП для различных формаций с изменением длины ГС меняется по-разному (Рисунок 2.32, в, г). В общем случае расстояние между стадиями ГРП находится в диапазоне от 40 до 110 м и изменяется в процессе развития технологий заканчивания по различным стратегиям.

Ниже представлена статистическая оценка влияния технологий и параметров заканчивания ГС с МГРП на добычные характеристики скважин, в частности на среднесуточный дебит и накопленную добычу нефти по скважинам.

На Рисунке 2.33 представлена динамика изменения значений начального дебита и накопленной добычи нефти, на Рисунке 2.34 — за первый год работы средней ГС с МГРП по годам для различных формаций.

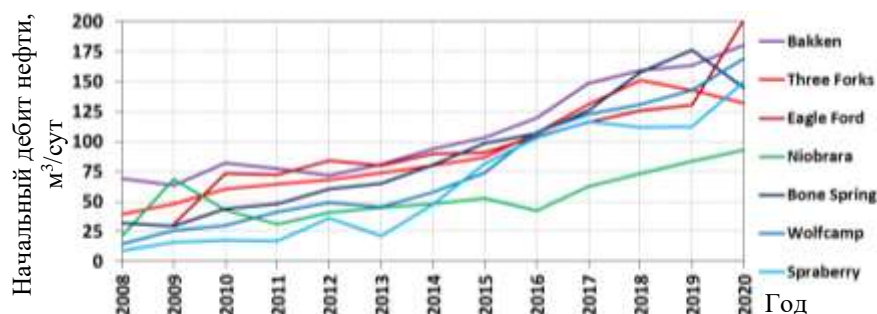


Рисунок 2.33 — Динамика изменения начального дебита за первый год работы ГС с МГРП по годам для различных формаций

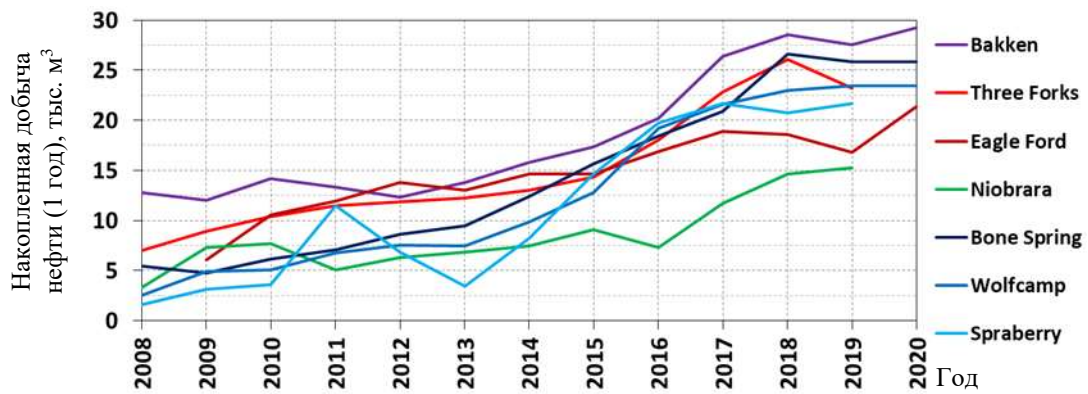


Рисунок 2.34 — Накопленная добычи нефти за первый год работы ГС с МГРП по годам для различных формаций

Динамика изменения параметров заканчивания скважин с ГРП по годам, в частности увеличение технологической сложности (увеличение $L_{ГС}$, N_{frac}), положительно сказалась на добычных характеристиках скважин формаций США (Рисунок 2.35). Начальный дебит скважин по нефти возрос с 2008 по 2020 гг. в среднем в 5 раз (от 30 до 150 м³/сут), накопленная добыча нефти за первый год работы скважин — от 5 до 25 тыс. м³.

Отмечается линейная корреляционная зависимость между накопленной добычей нефти за первый год эксплуатации скважины с начальным дебитом нефти, в том числе приведённые на одну стадию ГРП (Рисунок 2.35).

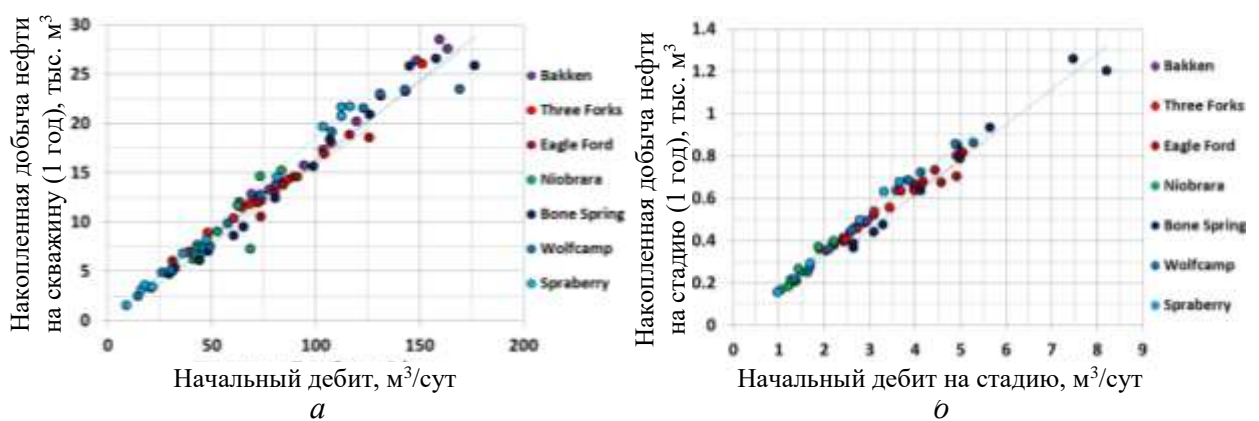


Рисунок 2.35 — Корреляционные зависимости удельных на одну скважину накопленной добычи нефти за первый год и начального дебита a и удельных на первую стадию ГРП b

В среднем накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации скважины соотносится с начальным дебитом скважины с переводным (понижающим) коэффициентом 150, т. е. если начальный дебит нефти скважины составляет 50 м³/сут, то скважина за первый год эксплуатации добудет 7,5 тыс. м³ нефти.

Также имеется определённая зависимость величины ожидаемых запасов на скважину от начального дебита нефти с переводным коэффициентом 500. То есть если начальный дебит скважины по нефти составляет 50 м³/сут, то извлекаемые запасы на скважину потенциально могут достичь порядка 25 тыс. м³ нефти (из которых в первые 5–7 лет эксплуатации отбирается ~70–80 %). Также начальный дебит скважины соотносится с массой закачанного при ГРП проппанта с переводным коэффициентом ~15. Так, например, если масса проппанта составила 3 тыс. т, то начальный дебит скважины по нефти может составить 45 м³/сут.

Объём накопленной добычи нефти (тыс. м³) за первый год эксплуатации скважины соотносится с массой закачанного при ГРП проппанта (тыс. т) с переводным коэффициентом ~3. Так, например, если масса проппанта при ГРП составила 3 тыс. т, то накопленная добыча нефти скважиной за первый год эксплуатации может составить 9 тыс. м³. Также наблюдается зависимость ожидаемых извлекаемых запасов нефти от объёмов закачанной в скважину жидкости ГРП с переводным коэффициентом 1–2. То есть если при ГРП объём жидкости составил 25 тыс. м³, то извлекаемые запасы нефти на скважину потенциально могут составить порядка 25–50 тыс. м³.

Представленные коэффициенты являются условными и средними. Параметры скважин могут зависеть от различных факторов и изменяться от средних величин в широком диапазоне. Поэтому представленные коэффициенты могут восприниматься лишь как экспресс-оценка, при этом не стоит забывать, что они были получены для геологических особенностей северо-американских сланцевых формаций.

На Рисунке 2.36 представлена динамика эволюционных изменений технологических параметров скважин и ГРП по сланцевым формациям США, а также динамика добывных характеристик скважин.

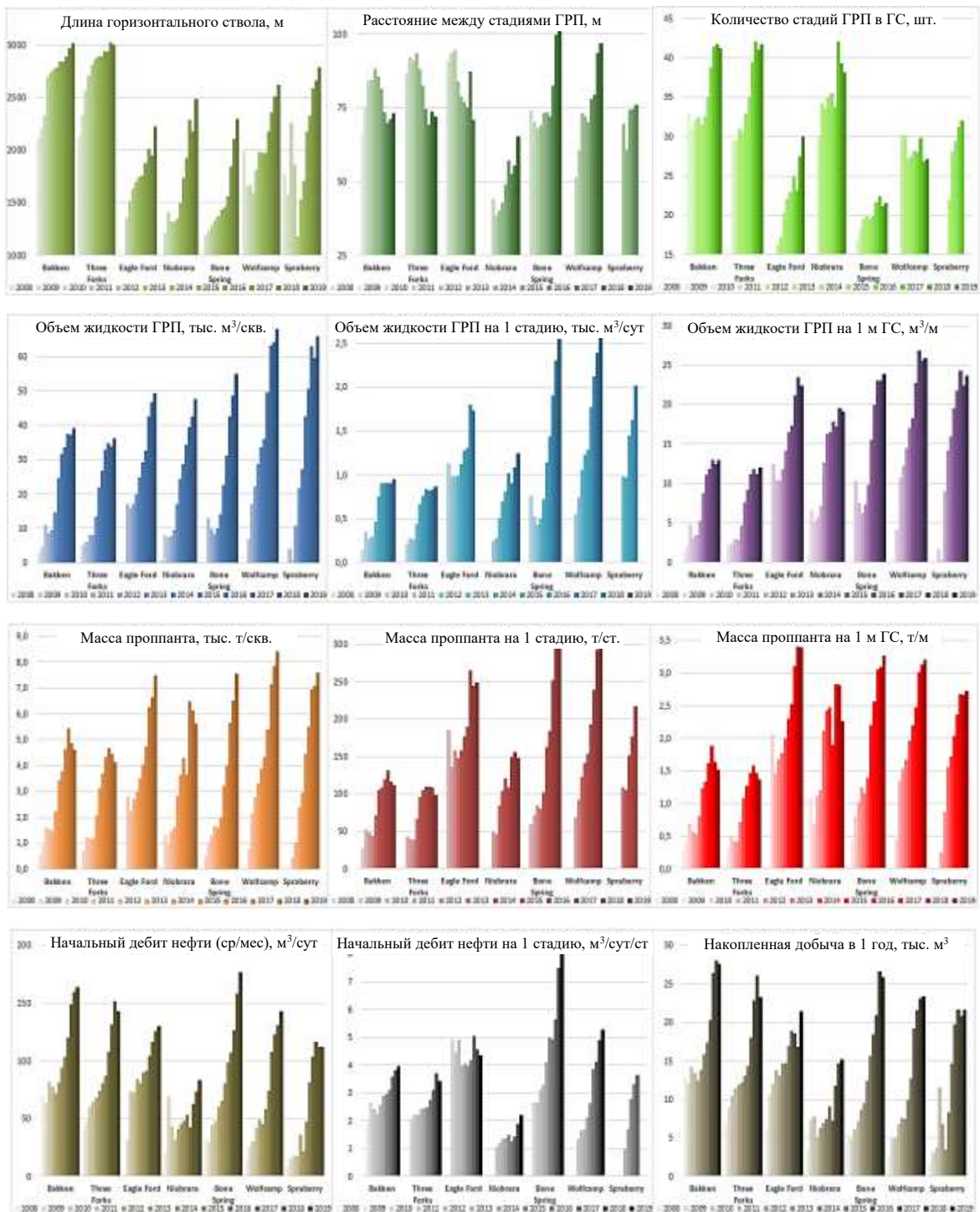


Рисунок 2.36 — Динамика эволюционных изменений технологических параметров скважин и ГРП и добывных характеристик скважин по сланцевым формациям США

2.7 Подходы к оптимизации работ

Несмотря на то что технологии разработки нетрадиционных сланцевых коллекторов в США с применением ГС продолжают развиваться, на сегодняшний день многие ключевые вопросы остаются без ответа. Это, например, оптимальное расстояние между стволами скважин, влияние интерференции основных и уплотняющих скважин, «правильное» определение размеров и объёмов проппанта, объёмов жидкости, оптимальная длина скважины, стадийности ГРП и стратегии по перфорации скважин [69].

В целом при планировании работ на сланцевых объектах нефтяные компании могут принимать оптимизационные решения из порядка 40 ключевых вопросов, представленных в Таблице 2.9 [70].

Таблица 2.9 — Задачи, требующие оптимизации при планировании работ на сланцевых объектах

Временные для оптимизации		Наблюдения
1		2
Геология	<p>Глубина размещения ствола ГС</p> <p>Лучшие участки (Sweet Spots)</p> <p>Геологические особенности</p>	<p>Автоматическая геонавигация помогает найти лучшие зоны позиционирования ствола ГС в реальном времени.</p> <p>Постоянное улучшение бассейнового моделирования, ежегодное выделение новых лучших зон sweet spots.</p> <p>Например, расширенные геомодели участков при размещении скважин вокруг естественных трещин и барьеров</p>
Кустовые площадки	<p>Расстояние между скважинами</p> <p>Дизайн куста</p> <p>Ориентация стволов к стрессу</p> <p>Zipper ГРП</p> <p>Порядок заканчивания скважин</p>	<p>Комплексное использование данных для максимального охвата по площади стимулированного объема.</p> <p>Например, две длинные скважины могут добыть больше нефти, чем три небольшие, с лучшей экономикой средств.</p> <p>Направление трещин можно ориентировать позиционированием стволов относительно SH-Max.</p> <p>Zipper-ГРП — одновременное бурение и заканчивание соседних ГС для минимизации их влияния друг на друга.</p> <p>Основываясь на данных детальной модели, выделяют приоритетность размещения скважин на кусту</p>
Стадии	<p>Plug&Perf или Муфты / Шары</p> <p>Размещение стадий</p> <p>Последовательность стадий</p> <p>Расстояние между стадиями</p> <p>Изоляция стадий</p>	<p>Повсеместное использование Plug&Perf, но некоторые видят потенциал в точечных ГРП (Муфты/Шары).</p> <p>Лучше, когда группированы по геологическим фациям (например, по коэффициенту Пуассона).</p> <p>В среднем 50 стадий на скважину: возможно увеличение на 30 % при размещении каждой стадии, согласно имеющимся данным по породе.</p> <p>В среднем 60 м. Большое число стадий позволяет получить большую точность попадания в продуктивные зоны</p>

Продолжение Таблицы 2.9

1		2
	Пятки	Наблюдение для избегания утечек, препятствующих выполнению стадии ГРП — продуктивность увеличивается на 50 %. Специальные дизайны и решения, чтобы избежать пропуска возможных продуктивных зон
Перфорация	Глубина перфорации Геометрия размещения Количество кластеров на стадию Расстояние между кластерами Течение на единицу кластера Распределение зондирования	Технология limited entry вовлекает больше ресурсов, чем длинные трещины. Геометрические размещения кластера лучше, чем переменные кластеры. В среднем восемь перфораций на стадию, некоторые используют более 15. Некоторые исследования показывают +50 % эффективности от двойного уплотнения расстояния. Кластеры со стороны пятки до сих пор имеют непропорциональный поток. Наблюдение за кластерами в реальном времени
Жидкости ГРП	Скорость закачки Вязкость жидкости Кислотность ПАВы Солёность Стабилизатор глин Взаимодействие с породой Другие добавки	В среднем 18 м ³ /м при 0,2 м ³ /м/мин. Удвоение может увеличить продуктивность скважин и накопленный отбор нефти в 2 раза. Низковязкие, с понизителем трения жидкости превосходят по продуктивности гелевые/гибридные. Комплекс: разрывает породу, изменяет смачиваемость, но также изменяет химический состав глин. +15 ÷ 30 % увеличение накопленной добычи от применения эмульсифицированных ПАВ. Достигается увеличение на 5 ÷ 10 % продуктивности при нагнетании жидкости низкой солёности. На 70 % увеличение добычи нефти при избегании закачки материалов, пагубно влияющих на химический состав глин.

Продолжение Таблицы 2.9

1		2
		<p>На 20 % увеличение добычи нефти при подборе жидкостей к минеральному составу пород.</p> <p>На 30 ÷ 50 % увеличение добычи нефти от добавок наномасштаба путём ионного обмена</p>
Проппант	<p>Концентрация</p> <p>Размер</p> <p>Прочность</p> <p>Вариации</p> <p>Конец стадии</p>	<p>В среднем 2,7 т/м. Каждая дополнительная тонна увеличивает типовую кривую на 15–20 %.</p> <p>Низкая стоимость проппанта 100 меш оправдывается его низкой прочностью на раздавливание.</p> <p>Керамический и обрешиненный проппанты часто экономически не эффективны.</p> <p>Мониторинг в реальном времени позволяет избежать СТОПы или избежать создание кластеров в нежелательных интервалах.</p> <p>Сохранение больших трещин с применением прочного и сферичного проппанта</p>
Отклонители	<p>Введение отклонителей</p> <p>Ближняя/дальняя зона пласта</p> <p>Типы отклонителей</p>	<p>Удвоение отклонителя блокирующее перф. отверстие снижает полудлину на 15 %: может быть увеличение конечная нефтеотдача на 30 %.</p> <p>От размера самого отклонителя зависит расстояние, на которое он продвигается внутрь пласта.</p> <p>Отклонители, блокирующее перф. отверстие, превосходят способ применения песчаных стадий при ГРП</p>
Добыча	<p>Запускной дебит</p> <p>Мониторинг работы насоса</p> <p>Оптимизация насоса</p> <p>Повторный ГРП</p> <p>Увеличение добычи нефти</p>	<p>Увеличение дебита на 15 ÷ 30 % от размещения большего количества проппанта в пласте.</p> <p>Увеличение добычи нефти на 5 % при диагностировании перебоев в работе насоса в реальном времени.</p> <p>Достигается увеличение добычи нефти на 5 % посредством машинного обучения работы насосов.</p> <p>Увеличение добычи нефти на 30 ÷ 50 % при лучшем позиционировании повторного ГРП в пропущенных зонах</p> <p>Увеличение добычи нефти и конечной нефтеотдачи в 1,5 ÷ 2 раза посредством huff'n'puff</p>

2.8 Микросейсмический мониторинг проведения операций гидроразрыва пласта

Применение опыта исследований в процессе бурения, ГРП, эксплуатации скважин позволило уточнить параметры пласта или трещин, для того чтобы впоследствии учесть эту информацию для оптимизации дизайна и повышения эффективности работ. Так, для оценки геометрии трещины ГРП, возможно применение микросейсмического мониторинга. Информация о форме, размерах и направлении развития трещин гидроразрыва имеет большое значение для оптимизации технологий добычи углеводородов, в частности добычи углеводородов из сланцевых формаций. При проведении микросейсмического мониторинга в настоящее время используются как скважинные, так и поверхностные системы наблюдений.

На Рисунке 2.37 представлен пример образования стимулированного объёма пласта после проведения многостадийного ГРП в бассейне Horn River.

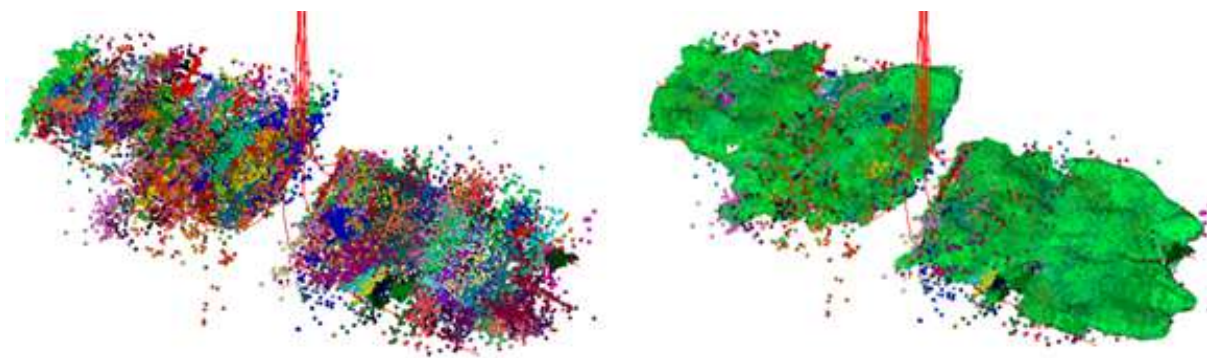


Рисунок 2.37 — Расположение микросейсмических событий и результаты оценки стимулированного объёма после выполнения 143 стадий ГРП на восьми горизонтальных скважинах

Компания ESG выполнила микросейсмический мониторинг в реальном времени в течение 43 дней на восьми горизонтальных скважинах (ГС). Бассейн Horn River расположен на северо-западе Канады, продуктивный пласт содержится в девонских отложениях. Глубина продуктивных формаций 2500–

3000 м, эффективная толщина ~150 м. Сланцевые отложения этих формаций содержат большое количество кварца/кремнезема, что делает его более успешным для проведения операций ГРП чем, например, Barnett Shale. При этом температура на некоторых участках может достигать 140 °С.

Целью проведённого микросейсмического анализа проведённых 143 операций ГРП на восьми ГС являлось выявление, как принимает жидкость ГРП, в особенности, какова получаемая асимметрия каждой из трещин, азимут их распространения и степень распространения по высоте. В частности, 144057 микросейсмических событий было выявлено с помощью множественных сенсоров, 40858 из которых были использованы для микросейсмического анализа. Круглосуточный мониторинг позволил выявить картину в реальном времени по геометрии трещин и азимуту, инженеры могли использовать эти данные для уточнения модели ГРП для оптимизации последующих стадий ГРП на участке проведения работ [71].

2.9 Основные пути оптимизации затрат

В сланцевой индустрии постоянно происходит привлечение и использование лучших практик и технологий, направленных на оптимизацию затрат с целью повышения эффективности нефтедобычи, в частности:

— применение собственных источников материалов и собственного сервиса, например таких, как:

- а) песок, химия и жидкость бурения;
- б) собственные проекты заканчивания скважин;
- в) источники воды, сбор и переработка;

— увеличение количества скважин на кустах:

- а) уменьшение сдвижек буровой вышки;
- б) сокращение потребности новых дорог, инфраструктуры и рабочих помещений;

— применение более эффективных буровых установок (например, шагающих буровых установок), привлечение опытного персонала;

— применение новых скважинных штуцеров, которыми специалисты могут удалённо управлять для оперативного регулирования потока для максимизации добычи нефти, чрезмерно не перегружая коллектор добычи;

— применение скважинных оптических волокон, которые позволяют операторам получать данные в реальном времени и оперативно принимать решения:

а) датчики могут определить глубину проникновения трещины ГРП, что позволяет лучше планировать межскважинное расстояние;

б) датчики и современное программное обеспечение (ПО) позволяют предсказать необходимость проведения техобслуживания оборудования, прежде чем оно выйдет из строя;

— применение датчиков, которые смогут заранее определить, сколько воды смешается с газом и нефтью. Более высокая скорость подачи насоса может перекачать больше воды и нефти. Но при имеющихся затратах на переработку и повторное использование воды операторы могут принять решение о том, чтобы не эксплуатировать скважины с высокой обводнённостью до того момента, когда цены на сырьевые товары не станут более благоприятными или не будет создана дополнительная инфраструктура;

— усовершенствованная логистика, например применение песка местных источников и рассмотрение вариантов доставки проппанта из ближайших мест;

— создание концептуальных геологических моделей продуктивных пластов для уточнения характеристик коллектора и улучшения разработки месторождений.

2.10 Эффективность времени проведения операций ГРП

Для повышения эффективности работ значительное внимание уделяется времени производства работ по проведению операций ГРП. Так, в рассматриваемой компании Whiting Petroleum Corporation выполнен бенчмаркинг ГРП относительно средних показателей по Северной Дакоте [64]. Согласно данным анализа, в 2018 г. компания имела эффективность работы флота ГРП на 29 % выше, чем в Северной Дакоте, что обеспечилось общим временем закачки флота в месяц (348 ч). В 2019 г. было запланировано улучшение данного показателя еще на 5 %. При этом в 2018 г. компания имела показатель времени цикла между стадиями ГРП на 31 % лучше, по сравнению со средним по Северной Дакоте. В 2019 г. компания также планирует сократить этот показатель на 10 % (Рисунок 2.38).

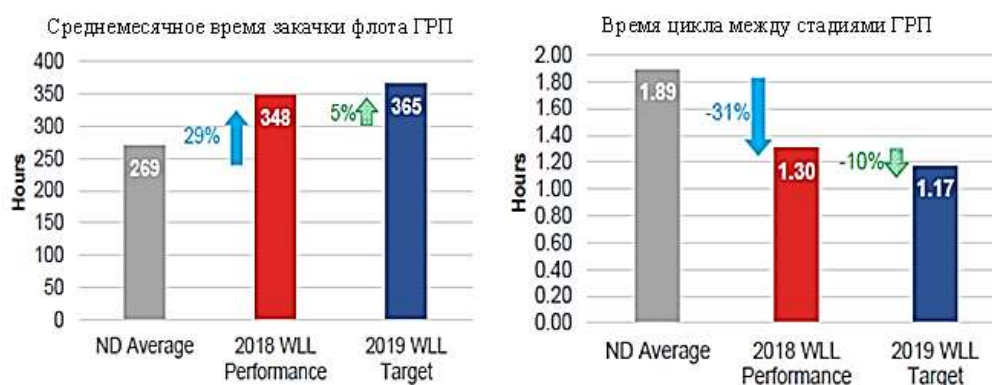


Рисунок 2.38 — Среднемесячное время закачки флота ГРП и время цикла между стадиями ГРП

Наряду с логистическими и технологическими улучшениями одним из ключевых аспектов повышения эффективности времени работ по проведению операций ГРП является разработка стандартного (типового) дизайна, с оптимальным объёмом жидкости и требуемых материалов, которые позволяют избежать осложнений при проведении операций ГРП и повышения длительности работ.

В целом в отрасли оптимизация темпа работ по проведению операций МГРП привела к сокращению времени проведения операций до ~2 ч между стадиями, при этом скорости проведения операций ГРП достигли 10–12 стадий в сут.

Вместе с тем, длительные операции проведения ГРП и большое затрачиваемое время до начала освоения скважин могут приводить к негативным последствиям, связанным с набуханием глин, блокированию водой так называемых органо-пор (пор, насыщенных органическим материалом зрелых углеводородов). Потенциально длительные работы могут привести к снижению продуктивности и накопленной добычи нефти на скважину.

2.11 Оптимизация использования воды при проведении операций гидравлического разрыва пласта

Использование значительных объёмов воды при проведении операций ГРП, особенно с применением технологии Slickwater, заставляет компании обратиться к вопросу оптимизации процесса и удешевления затрат.

По данным Техасского совета по развитию водных ресурсов, на добычу нефти и газа в целом приходится менее 1 % водопотребления Техаса. Но в районах Техаса, где пресной воды недостаточно, проведение операций ГРП может стать поводом для беспокойства, так как для проведения одной операции ГРП требуется порядка 40–60 тыс. м³ воды. Для переработки и последующего использования воды при проведении работ по ГРП необходимо выполнить решение целого ряда задач: по логистике, по сбору воды и её очистке. Очистка воды может осуществляться с помощью мобильных установок на устье скважин, но это целесообразно в том случае, если оператор владеет несколькими объектами на одной и той же территории и может использовать переработанную воду для проведения операции ГРП на следующей скважине. Некоторые компании разработали постоянные

очистные сооружения и сеть водопроводов на месторождениях, однако эти решения оказались крайне затратными.

Широкий ряд компаний США разрабатывает способы повторного использования воды для целей ГРП. Так, например, компания Apache Corporation разработала способ сокращения своих потребностей в водных ресурсах в формации Wolfcamp Shale в Западном Техасе. Для проведения операций ГРП на каждой скважине требуется более 50000 м³ воды, и чтобы избежать использования больших объёмов дефицитной пресной воды, Apache обрабатывает и повторно использует воду, полученную в ходе эксплуатации ранее введённых в эксплуатацию скважин после проведения операций ГРП, дополняет её солоноватой водой, добытой из местного водоносного горизонта, непригодной для потребления населением или использования в сельском хозяйстве.

Солоноватая вода хранится в специальных больших бассейнах, способных вмещать объем 60000 м³ (Рисунок 2.39). Воду, добытую из скважин, система трубопроводов направляет в ёмкости, где вода очищается от железа и примесей. Далее оба типа воды перекачиваются для использования при проведении операций ГРП. Таким образом, для работы в этом регионе Apache не нужно доставлять пресную воду и далее платить за её утилизацию (Рисунок 2.40).



Рисунок 2.39 — Полигон по переработке и подготовке воды ГРП в компании Apache Corporation [72]

1. С помощью автоцистерн или по трубопроводу добытая вода из предыдущих скважин транспортируется в емкость, или солоноватая вода, добытая локально, перекачивается в емкость.

2. Добытая вода из предыдущих скважин с ГРП обрабатывается в специальных емкостях и смешивается с солоноватой водой для использования на соседних скважинах.

3. Насосы высокого давления закачивают в скважину смесь песка, воды и химикатов.

4. Природный газ, который образовался при ГРП, направляется на рынок по трубопроводу.

5. Процесс повторяется на других скважинах в регионе работ.

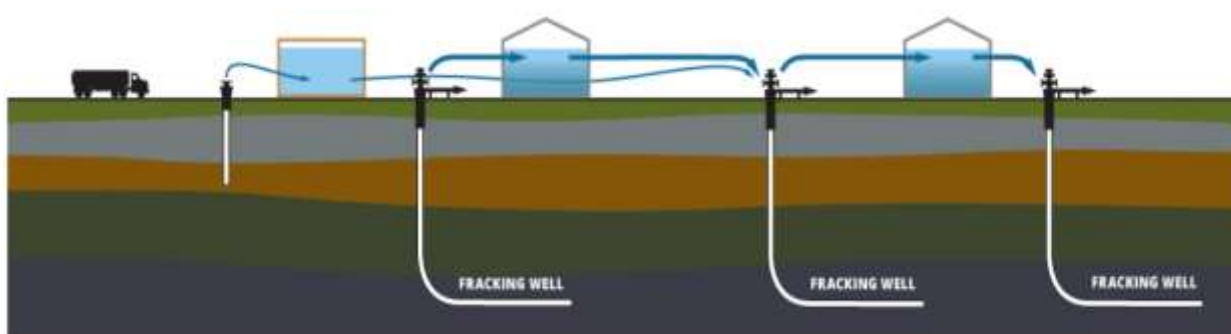


Рисунок 2.40 — Схема повторного использования воды для гидроразрыва пласта [86]

В 2014 г. Apache таким образом обработал и переработал более 1,5 млн м³ воды, что позволило сократить объёмы транспортных перевозок более чем на 80 тыс. поездок.

При невозможности переработки жидкости ГРП самым простым решением является утилизация воды в нагнетательные/водопоглощающие скважины. Однако в этом случае существуют риски невозможности закачки жидкости в большом объёме в скважины по причине их насыщения, а также по причине общей дороговизны создания инфраструктуры, требующей строительство насосных станций и большой сети трубопроводов.

Рисунок 2.41 иллюстрирует среднемесячный объём воды, сбрасываемой в нагнетательные скважины, для нескольких округов Пермского бассейна. Диапазон использования воды от 60 до 80 % считается высоким, а всё, что выше, считается полным использованием. Это означает, что скважины в данном округе не могут принимать дополнительную воду для сброса [72].

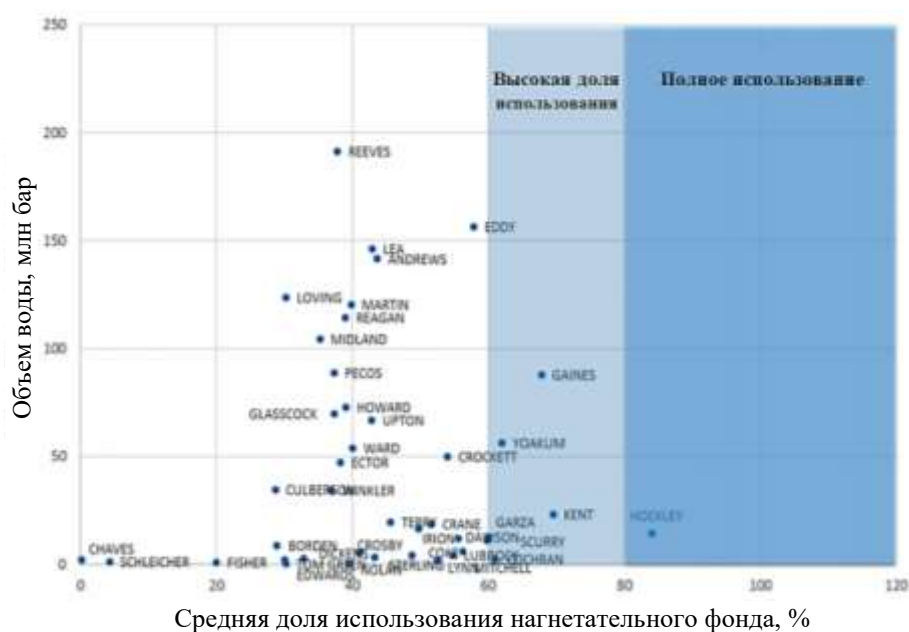


Рисунок 2.41 — Сравнение среднемесячных объёмов воды, сбрасываемых в нагнетательные скважины для каждого округа Пермского бассейна

В этом случае некоторым нефтедобывающим компаниям США приходится обращаться к альтернативным методам борьбы с отработанной водой, в частности выпариванием воды (Рисунок 2.42) [73]. Так, компания Gradiant Energy Services (GES) сообщила, что в декабре 2019 г. она успешно завершила пилотный проект по технологии очистки и рециркуляции добываемой воды для нефтяного оператора в Пермском бассейне. Компания GES заявила, что успешно применила свою запатентованную технологию для испарения 160 м³ пластовой воды в сутки в Пермском бассейне в течение 25-суточного периода. Установка для испарительной утилизации работала на попутном газе, поступающем из скважин, который в противном случае был бы сожжён.



Рисунок 2.42 — Установка по испарению воды

2.12 Оптимизация использования песка при проведении операций гидравлического разрыва пласта

Бум добычи сланцевых углеводородов напрямую зависит от добычи и поставок миллионов тонн песка и его последующей закачки. Так, в 2018 г. в США было задействовано около 100 млн т песка для проведения операций ГРП. Использование песка составляет значительные расходы в общей стоимости скважины. Исследование EIA за 2016 г. показало, что затраты на проппант составляют около 14 % от общих затрат на бурение и заканчивание скважин в США. В связи с этим компании остро заинтересованы в снижении затрат и повышении логистической эффективности использования песка при проведении операций ГРП.

При сланцевом буме середины 2000-х гг. добывающие компании использовали песок премиального качества, добываемого и обрабатываемого на Среднем Западе, в частности в штате Висконсин. Данный песок добывается из горной выработки из отложений песчаника в западной части штата и северной части штата Миннесота. Ценность песка заключается в его чистоте, выдерживании высоких нагрузок разрушения, сферичности формы, размерах гранул и однородности (Рисунок 2.43). Наиболее важный фактор песка при

использовании его в качестве проппанта — его форма: окатанные лучше, так как угловатые гранулы имеют склонность разрушиться быстрее [61]. Он известен как «Northern White», «Ottawa White» или же просто белый (NWS) [74]. В 2015 г. 75 % песка поставлялось грузовым и железнодорожным транспортом. Например, для компаний, осуществляющих разработку углеводородов в Пермском бассейне (штат Техас), это означало транспортировку на расстояние порядка 2000 км, что приводило к значительным финансовым затратам.

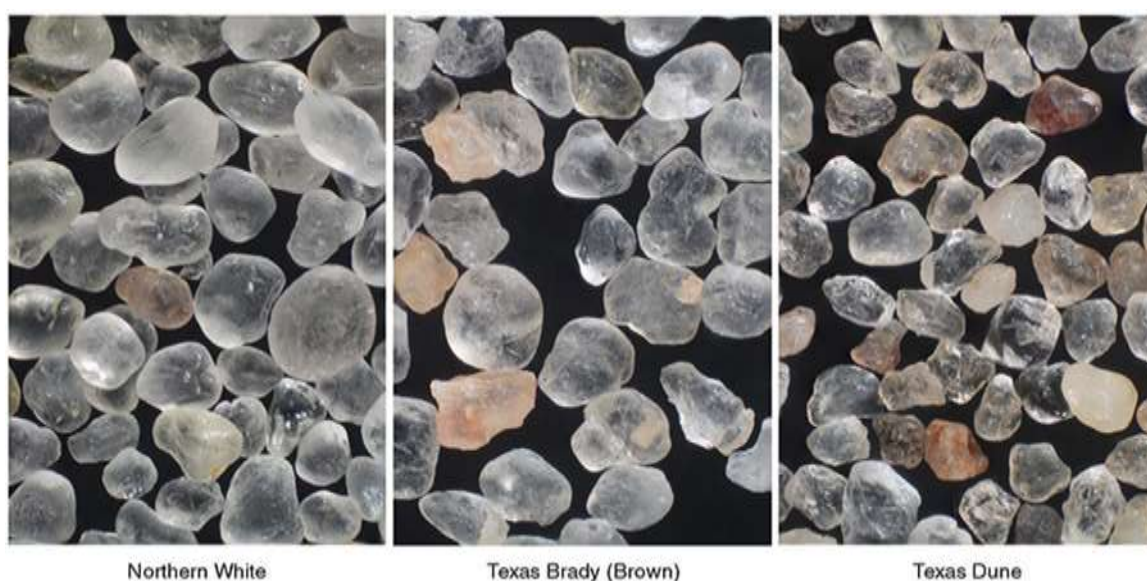


Рисунок 2.43 — Виды песка при использовании его в качестве проппанта

До того момента, когда штат Техас стал использовать собственный песок, 2/3 стоимости песка составляла его транспортировка.

Падение цен на углеводороды (2016–2017 гг.) подтолкнуло нефтедобывающие компании пересмотреть затраты: экспериментировать с применением песка более низкого качества. Выявлено, что во многих местах имеется в достаточном количестве песка, который мог бы покрыть потребности при проведении операций ГРП. И когда промышленность начала восстанавливаться (2018–2019 гг.), применение песка невысокого качества («Brown» или «Brady») продолжилось для достижения более высоких

показателей рентабельности [75]. Таким образом, к 2019 г. применение премиального типа песка NWS снизилось до 38 %.

Логистически местный песок можно поставлять на расстояние 80 км от места его производства до кустов скважин с затратами на транспортировку \$10–20 за т, тогда как доставка песка NWS обойдётся в 3 раза дороже. По различным оценкам, цены на местный Пермский песок упали к августу 2018 г. до \$35 за 1 т, и, как ожидается, еще упадут до \$26 за 1 т к 2022 г. Новые карьеры открываются и в других бассейнах, таких как Eagle Ford, Haynesville, SCOOP и STACK, DJ Basins. Ожидается, что через несколько лет Пермский бассейн станет самодостаточным производителем популярного в регионе песка размером 100 меш (Рисунок 2.44).

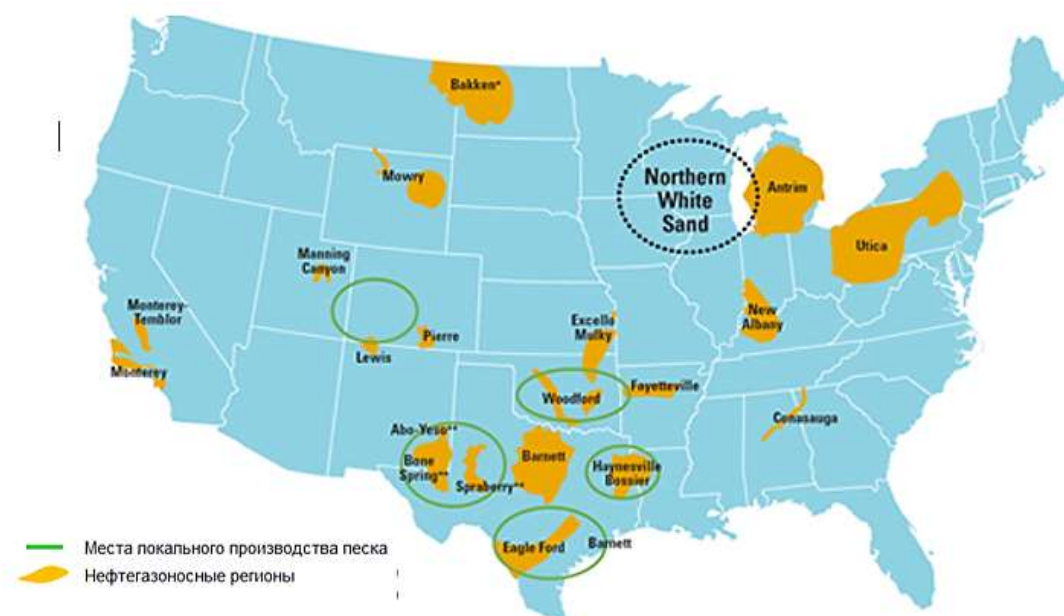


Рисунок 2.44 — Карта размещения основных регионов применения песка и регионов его добычи

Со снижением стоимости песка нефтедобывающие компании сконцентрировались на оптимизации логистики поставки песка непосредственно на куст («last mile», последняя миля).

Если рассматривать горизонтальную скважину длиной ~3000 м, пробуренную в Пермском бассейне, с закачкой проппанта 3,4 т на 1 м длины, то потребуется примерно 465 24-тонных грузовика. Это создаёт большую

нагрузку на дорожную транспортную систему, образуя дорожные пробки, а также приведёт к простоям на кустах скважин, которые могут стоить компаниям \$3 за т/ч, в результате чего работы на скважинах становятся неэффективными.

Также после принятия в 2017 г. федеральных постановлений, требующих соблюдение предельного 14-часового рабочего дня, а также новых правил по охране труда и здоровья в отношении воздействия песочной пыли, это усугубило рост цен на грузовые перевозки и привело к задержкам поставок. В результате операторы были вынуждены ориентироваться на использование песка в контейнерах или применении силосов, расположенных на кустовой площадке, что сокращает время обслуживания грузовиков и снижает воздействие пыли. Силосы — это вертикальные ёмкости большого объёма для хранения песка на кустовой площадке. Одна силосная ёмкость способна вместить 250 т песка, для больших операций по ГРП может потребоваться шесть и более силосов (Рисунок 2.45) [76].



Рисунок 2.45 — Силосные ёмкости на кустовой площадке

Силосы транспортируются пустыми и устанавливаются на кусте скважин с помощью кранов и специализированных монтажных систем. После

установки в силосы загружается проппант. Этот процесс обычно осуществляется двумя способами: пневматические системы, которые перемещают песок из грузовиков в силос с применением сжатого воздуха, и конвейерные системы с гравитационной подачей, которые забирают песок из грузовиков через бункер и заполняют силосы сверху. Конвейерные системы появились позднее и стали использоваться чаще, так как они быстрее и производят меньше песочной пыли. В некоторых из этих систем используются самосвалы с хопперным днищем для выгрузки песка на подъездные конвейерные системы. Простая разгрузка с гравитационной подачей выполняется быстрее и устраняет необходимость в перестановках, постановке грузовиков. После разгрузки проппант транспортируется и выгружается в верхнюю часть каждого силоса. Во время проведения операции ГРП силосы выгружаются на конвейерную систему для транспортировки к смесителю.

Контейнеры — это модульные системы для транспортировки проппанта и расположения на кустовых площадках, где требуется большая мобильность при складировании и хранении. Применение контейнеров исключает такой процесс, как заполнение песком силосов, и поэтому контейнеры эффективны для сокращения выбросов пыли, особенно по сравнению с пневматическими системами. Контейнеры также позволяют легко отслеживать и учитывать запасы проппанта, особенно когда программа ГРП включает стадии с разными размерами и объёмами. После завершения работы использование контейнеров дает возможность сохранить целостность любого оставшегося проппанта для ГРП и использовать его на другой скважине. Для подачи проппанта в смеситель при ГРП в контейнерных системах может использоваться специализированная конвейерная система, которая принимает несколько контейнеров одновременно. После загрузки проппант самотеком загружается в закрытую конвейерную систему. Система управления подаёт требуемый объём проппанта в блендер, одновременно отслеживая его запасы (Рисунки 2.46, 2.47) [77–79].

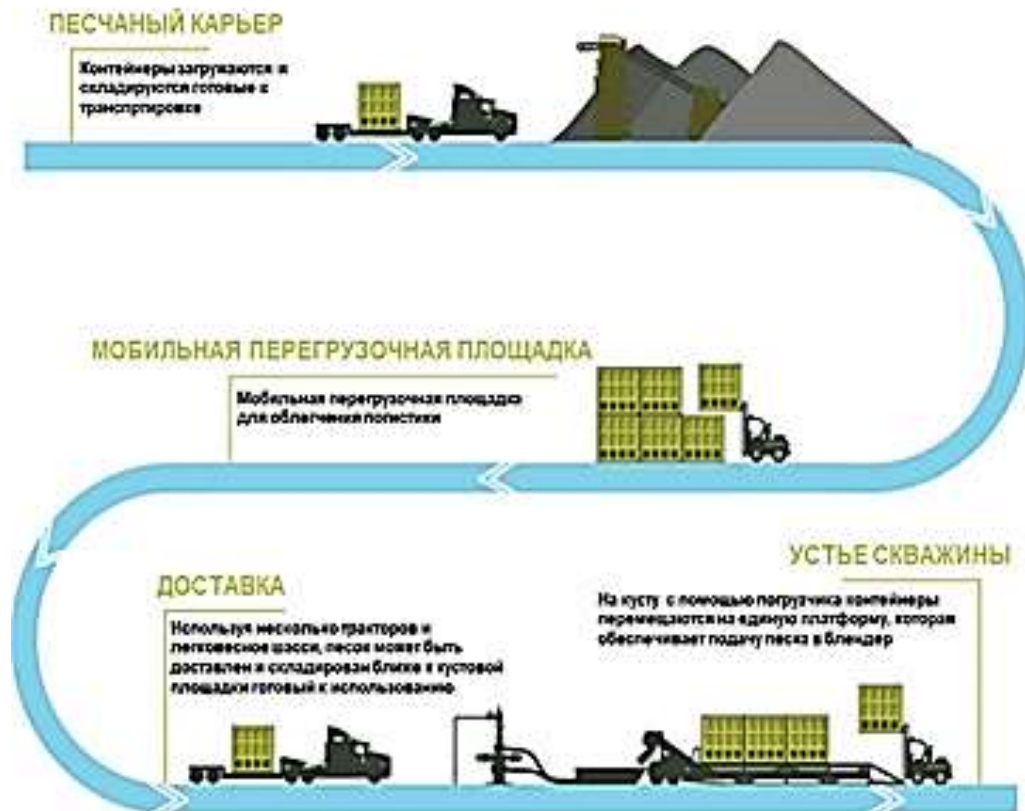


Рисунок 2.46 — Схема контейнерной доставки песка на куст скважин



Рисунок 2.47 — Контейнеры на кустовой площадке

Также стоит добавить, что процесс оптимизации логистики и затрат на транспортировку не стоит на месте. В последнее время появляется информация, что ряд нефтедобывающих Компаний США разрабатывают многокилометровую конвейерную ленточную систему (длиной несколько десятков км) для транспортировки песка в районы бурения скважин с целью оптимизации затрат.

Выводы по главе 2

1. В условиях, когда на мировых рынках происходит снижение рыночных цен на углеводороды, нефтегазодобывающие компании США, ведущие разработку сланцевых коллекторов, стремятся оптимизировать затраты для повышения рентабельности добычи, адаптируясь под существующие условия. Это заставляет искать альтернативные решения, дешёвые ресурсы и способы добычи, в результате чего кризис зачастую становится драйвером оптимизации технологий и повышения эффективности добычи нефти.

Представлен опыт подходов к проведению операций МГРП в США:

- оптимизация параметров обработки: увеличение объёмов жидкости и проппанта, расходов жидкости ГРП;
- изменение стратегии заканчивания скважин с проведением на них операций ГРП: увеличение длины ГС, количества стадий ГРП;
- повышение влияния технологий проведения операций ГРП и параметров заканчивания ГС на показатели добычи нефти;
- усиление основных направлений оптимизации затрат при проведении операций МГРП, заканчивании скважин.

2. Опыт проведения операций МГРП на сланцевых коллекторах позволит специалистам РФ минимизировать ошибки при проектировании ГРП на сланцевых пилотных объектах, к которым и относится баженовская свита.

3 ОЦЕНКА РАЗВИТИЯ СТИМУЛИРОВАННОГО ПЛАСТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОБРАБОТКИ

3.1 Понятие оптимального дизайна проведения операций гидравлического разрыва пласта для залежей баженовской свиты

Одной из целей работы являлась разработка оптимального дизайна ГРП для залежей БС. Под «оптимальным» дизайном подразумевается увеличение добычи нефти с минимальными издержками и максимальной чистой приведённой прибылью от разработки пласта. Для традиционных коллекторов и фиксированного объёма проппанта требуется определить оптимальные параметры трещины: полудлину, ширину, проводимость проппанта для максимальной добычи нефти скважиной после проведения на ней операции ГРП. Методология основана на максимизации индекса продуктивности для выбранного объёма закачиваемого проппанта для псевдоустановившегося режима притока и концепции безразмерного числа проппанта N_{prop} с последующей оценкой степени вскрытия пласта I_x и переходом к безразмерной проводимости трещины ГРП CFD.

Единая методология расчёта оптимальных параметров трещины приведена в работах [80–83]. Однако подходы, представленные для традиционных коллекторов, не позволяют оптимизировать дизайн проведения операций ГРП для залежей БС, вследствие их сверхнизкой проницаемости, наличия естественной трещиноватости, а также создания стимулированного объёма пласта.

Таким образом, для разработки оптимального дизайна ГРП БС требуется выяснение поведения трещины (или трещин — SRV) ГРП в зависимости от технологических параметров обработки (ТПО) и строения пласта. Создание планарных трещин, аналогичных типовому коллектору, для сверхнизкопроницаемых коллекторов влечёт за собой необходимость

увеличения полудлины и улучшения степени очистки трещины после проведения операций ГРП. Если варьирование ТПО легко осуществимо, то изменение параметров пласта невозможно. Соответственно необходимо подбирать ТПО, обеспечивающие максимальную площадь соприкосновения пласта с породой для увеличения добычи нефти, и далее по результатам многовариантных расчётов оценить оптимальный дизайн ГРП с учётом типовых значений геомеханических параметров давления смыкания, модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

С учетом опыта американских исследователей на Рисунке 2.16 представлена матрица развития сложной сети трещин ГРП в зависимости от геологических условий и ТПО. Совокупность характеристик — свойств пласта и выбор технологии обработки — определяет эффективность ГРП: геометрию стимулированного объёма и густоту техногенных трещин для создания искусственной проницаемости в пласте.

Согласно данным, приведённым на Рисунке 2.16, для образования SRV необходимы минимальная анизотропия напряжений пласта и высокая хрупкость пород. Для эффективной обработки пласта необходимо использовать жидкость с низкой вязкостью, обеспечить её высокий расход, использовать, по возможности, низкую концентрацию проппанта.

3.2 Постановка задачи для проведения многовариантных расчётов с целью поиска оптимального дизайна проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта

Проведение МГРП в условиях БС со сверхнизкой матричной проницаемостью, наличием естественной трещиноватости, неоднородного поля напряжений решает задачу инициации, развития и закрепления гидравлически связанной системы трещин за счёт взаимодействия техногенной трещины с естественной трещиноватостью и хрупкого разрушения пласта с образованием вторичной техногенной трещиноватости —

образования стимулированного объёма пласта, по которому происходит приток углеводородов к скважине [84]. Для развития SRV требуется соблюдение следующих условий проведения МГРП: большого объёма жидкости гидроразрыва, использования пропантов малых фракций, выполнения операций с высоким расходом жидкости, подачи пропанта в периодическом режиме. При наличии достаточно большого объёма данных, таких как: 1D геомеханическая модель (минимальный горизонтальный стресс, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент трещиностойкости), геолого-геомеханические свойства (ГГС) (трещиноватость и анизотропия пласта) и технологические параметры обработки (ТПО), варьирующиеся в широком диапазоне, а также при невозможности непосредственного наблюдения или измерения параметров трещины [85] целью исследований явилось моделирование прогнозной характеристики развития SRV при различных ГГС и ТПО. Сложность вертикального разреза в совокупности с естественной трещиноватостью и спецификой проведения операций МГРП существенно ограничивают применение традиционных коммерческих симуляторов и требуют разработки специализированного программного обеспечения (ПО), адаптированного к особенностям залежей баженовской свиты и других залежей с трудноизвлекаемыми запасами [86]. Моделирование МГРП проводилось на специализированном отечественном ПО «РОСТ МГРП», позволяющем проводить расчёты развития SRV — взаимодействия как техногенных, так и естественных трещин (Рисунки 3.1, 3.2) [87].

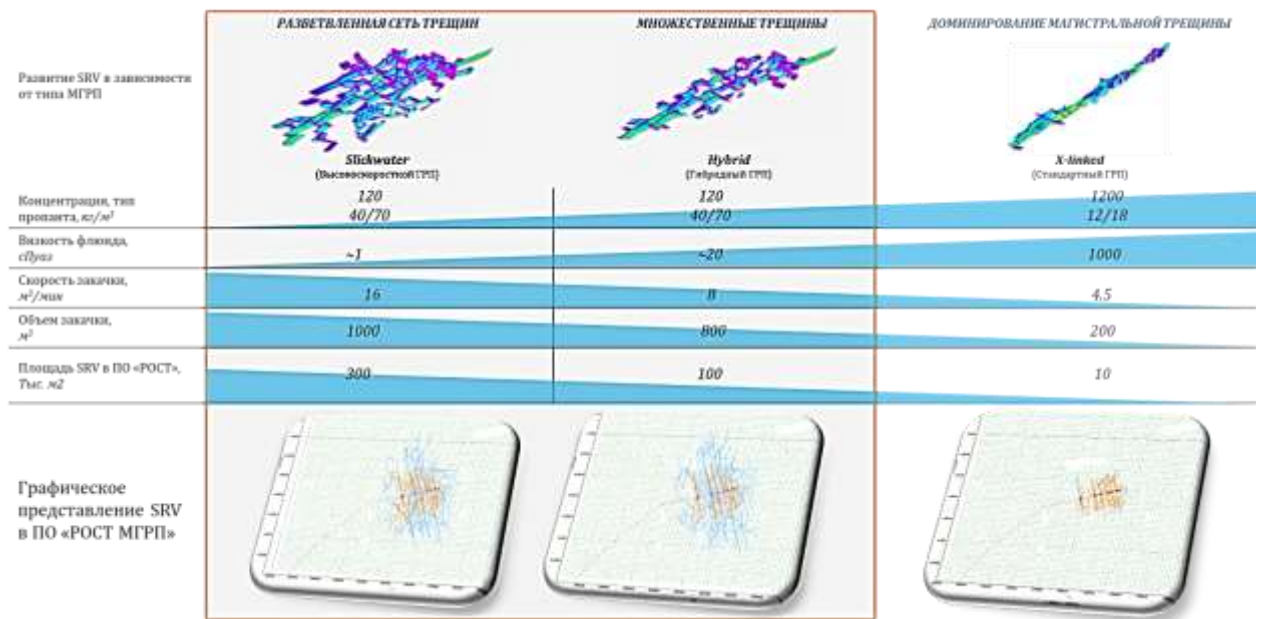


Рисунок 3.1 — Применение ПО «РОСТ МГРП» для оценки развития SRV в зависимости от ТПО

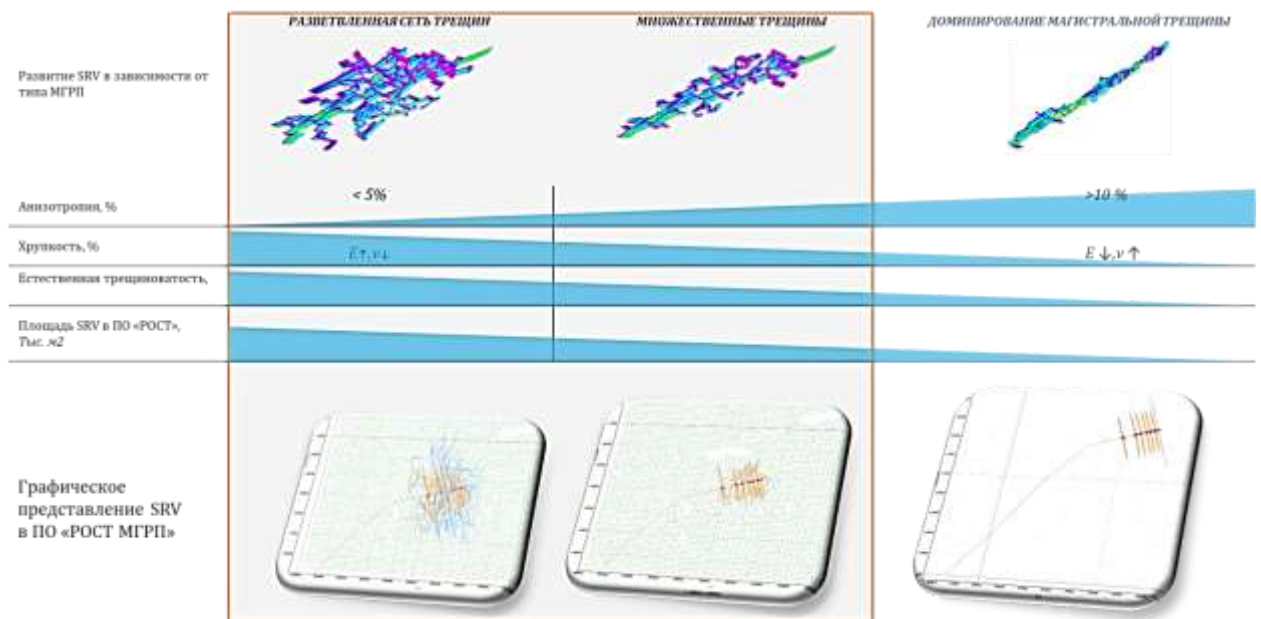


Рисунок 3.2 — Применение ПО «РОСТ МГРП» для оценки развития SRV в зависимости от ГМ и ГГС пласта

3.3 Начальные условия

Для проведения многовариантных расчётов принята реальная скважина, пробуренная на БС, скважина А, месторождения В, куста С. При подготовке к проведению операции ГРП подготовлена 1D геомеханическая модель, включающая в себя параметры минимального горизонтального стресса, коэффициент Пуассона, модуль Юнга (Рисунок 3.3).

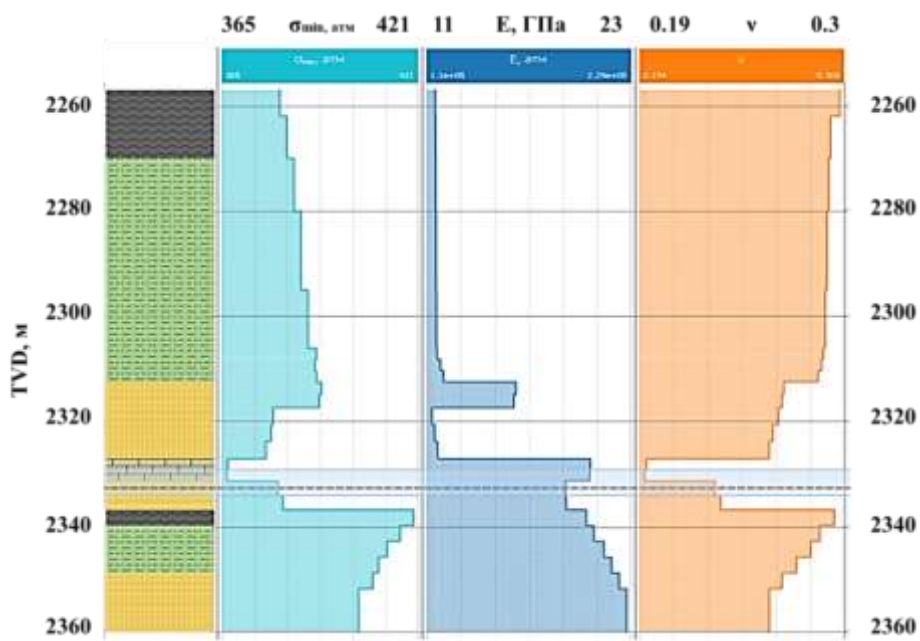
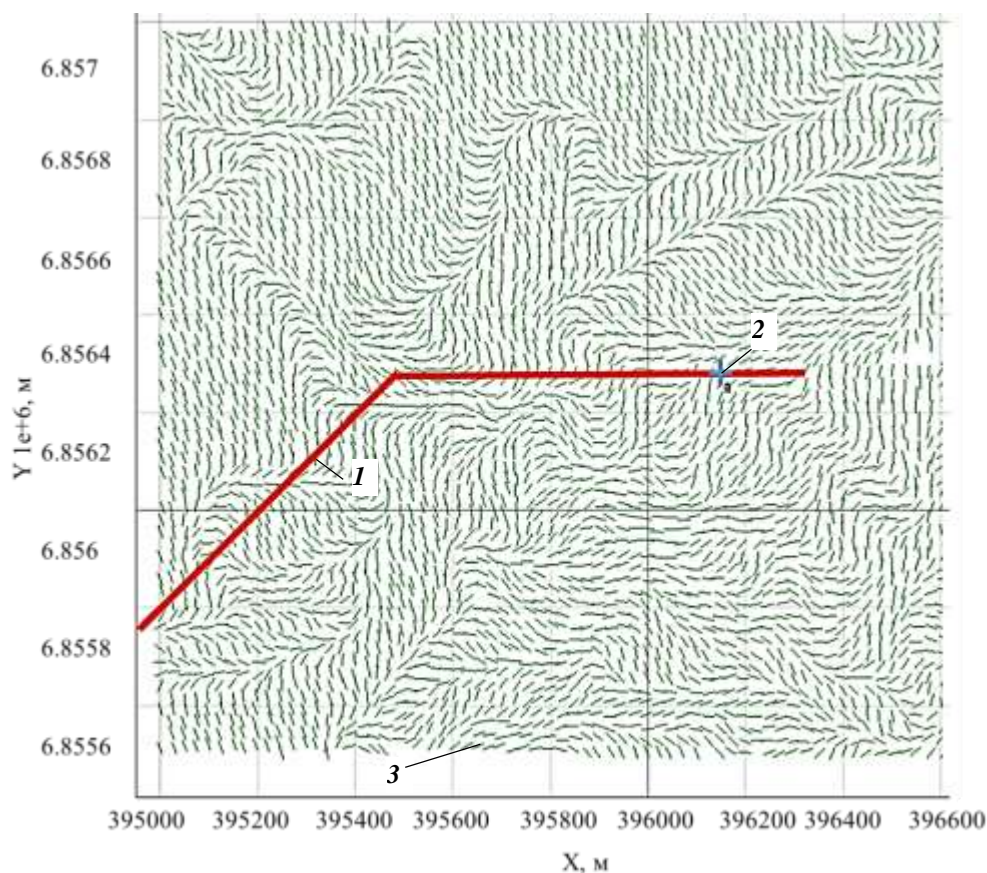


Рисунок 3.3 — 1D геомеханическая модель скважины А, месторождения В, куста С ($S_{h\ min}$ (минимальный горизонтальный стресс — 370 атм., модуль Юнга — 20,4 ГПа, коэф. Пуассона — 0,2)

С помощью палеорекострукции напряжений получена модель естественной трещиноватости в районе проводки скважины (Рисунок 3.4).



1 — расположение скважины; 2 — интервал перфорации;
3 — естественные трещины

Рисунок 3.4 — Модель естественной трещиноватости

1D геомеханическая модель имеет малую долю неопределённости, так как для её построения использовалось большое количество входных данных: керновые исследования, проведение расширенного комплекса ГИС, калибровка модели по данным мини-ГРП соседних скважин и пр. Неопределённость в моделировании вносит ГГС, а именно плотность естественных трещин, в связи с чем при проведении расчётов проводилось варьирование плотности естественной трещиноватости трех вариантов N_f/N_i :

1. 0,2; 2. 0,5; 3. 1;

где N_f — текущее количество естественных трещин; N_i — количество трещин, полученное по палеорекострукции напряжений.

3.4 Технологические параметры обработки при проведении операций гидравлического разрыва пласта

Для проведения многовариантных расчётов выбран базовый план обработки, используемый как в российской, так и в зарубежной практике при стимуляции сланцевых объектов (Рисунок 3.5).

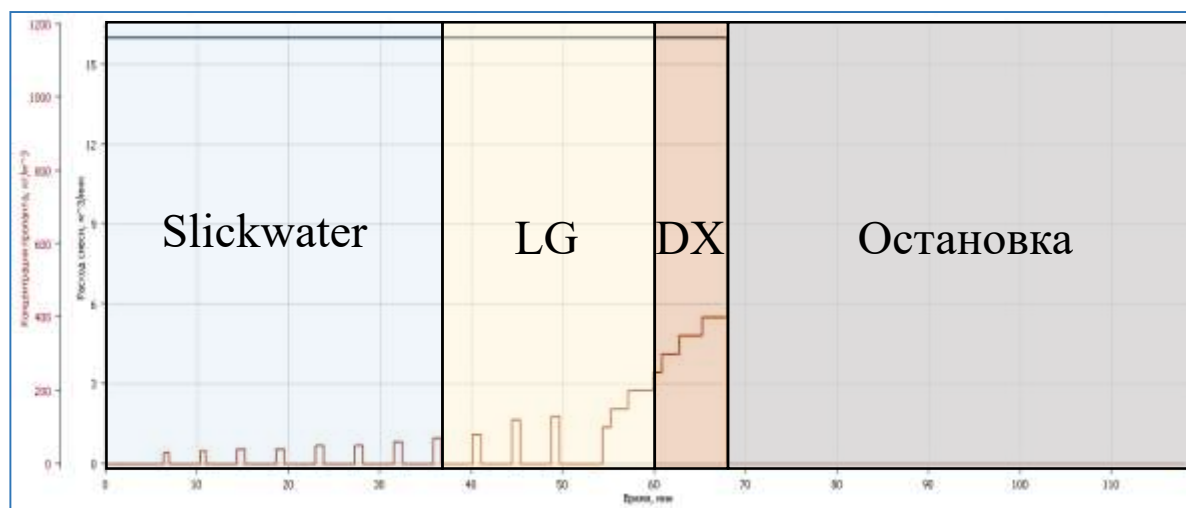


Рисунок 3.5 — Базовый план обработки ГРП

План обработки предусматривает расход жидкости разрыва — 12 м³/мин, наличие пропантных пачек, а также смену рабочих жидкостей Slickwater — LG (линейный гель) — DX (сшитый гель). Общий объём используемой жидкости — 1100 м³, масса пропанта 70 т, фракции пропанта 40/70, 30/50.

3.5 Условия проведения расчётов

Разработка прогнозной характеристики подразумевала разработку матрицы с общим количеством расчётов $3^6 = 729$, где основание — значения вязкости жидкости, а показатель — варьирование ТПО и ГГС (Рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 — Разработка матрицы расчётов

Ввиду необходимости большой вычислительной мощности для проведения обязательных расчётов, а также их большого количества, расчёты поочередно проводили при изменении лишь одного параметра (расхода, объёма, массы пропанта, его фракции, плотности, естественной трещиноватости) для трёх различных реологий жидкости (маловязкая, линейная, сшитая).

Результаты расчетов для построения характеристики развития SRV оценивались по квадратичному коэффициенту детерминированности (R^2) с последующим построением линии тренда, использование которой для данных ГГС позволит определить степень влияния ТПО на развитие SRV.

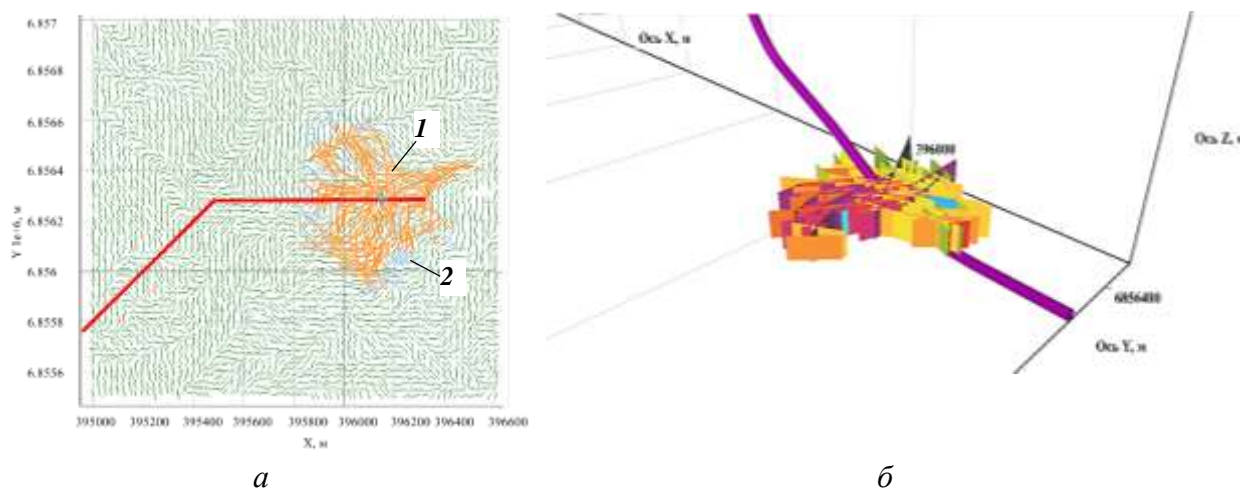
Параметры жидкости (вязкость) и пропанта (плотность, диаметр частиц) взяты из лабораторных отчётов подрядчиков, производящих операции ГРП (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 — Варианты варьируемых ТПО и ГГС

Тип жидкости	Slickwater	LG 30	DX30
Расход, м ³ /мин	4	8	12
Объём, м ³	700	1100	1600
Масса пропанта, т	40	70	120
Фракция пропанта	16/20	40/70	100Mesh
Плотность N_f/N_i	0,2	0,5	1

Одна из главных задач заключалась в определении первоначального численного параметра площади SRV, исходя из которой будет получено тождество распределения. Было принято эмпирическое значение характеристики развития SRV, равное 60 %, для базового плана обработки с учётом данных ГГС и 1D геомеханической модели.

Площадь SRV данного примера представлена на Рисунке 3.7 и составляет 204869 м².



a — вид сверху; *б* — 3D визуализация (*1* — закрепленные трещины, *2* — гидравлические)

Рисунок 3.7 — Развитие SRV для базового плана обработки:

3.6 Результаты проведённых расчётов

Результаты проведённых расчётов приведены в Таблице 3.2.

Согласно представленным в Таблице 3.2 данным, при уменьшении вязкости используемого флюида происходит увеличение площади SRV за счёт большей способности жидкости ГПП инициировать естественные трещины, что подтверждается результатами теоретических исследований [88].

Таблица 3.2 — Характеристики развития SRV в зависимости от ТПО и ГГС

Тип жидкости	Slickwater	LG 30	DX30
		60	35,1
Вязкость, сП	1	40	600
Расход, м ³ /мин	4	8	12
Тип жидкости, %:			
SW	37	38	60
LG	31	40	38
DX	7	12	9
Объём, м ³	700	1100	1600
Тип жидкости, %:			
SW	36	60	84
LG	33	38	58
DX	7	9	13
Масса пропанта, т	40	70	120
Тип жидкости, %:			
SW	28	60	64
LG	33	35	43
DX	8,8	8,9	8,9
Фракция пропанта	16/20	40/70	100Mesh
Тип жидкости, %:			
SW	5	60	72
LG	15	35	50
DX	7,8	8,8	8,9
Плотность N_f/N_i	0,2	0,5	1
Тип жидкости, %:			
SW	31	36	60
LG	12	23	35,1
DX	3,5	8,6	8,8

Так, на Рисунках 3.8 и 3.9 показано изменение развития SRV для различных нагрузок гелланта для линейного и сшитого геля — где «20», «30» и «40» загрузки гелланта в фунт/галл (или 2,4–3,6–4,8 кг/м³).

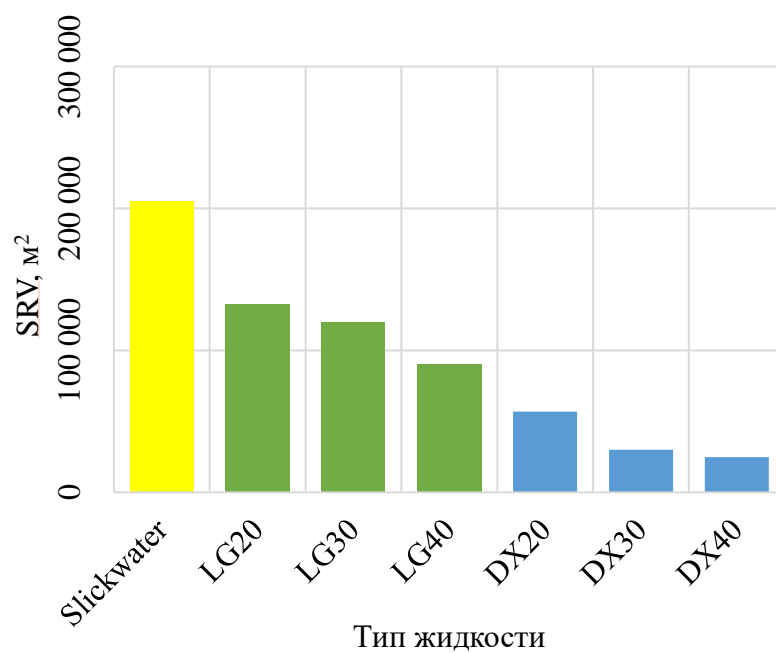


Рисунок 3.8 — Зависимость SRV от типа используемой жидкости

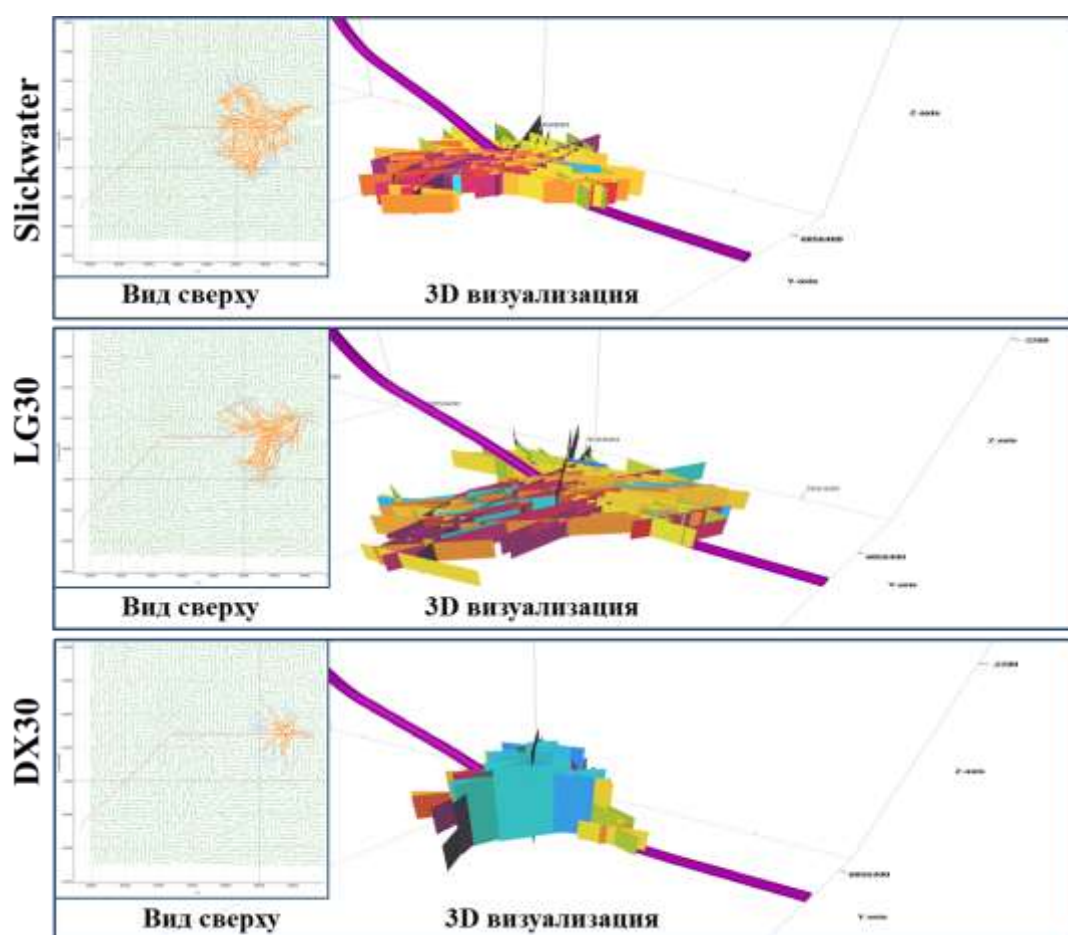
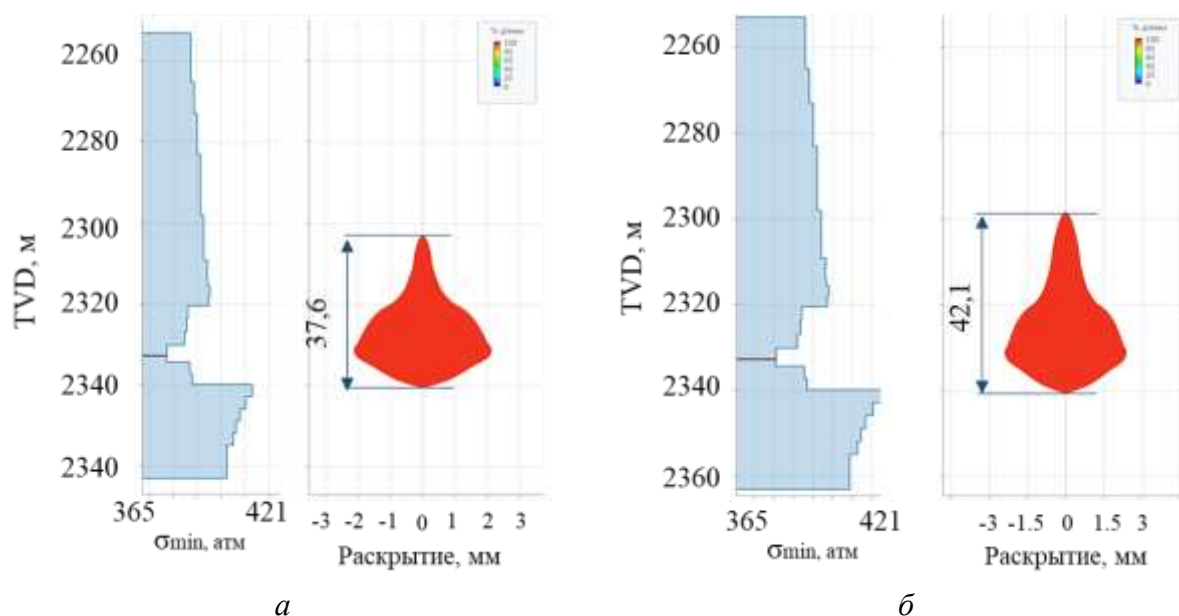


Рисунок 3.9 — Визуальное отображение зависимости SRV от типа используемой жидкости [89]

При изменении расхода жидкости ГПП площадь SRV зависит от типа используемой жидкости. Так, на маловязкой жидкости и линейном геле происходит увеличение площади SRV за счёт большего эффективного давления в трещине ГПП (создаваемого при увеличении расхода). Однако при увеличении расхода на линейном геле свыше 8 м³/мин происходит рост трещины ГПП по высоте (Рисунок 3.10), в связи с чем площадь SRV уменьшается. При использовании сшитого геля в случае превышения расхода 8 м³/мин происходит снижение SRV за счёт прорыва трещины ГПП в нецелевые объекты вследствие высокой вязкости флюида. Аналогичная картина имеет место и при использовании маловязкой жидкости — при превышении расхода 12 м³/мин значение SRV снижается в результате избыточного роста трещины ГПП в высоту (Рисунок 3.11).



a — 8; *б* — 12

Рисунок 3.10 — Геометрия трещины при использовании линейного геля с расходом, м³/мин

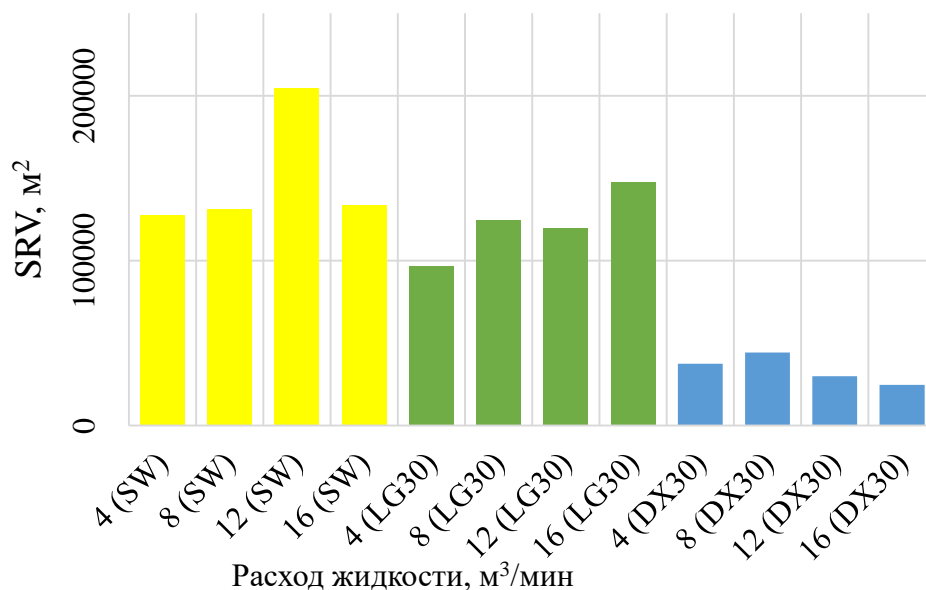


Рисунок 3.11 — Зависимость SRV от типа используемой жидкости и расхода

При увеличении объёма используемой жидкости площадь SRV, в независимости от типа используемой жидкости, возрастает. Следует отметить, что при использовании высоковязкой жидкости даже значительные объёмы не позволяют существенно увеличить площадь SRV, маловязкие же жидкости при снижении объёма имеют значительно меньшую площадь SRV (Рисунки 3.12, 3.13).

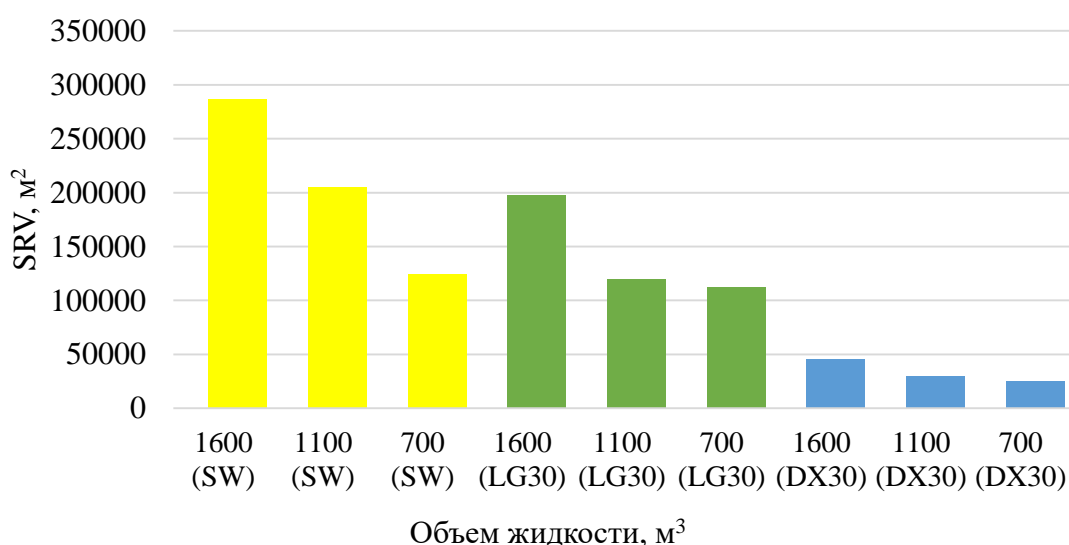


Рисунок 3.12 — Зависимость SRV от типа используемой жидкости и её объёма

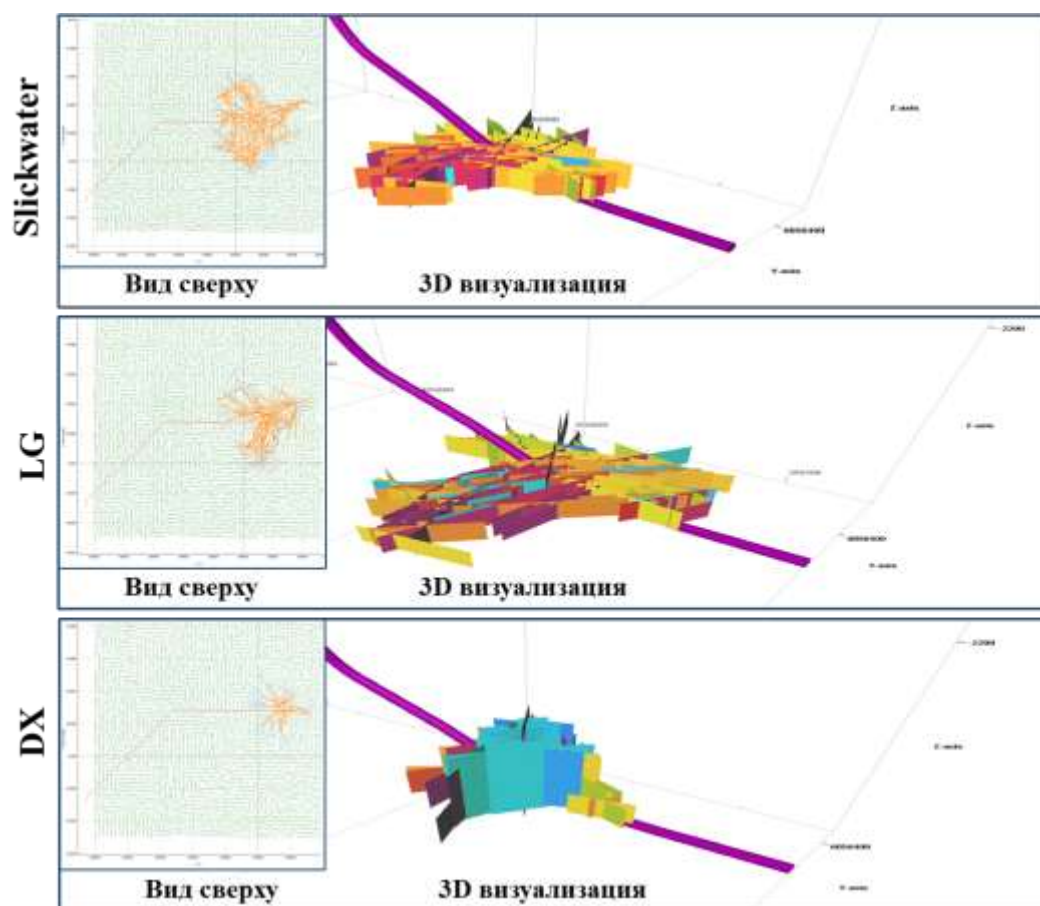


Рисунок 3.13 — Визуальное отображение зависимости SRV от типа используемой жидкости и объёма

В случае увеличения массы пропанта при проведении операций ГПП на маловязкой жидкости происходит значительное приращение SRV, так как маловязкая жидкость активно инициирует естественные трещины, особенно при увеличении массы пропанта от 40 до 70 т. Однако увеличение массы пропанта от 70 до 120 т не приводит к значительному увеличению SRV вследствие одинакового количества используемой жидкости (Рисунок 3.14). Таким образом, для определённого объёма используемой жидкости с определёнными ГГС масса пропанта имеет некоторое «пороговое» значение (FOI — fold of increase для традиционных коллекторов), при увеличении которого прирост SRV малозначителен. Аналогичная зависимость наблюдается и при использовании линейного геля. При проведении операции ГПП на сшитом геле прироста по SRV нет, так как сшитый гель не инициирует

естественные трещины — создаётся планарная трещина с различной концентрацией пропанта.

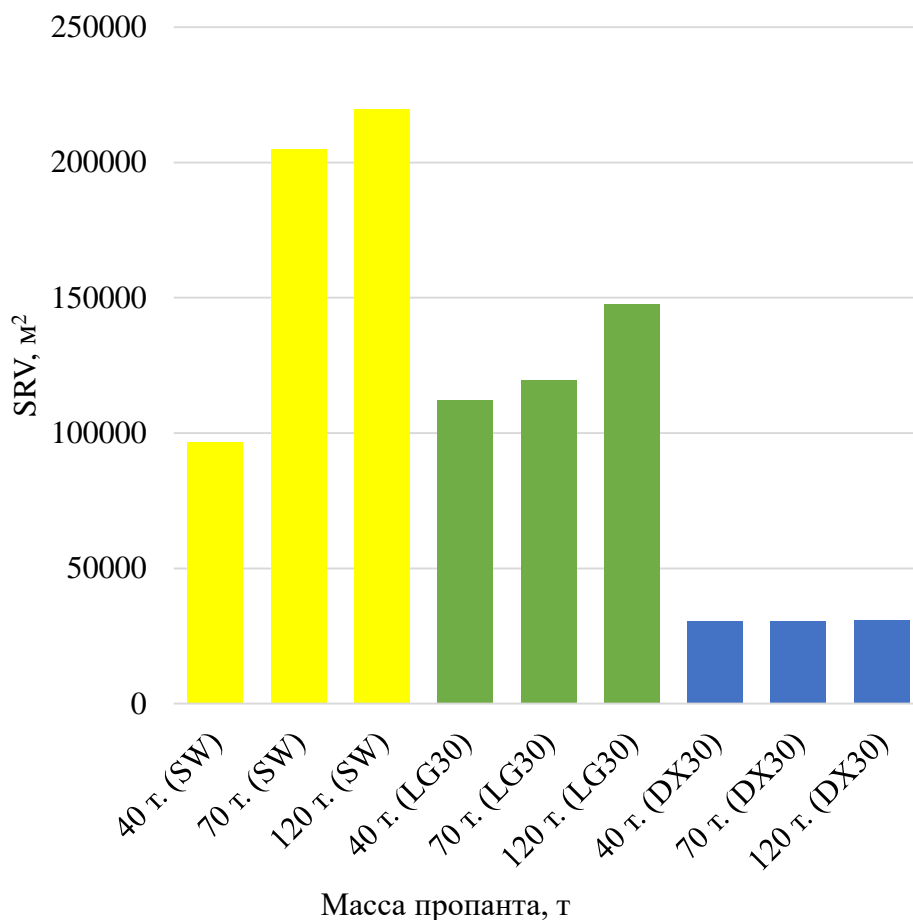


Рисунок 3.14 — Зависимость SRV от типа используемой жидкости и массы пропанта

Использование пропанта 100 меш (кварцевый песок) позволяет сформировать большую SRV за счёт высокой степени переноса пропанта в глубь по системе трещин в результате меньшей массы и диаметра частиц (Рисунки 3.15, 3.16).

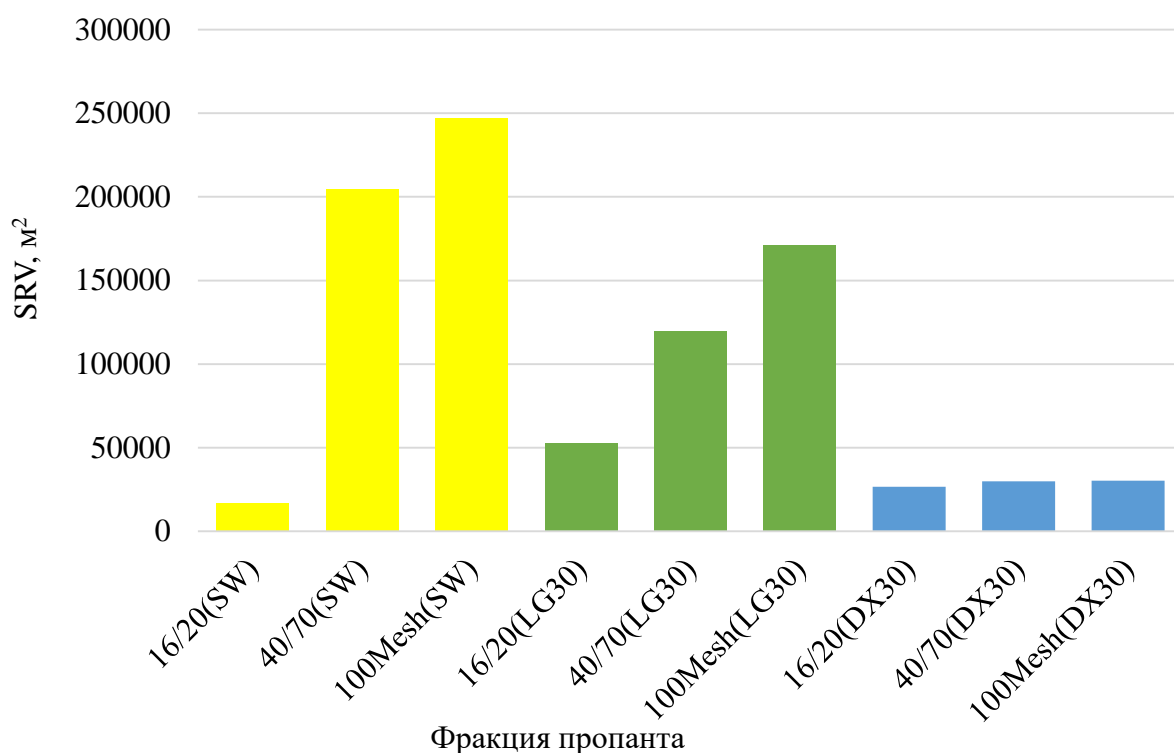


Рисунок 3.15 — Зависимость SRV от типа используемой жидкости и фракции пропантa

Результаты расчётов свидетельствуют о том, что при использовании пропантa большого диаметра 16/20 ограничивается развитие SRV на SW по причине невозможности размещать пропант (с большим диаметром частиц) в естественных трещинах малой ширины. Помимо того, к ограничениям в использовании пропантa крупной фракции относится низкая степень его переноса по системе трещин за счёт высокой составляющей силы тяжести и лобового сопротивления. В связи с этим использование пропантa большой фракции целесообразно на последних пропантных стадиях для создания трещины ГРП высокой проводимости в районе ПЗП. Чувствительность SRV при использовании сшитого геля и пропантa любой фракции не изменяется, вследствие создания практически планарной трещины.

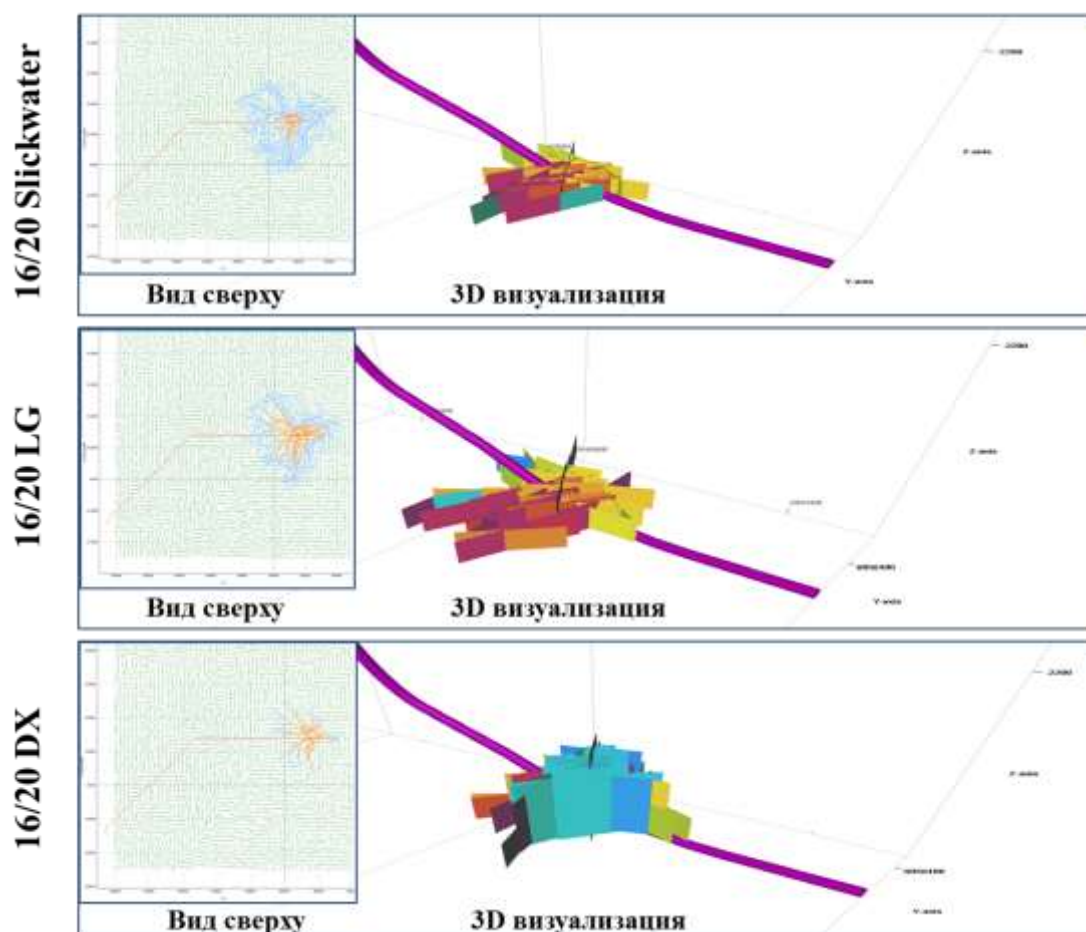


Рисунок 3.16 — Визуальное отображение зависимость SRV от типа используемой жидкости и фракции проппанта

Что касается варьирования плотности естественной трещиноватости, то на маловязкой жидкости приращение SRV незначительно при малом количестве естественных трещин. При использовании линейного геля имеет место линейный тренд роста SRV, так как большее количество естественных трещин создаёт большее количество вероятностей инициации естественной трещиноватости. При использовании сшитого геля прирост SRV не значителен, так как раскрытия естественных трещин практически не происходит — рост доминирующей магистральной трещины ГПП (Рисунки 3.17, 3.18).

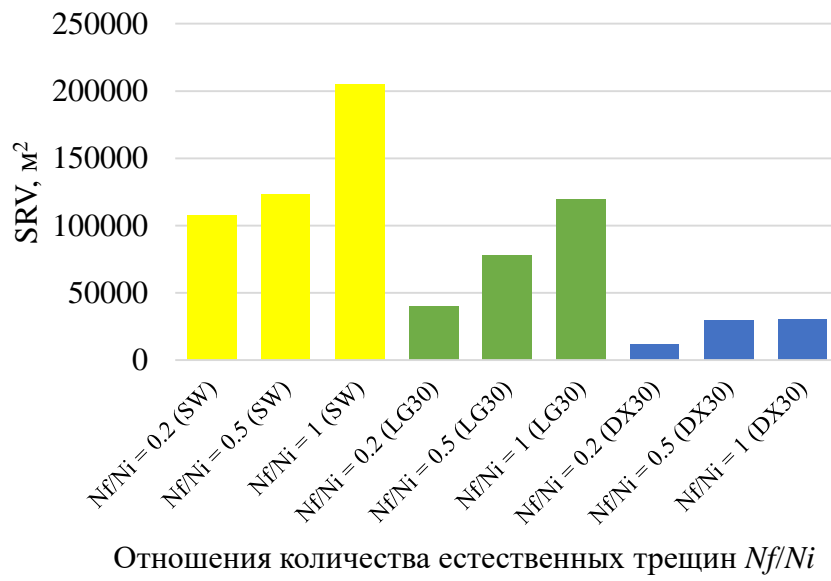


Рисунок 3.17 — Зависимость SRV от типа используемой жидкости и плотности естественной трещиноватости

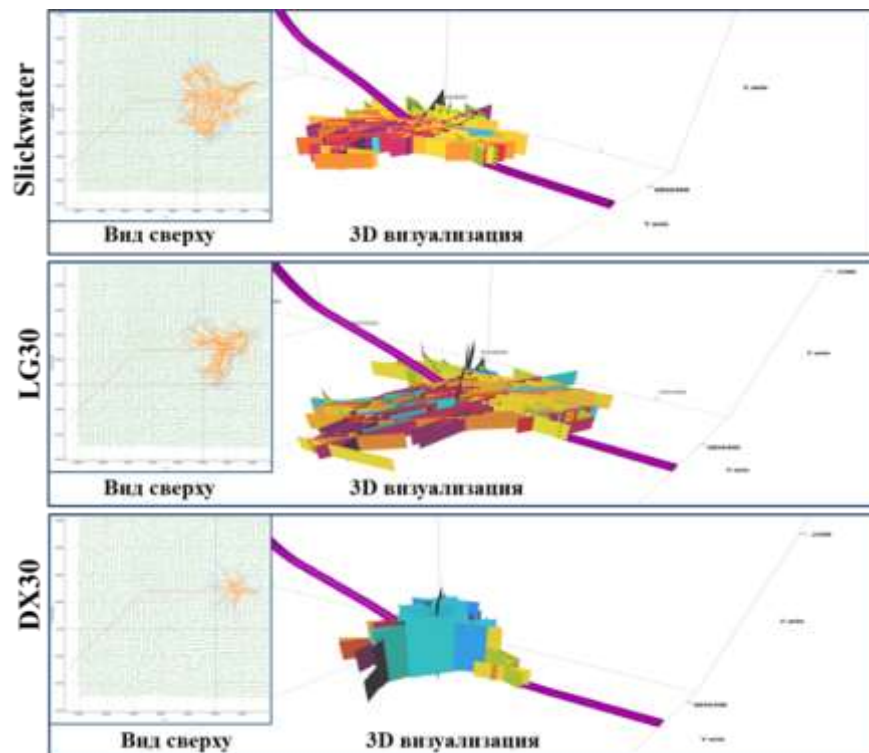


Рисунок 3.18 — Визуальное отображение зависимости SRV от типа используемой жидкости и плотности естественной трещиноватости

Для использования данных, полученных в результате проведённых расчётов и представленных в Таблице 3.2, необходимо пройти в определённой последовательности несколько этапов и заполнить Таблицу 3.3: определить тип применяемой жидкости—выбрать её расход—выбрать её объём—массу пропанта—фракцию пропанта—количество естественных трещин.

Предполагая, что каждый из параметров обработки, а также ГГС вносит одинаковый вклад в развитие SRV, полагали, что эффективность плана ГРП есть среднее арифметическое вероятностей каждого из параметров.

Таблица 3.3 — Заполняемая таблица

Распределение	Вязкость, сП	Расход, м ³ /мин	Объём, м ³	Масса пропанта, т	Фракция пропанта	Плотность N_f/N_i
	1	2	3	4	5	6
По параметрам, %	40	38	58	33	15	36
Общее, %	$\sum_{i=1}^{n=6} \frac{n_i}{n} = \frac{40 + 38 + 58 + 33 + 15 + 36}{6} = 36,5$					

Были исследованы все возможные комбинации ТПО и ГГС, где каждой вероятности соответствует свой дизайн ГРП (Таблица 3.4).

Базовый план обработки имеет код дизайна «1-6-8-11-14-18», который включает столбец ТПО и ГГС и расшифровывается с помощью Таблицы 3.4, как «1» — тип жидкости (SW); «6» — расход (12 м³/мин); «8» — объём (1100 м³); «11» — масса пропанта (70 т); «14» — фракция пропанта (40/70); «18» — плотность естественных трещин (1)». На Рисунке 3.19 приведена прогнозная характеристика развития SRV в зависимости от ТПО и ГГС.

Таблица 3.4 — Составление кода дизайна в зависимости от ТПО и ГГС

Тип жидкости		SW	LG	DX
Код		1	2	3
Расход	4	4	4	4
	8	5	5	5
	12	6	6	6
Объем	700	7	7	7
	1100	8	8	8
	1600	9	9	9
Масса пропанта	40	10	10	10
	70	11	11	11
	120	12	12	12
Фракция пропанта	16/20	13	13	13
	40/70	14	14	14
	100	15	15	15
Плотность N_f/N_i	0,2	16	16	16
	0,5	17	17	17
	1	18	18	18

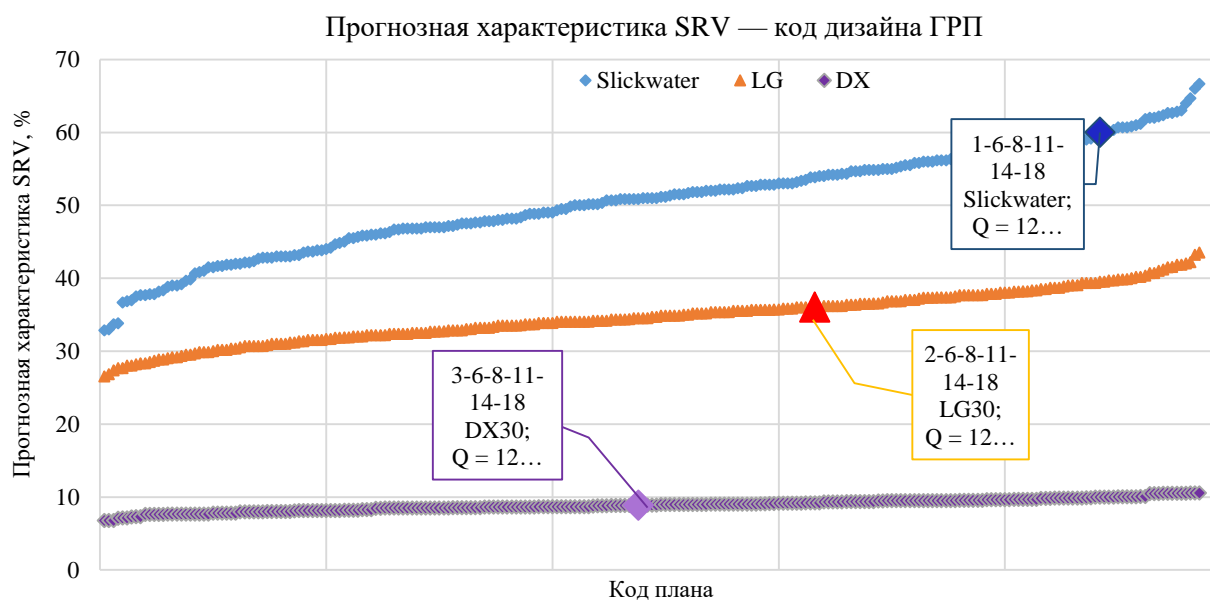


Рисунок 3.19 — Прогнозная характеристика развития SRV в зависимости от ТПО и ГГС

Выводы по главе 3

1. Представлены результаты проведения операций МГПП для создания высокоразветвлённой сетитрещин (SRV), рассмотрены геомеханические условия применения модели SRV, в частности установлено, что для образования SRV необходимы минимальная анизотропия напряжений пласта и высокая хрупкость пород. Представлен план проведения операций гидроразрыва пласта на месторождениях баженовской свиты.

2. Приведены результаты моделирования прогнозной характеристики развития SRV (матрицы применимости) при различных ГГС и ТПО. Моделирование МГПП проводилось на специализированном отечественном ПО «РОСТ МГПП», позволяющем проводить расчёты развития SRV — взаимодействия как техногенных, так и естественных трещин. На основе входных геомеханических данных составлена зависимость применимости модели SRV в зависимости от геомеханических показателей, используемых на этапе подготовки дизайна проведения операций ГПП.

3. Показано, что при уменьшении вязкости используемого флюида происходит увеличение площади SRV за счёт большей способности жидкости ГПП инициировать естественные трещины. При изменении расхода жидкости ГПП определение площади SRV зависит от типа используемой жидкости. Так, при использовании маловязкой жидкости и линейного геля происходит увеличение площади SRV за счёт большего эффективного давления в трещине ГПП, однако при увеличении расхода маловязкой жидкости свыше 12 м³/мин (линейного геля свыше 8 м³/мин) происходит рост трещины ГПП по высоте, в связи с чем площадь SRV уменьшается.

4. Приведены результаты модельных расчётов с варьированием объёма закачиваемой жидкости ГПП. Установлено, что при увеличении объёма используемой жидкости площадь SRV, независимо от типа используемой жидкости, возрастает, причём при использовании высоковязкой жидкости даже её значительные объёмы не позволяют существенно увеличить площадь

SRV, использование маловязких жидкостей при снижении объёма значительно уменьшается площадь SRV.

5. Установлено, что на залежах БС использование проппанта большого диаметра (16/20) ограничивает развитие SRV на SW вследствие невозможности размещать проппант (с большим диаметром частиц) в естественных трещинах ГРП малой ширины.

6. Показано, что использование проппанта 100 меш позволяет сформировать бóльшую SRV за счёт высокой степени переноса проппанта в глубь по системе трещин в результате его меньшей массы и диаметра частиц. В связи с этим использование проппанта большой фракции целесообразно на заключительных стадиях проведения операций ГРП для создания трещин высокой проводимости в районе ПЗП.

7. Показано, что чувствительность SRV при использовании сшитого геля и проппанта любой фракции не изменяется вследствие создания практически планарной трещины ГРП.

4 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Как показано в главе 1, масштабная разработка трудноизвлекаемых запасов РФ — низкопроницаемых трещиноватых коллекторов — начата относительно недавно, и в настоящее время находится на стадии проведения опытно-промышленных работ (ОПР). Следует отметить, что результаты проведения ОПР не показали достижения прогнозных дебитов скважин после проведённых обработок, в связи с чем необходим комплексный подход, учитывающий аспекты геолого-геомеханического строения пластов и технологических параметров воздействия.

В настоящее время разработка залежей БС осуществляется с применением технологии МГРП в ГС. Сложность строения залежей БС и высокая неоднородность свойств по разрезу и в пределах площадей лицензионных участков не позволяют выработать универсальный подход к реализации технологий, обеспечивающих рентабельную добычу нефти. Это обусловлено и малым числом успешно эксплуатируемых ГС с МГРП, не позволяющим собрать достаточный объём статистической информации о результатах проведения операций ГРП для его учёта при планировании их проведения в дальнейшем.

4.1 Подготовка плана проведения многостадийного гидроразрыва пласта для увеличения дебита скважин

В настоящее время одним из основных подходов к разработке таких нетрадиционных объектов, как БС, является создание «искусственного коллектора» или стимулированного объёма пласта (SRV), представляющего собой разветвлённую сеть трещин, позволяющую дренировать значительную

часть пласта. В главе 3 показано развитие стимулированного объёма пласта в зависимости от ГГС и ТПО.

В данной главе представлен комплексный подход к проектированию, моделированию и проведению операций ГРП в условиях низкопроницаемого трещиноватого коллектора БС, учитывающий как геолого-геомеханические особенности объекта, так и технологические параметры проведения операций МГРП. В результате, с учётом данных по распространению SRV, разработан и внедрён оптимальный план проведения операций МГРП, позволивший увеличить начальный дебит нефти и её накопленную добычу в сравнении с аналогичными, ранее пробуренными скважинами.

4.2 Подготовка геомеханической модели

Залежам БС свойственно наличие локальных дизъюнктивных нарушений, естественная трещиноватость, а также неоднородное напряжённо-деформированное состояние. Для качественного моделирования МГРП на ГС с учётом формирования разветвлённой сети трещин необходимо построить геолого-геомеханическую 3D модель пласта, провести оценку дизъюнктивных нарушений, построить модель естественной трещиноватости в районе проектируемой скважины, а также 1D геомеханическую модель пласта для точек инициации трещин — стадий МГРП.

1D геомеханическая модель, разрабатываемая для каждой стадии МГРП, представляет собой вертикальный разрез целевого и перекрывающих пластов с определением основных геомеханических параметров: модуля Юнга, коэффициента Пуассона, минимального горизонтального напряжения и других геомеханических свойств (Рисунок 3.3).

Результатом выполненного в коммерческом ПО расчёта инверсионной модели напряжений являются карты плотности, угла падения и простирания трещин каждого типа: сдвига, растяжения, сжатия. При помощи ПК «РОСТ МГРП» осуществляется построение двумерной DFN (Discrete Fracture

Network) модели для трещин каждого типа в каждой расчётной ячейке области моделирования. Количество трещин в ячейке нормируется по минимальному и максимальному значению плотности их распределения, полученной в результате расчёта инверсионной модели напряжений. Итогом построения DFN модели естественной трещиноватости является карта трещин ГРП с заданными в ней координатами каждой трещины и азимутом её простирания (Рисунок 3.4).

Другим результатом построения 3D геолого-геомеханической модели пласта является карта поля напряжений моделируемого участка, представляющая собой значения минимального и максимального горизонтальных напряжений (учёт анизотропии) и значения азимута максимального напряжения (азимут преимущественного распространения трещин ГРП) в каждой расчётной ячейке области моделирования. На Рисунке 4.1 приведена схема неоднородного поля напряжений пласта [89].

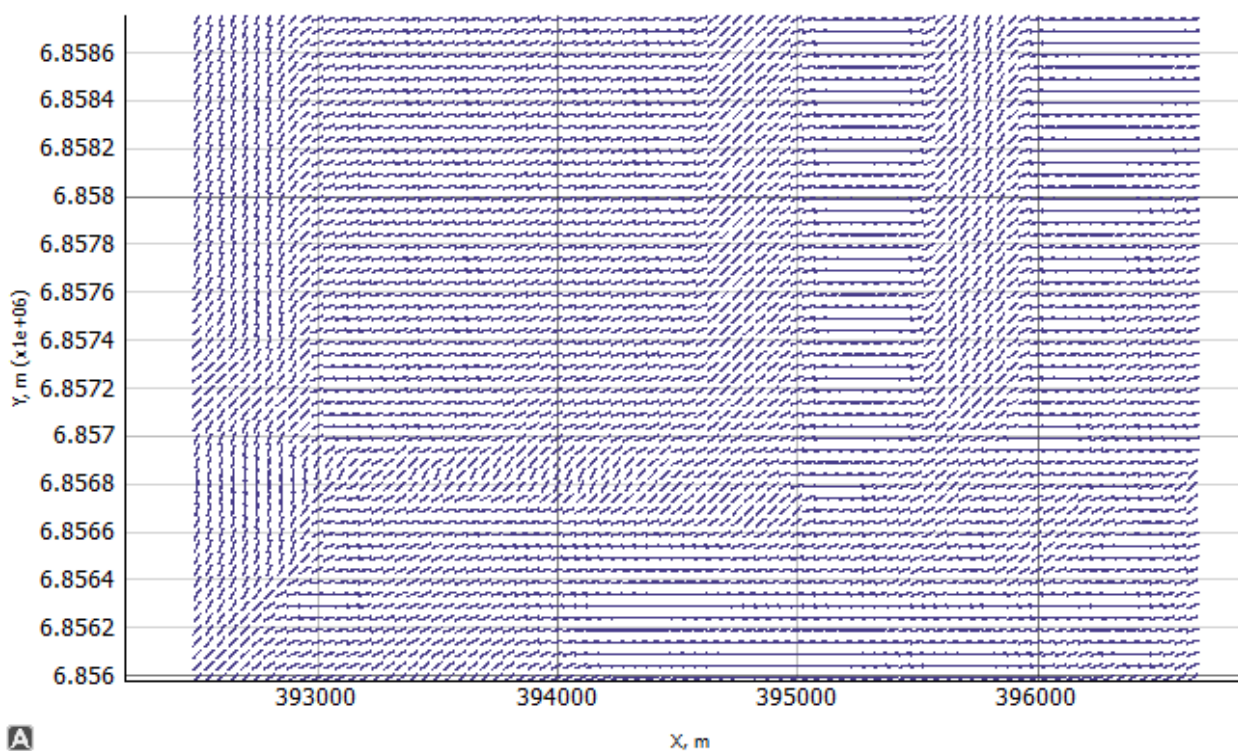


Рисунок 4.1 — Неоднородное поле напряжений

4.3 Подготовка плана проведения операции гидравлического разрыва пласта

По результатам ретроспективного анализа выделены два основных плана проведения операций ГРП на скважинах БС: дизайны ГРП на гибридной системе жидкости [90] и на сшитом геле. На опытно-промышленном участке месторождения X пробурены скважины, вскрывающие продуктивные интервалы БС, на которых реализованы типовые планы обработки, их основные показатели представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 — Сводка по проведённым работам на месторождении X

№ скважины	1	2	3	4
Пачка	II	II	IV	IV
Количество стадий	7	6	7	7
План обработки	Дизайн на сшитом геле	Гибридный дизайн		
Средний расход на стадию, м ³ /мин	5,5	6	6	6
Средний объём жидкости на стадию, м ³	450	1300	700	1300
Средняя масса проппанта на стадию, т	80	65	70	66
Фракция проппанта	40/70, 30/50	40/70, 30/50	40/70, 30/50	40/70, 30/50

На скважине № 1, являющейся скважиной с забуриванием бокового ствола (ЗБС), был проведён 7-стадийный МГРП по типовому плану обработки на сшитом геле, с расходом 5,5 м³/мин. Типовой план обработки на сшитом геле включает в себя проведение операции ГРП исключительно на высоковязком геле с постоянным набором концентрации проппанта.

Гидроразрыв пласта на сшитом геле имеет ряд преимуществ:

— возможность использования проппанта крупных фракций;

- высокая конечная концентрация проппанта;
- отсутствие проблемы оседания проппанта в зоне ПЗП;
- достаточная ширина трещины ГРП для переноса проппанта.

Однако, помимо преимуществ, существуют и недостатки, в частности возможный рост трещины по высоте (в зависимости от особенностей профиля механических свойств), что повышает вероятность вскрытия нецелевых интервалов.

Данный подход является стандартным для мощных и проницаемых пластов, что является полной противоположностью пластам баженовской свиты. Закачиваемый в пласт под высоким давлением сшитый гель после размещения проппанта под действием деструктора образует в трещине трудноудаляемый осадок, снижая проводимость трещины ГРП.

Основным ограничением применения дизайна ГРП на сшитом геле на пластах баженовской свиты является отсутствие формирования стимулированного объёма пласта. Формирование малоразветвленной сети трещин или же, преимущественно, формирование планарных трещин происходит, прежде всего, из-за высокой вязкости жидкости, в результате чего чаще всего реализуется сценарий пересечения гидравлической трещины ГРП и естественной трещины без её раскрытия и последующего закрепления [88]. Такой подход может применяться для приобщения структурных нарушений. Также проведение стандартного ГРП на сшитом геле предполагает использование меньших объёмов жидкости, что является причиной меньшей гидравлической полудлины создаваемых трещин, в результате чего снижается вероятность пересечения естественной трещины.

Гибридный план обработки предполагает применение различных типов жидкости в ходе одной операции ГРП. Использование большого объёма низковязкой жидкости способствует удлинению техногенных трещин и более активному формированию разветвлённой сети трещин (Рисунок 3.4). Для закрепления созданных гидравлических трещин проппантом используется большое количество проппантных пачек. Однако при проведении данного

типа ГРП закачивается большое количество жидкости, что приводит к проблемам:

- появление гидродинамически несвязанных участков сети трещин;
- наполнение трещин проппантом малой концентрации, что в процессе эксплуатации скважины снижает ширину и проводимость трещины до нулевых значений;
- разрушение и вдавливание проппанта в стенки трещины вследствие его малой концентрации.

На Рисунке 4.2 приведён типовой гибридный план проведения операций ГРП для скважин № 2–4.

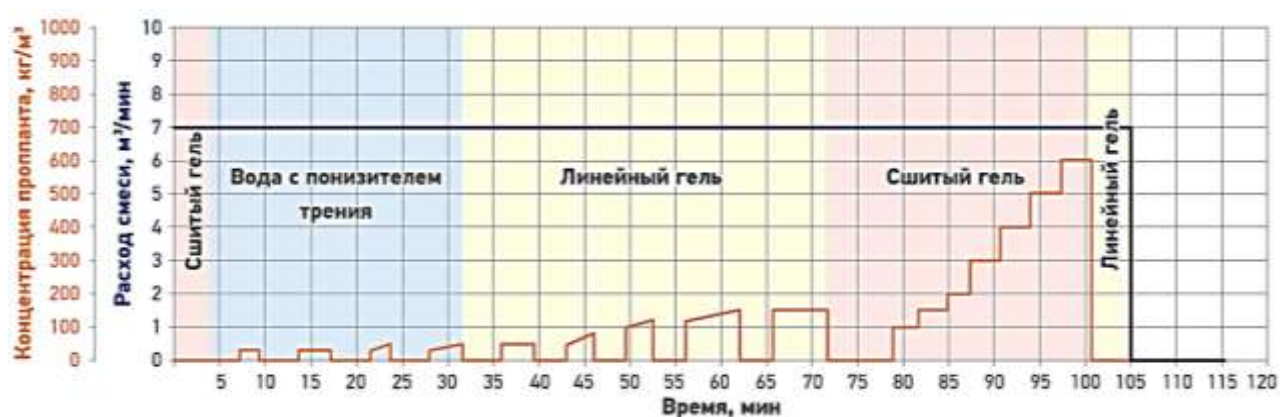
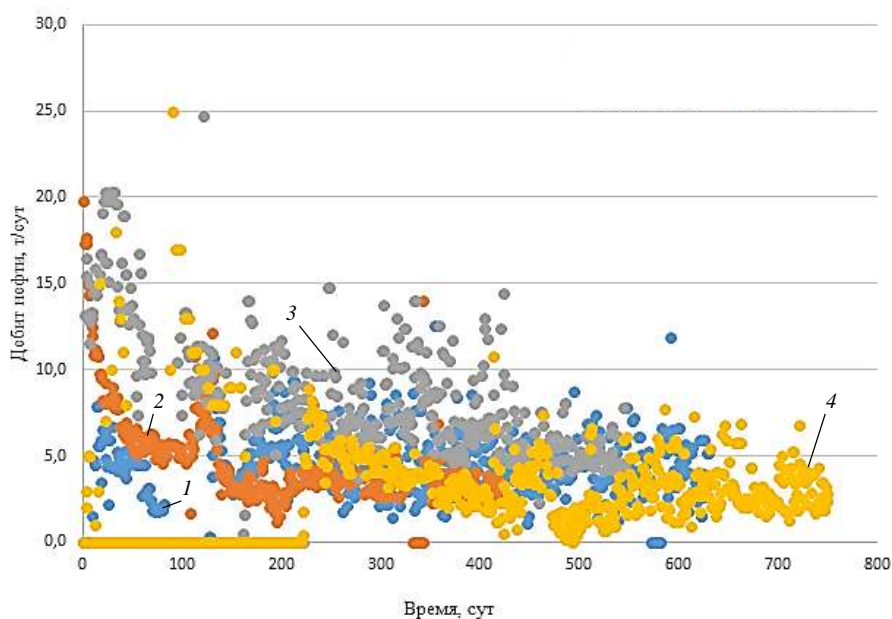


Рисунок 4.2 — Типовой гибридный план проведения операций гидравлического разрыва пласта для скважин № 2–4

Проанализировав значения начальных дебитов скважин, а также тренд их падения, выявлено (Рисунок 4.3), что скважины № 1 и 4 имеют схожий начальный дебит и накопленную добычу нефти. Скважина № 4 показала лучший начальный дебит, но в процессе отбора жидкости происходило его быстрое падение. Одной из причин этого является потеря части SRV из-за смыкания незакреплённых трещин либо трещин с малой концентрацией проппанта вследствие его разрушения и вдавливания в стенки трещины ГРП. Скважина № 1 имела меньший начальный дебит, но стабильный в течение

~2 лет. МГРП на данной скважине проведён с использованием сшитого геля, что свидетельствует о формировании преимущественно планарных трещин.



скважина: 1 — № 1; 2 — № 2; 3 — № 3; 4 — № 4

Рисунок 4.3 — Дебит скважин на месторождении X после проведения операций МГРП

Скважины № 2 и 3 имели более высокий начальный и стабильный дебиты, а также выше накопленную добычу нефти. На скважине № 3 использовано меньше жидкости гидроразрыва при неизменной средней массе проппанта, т. е. была создана сеть трещин с его повышенной концентрацией, и, таким образом, проводимость трещин снижалась в процессе эксплуатации скважины в меньшей степени. На скважине № 2 ситуация схожа с ситуацией на скважине № 4. Аналогичный план закачки позволил добиться максимального начального дебита ~ 20 т/сут, однако в дальнейшем происходило резкое падение добычи нефти (Рисунок 4.3).

С учётом опыта проведения операций ГРП на БС, анализа эксплуатации скважин после проведения операций ГРП, геолого-геомеханических факторов (неоднородное поле напряжений, естественная трещиноватость в

окрестностях скважины, 1D-геомеханическая модель для каждой стадии), проведения многовариантного моделирования, приведённого в главе 3, а также мирового опыта разработки сланцевых залежей разработан альтернативный план проведения работ МГРП (Рисунок 4.4).

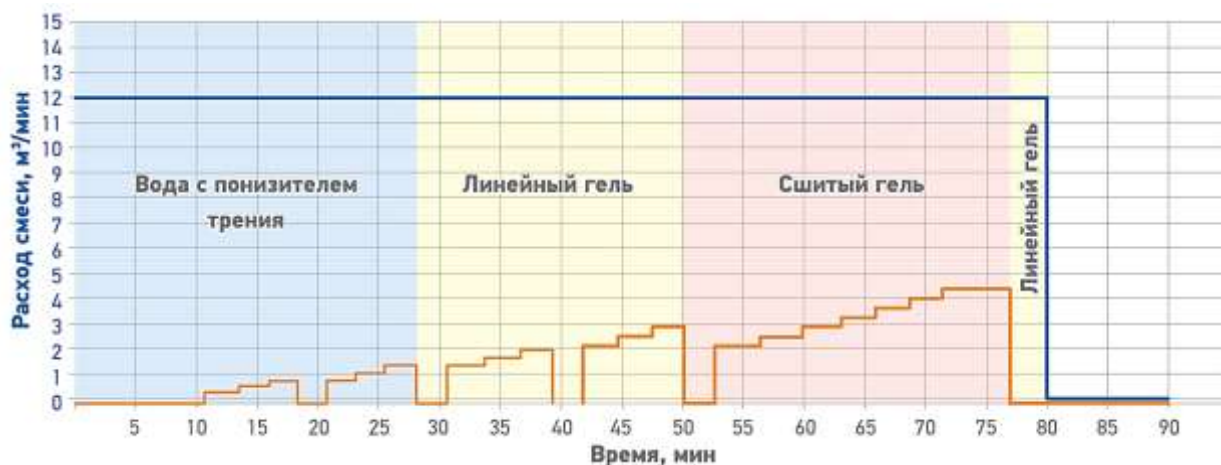


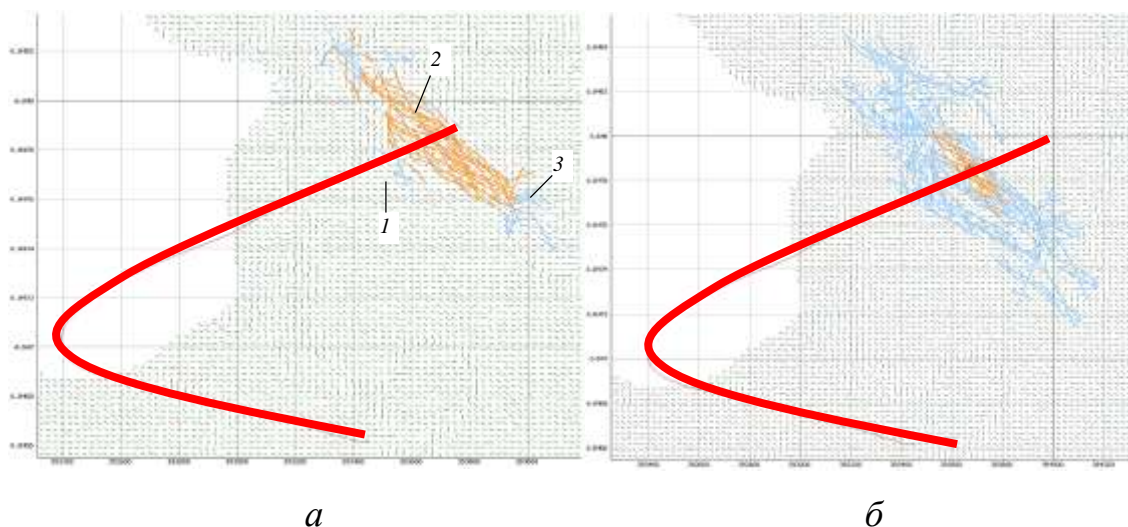
Рисунок 4.4 — Альтернативный гибридный план проведения операций многостадийного гидравлического разрыва пласта

Альтернативный план проведения операций МГРП представляет собой комплекс гибридных ГРП, включающий в себя использование трёх различных типов жидкости — Slickwater, линейного и сшитого гелей.

Во избежание деградации сети трещин был снижен общий объём жидкости гидроразрыва за счет уменьшения объёма жидкости продавки между сляговыми пачками. Использование большой доли маловязкой жидкости способствует более активному формированию сети трещин. Для наиболее равномерного закрепления сформированной сети трещин предложена закачка проппантных пачек с постепенным увеличением концентрации, что способствует закреплению более мелких и отдалённых трещин, по сравнению с типовым планом обработки. Пошаговое увеличение концентрации способствует и увеличению проводимости трещин по мере приближения от удалённой стимулированной зоны 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 проппанта и переходе на стадию его продавки.

Для переноса проппанта на маловязкой жидкости одним из главных факторов служит использование высокорасходного флота ГРП для поддержания раскрытия системы трещин и компенсации утечек при активации трещиноватости. Использование относительно небольшого объёма сшитой жидкости приводит к формированию трещин в продуктивном интервале БС, снижение доли сшитого геля обеспечивает минимальное загрязнение трещины продуктами деструкции геля ГРП. Результаты моделирования, приведённые на Рисунке 4.5, свидетельствуют об эффективности реализации разработанного плана проведения операций ГРП.



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

Рисунок 4.5 — Графическое представление развития SRV

4.4 Гидродинамическое моделирование

Для подтверждения успешности проведения операций МГРП по различным планам обработки, а также для 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 «РОСТ МГРП». По результатам гидродинамического моделирования начальный дебит для ГС с 15 стадиями ГРП составил 88 т/сут.

Высокое значение начального модельного дебита позволяет сделать вывод об эффективности применения плана, в связи с чем принято решение о проведении МГРП, согласно альтернативному плану для проектируемой скважины № 5. На данной скважине по результатам моделирования было запланировано проведение 15 стадий ГРП, согласно альтернативному плану обработки. Полученный стимулированный объём SRV имеет большее количество ветвей трещин ГРП, закреплённых проппантом.

4.5 Анализ полученных данных

В ходе проведения операции ГРП, согласно утверждённому плану работ на скважине № 5, осложнений не наблюдалось.

На Рисунке 4.6 приведена зависимость прогнозного и фактического дебитов нефти после вывода скважины № 5 на режим во времени. В уравнениях материального баланса при гидродинамическом моделировании учитывался объём закачанного флюида в ходе проведения операции МГРП, а также последующая его отработка. Из представленных данных видно, что по завершении отработки жидкости скважина имела начальный дебит по нефти 88 т/сут, что хорошо согласуется с фактическим начальным дебитом 83 т/сут.

Фактический тренд падения добычи нефти совпадает с расчётным, что свидетельствует о достаточной прогнозной способности модели. Полученные результаты проведения операций ГРП на скважинах БС и результаты моделирования, согласно разработанному плану обработки, позволяют сделать вывод об эффективности комплексного подхода к проектированию, моделированию и проведению операций ГРП на пластах баженовской свиты.

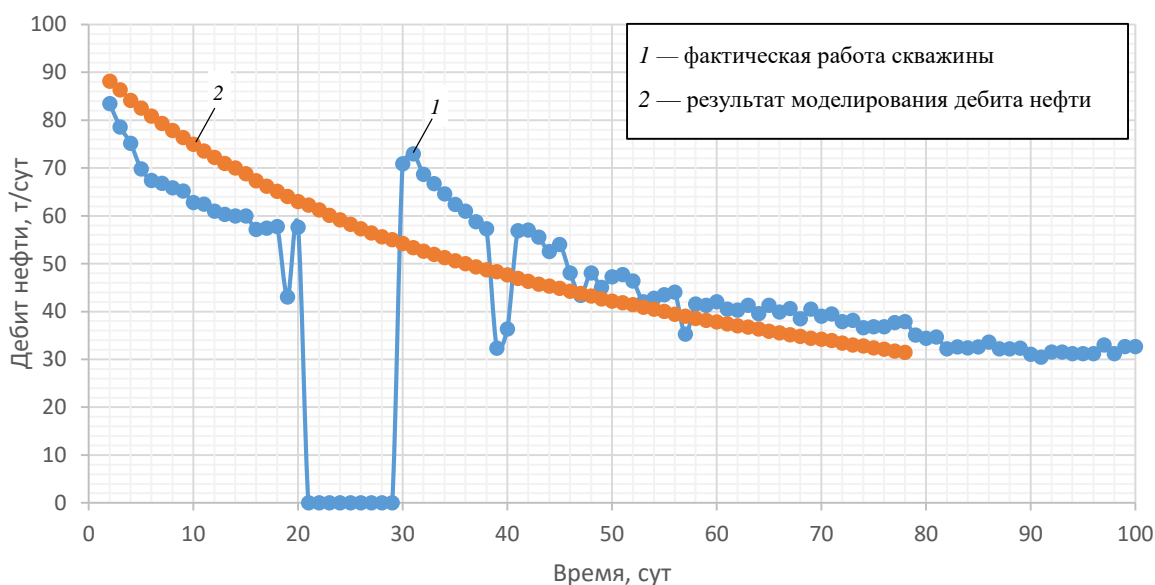


Рисунок 4.6 — Сравнение дебитов нефти по результатам моделирования и фактической работы скважины № 5

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, проведённый согласно разработанному дизайну, приводит к значительному увеличению стимулированного объёма пласта, что подтверждается как результатами моделирования по фактическим данным, так и по возросшим в результате обработки дебитам нефти: увеличение дебита

в 2 раза по сравнению с соседними скважинами, стимулированными по типовому плану.

Выводы по главе 4

1. Представлен комплексный подход к проектированию, моделированию и проведению операций ГРП в условиях низкопроницаемого трещиноватого коллектора баженовской свиты, учитывающий как геолого-геомеханические особенности объекта, так и технологические параметры проведения операций МГРП. В результате применения данного подхода разработан и внедрён план проведения операций МГРП, позволивший увеличить начальный дебит нефти скважинами и её накопленную добычу, относительно ранее пробуренных скважин.

2. Для качественного моделирования МГРП на ГС с учётом формирования разветвлённой сети трещин 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.

3. Показано, что результатом расчёта инверсионной модели напряжений являются карты плотности, угла падения и простирания трещин каждого типа: сдвига, растяжения, сжатия. При помощи ПК «РОСТ МГРП» осуществляется построение двумерной DFN модели для трещин каждого типа в каждой расчётной ячейке области моделирования. Итогом построения DFN модели естественной трещиноватости явилась карта трещин ГРП с заданными координатами каждой трещины и азимутом её простирания.

4. Представлены два основных плана проведения операций ГРП на скважинах баженовской свиты: дизайны ГРП на гибридной системе жидкости и на сшитом геле. Разработан альтернативный план проведения работ МГРП,

включающий в себя использование трёх различных типов жидкости: Slickwater, линейного и сшитого гелей.

5. Для подтверждения успешности проведения операций МГРП по различным планам обработки, а также для 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 «РОСТ МГРП».

6. МГРП, проведённый согласно разработанному дизайну, приводит к значительному увеличению стимулированного объёма пласта, что подтверждается как результатами моделирования по фактическим данным, так и по возросшим в результате обработки дебитам нефти — увеличение дебита в 2 раза по сравнению с соседними скважинами, стимулированными по типовому плану.

5 ОЦЕНКА ПОВЕДЕНИЯ ПРОППАНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

В настоящее время процесс проведения ГРП представляет собой отлаженный механизм как с технологической, так и теоретической точек зрения. За 70-летнюю эволюцию операции ГРП прошли путь от единичных операций до массового внедрения в производство (общее количество операций ГРП в России за год составляет ~10000). Разработана специальная техника достаточной мощности, позволяющая доставлять расклинивающий агент в пласт, широкий ряд химических реагентов для определённых ФЕС пласта [91]. Теоретически описано развитие трещины ГРП на различных этапах обработки, разработаны специализированные программные продукты, позволяющие проводить моделирование на этапе «дизайна» и моделировать фактическую геометрию трещины ГРП по полученным давлениям обработки, теоретическая часть, связанная с поведением трещины: раскрытие, деформация, перенос проппанта по трещине, фильтрация жидкости гидроразрыва в породе для конкретных объектов обработки.

Основной проблемой подземной гидродинамики является невозможность непосредственно наблюдать или измерять необходимые параметры, определяющие то или иное гидродинамическое явление, или процесс [85]. В связи с ростом горизонтального бурения (длина ГС может достигать 3000 м) и последующим проведением операций МГРП необходимо строгое понимание поведения проппанта в ГС при проведении операций ГРП.

Характеристики проппанта — движение, оседание, вдавливание, разрушение и прочее в трещине ГРП — достаточно хорошо изучены как теоретически, так и экспериментально [92]. Поведение же расклинивающего агента в скважине практически не исследовано, а это при определённых линейных размерах скважины и технологических параметрах обработки (расход, вязкость, концентрация проппанта) может привести к остановке процесса проведения операции ГРП вследствие оседания и невозможности

переноса проппанта в стволе скважины и, как следствие, к потере времени, связанного с очисткой скважины, необходимости проведения дополнительных спуско-подъёмной операций и т. п. Данная глава направлена на исследование движения смеси (жидкости с проппантом) в ГС при проведении операции ГРП на БС.

5.1 Начальные условия

Вязкость жидкости, используемой при проведении операций ГРП, является одним из основополагающих параметров, влияющих на геометрию трещины, а также перенос проппанта как по трещине, так и по стволу скважины. Большинство жидкостей, используемых при проведении операции ГРП, неньютоновские и имеют вязкость на несколько порядков выше, чем у воды (~1000 сП). Высокая вязкость, большие скорости течения смеси, согласно закону Стокса [93], предотвращают оседание проппанта в стволе скважины.

Большая выработка традиционных запасов нефти, требует вовлечения в разработку ранее неразрабатываемых сверхнизкопроницаемых коллекторов, таких, как БС. Разработка таких сложных геологических объектов начата благодаря развитию горизонтального бурения и последующего проведения на них операций МГРП. Способы проведения операций МГРП в сверхнизкопроницаемых коллекторах значительно отличаются от типовых операций ГРП — используются маловязкие жидкости с высоким расходом, подача проппанта в периодическом режиме.

Проведение операций ГРП с использованием технологии Slickwater сопряжено с рисками, обусловленными как геологическими условиями — малой шириной создаваемой трещины ГРП (ширина трещины пропорциональна вязкости флюида [94]), так и оседанием проппанта в скважине [95]. Факторами, способствующими оседанию проппанта являются: технологические параметры обработки — малый расход жидкости, проппанты высокой фракции; геометрические размеры скважины — внутренний диаметр НКТ, длина ГС, сила тяжести, действующая на частицы, адгезия.

В решаемой нами задаче рассматривается течение жидкости с проппантом в ГС длиной 1000 м, внутренним диаметром 0,146 м и 0,1 м. Жидкость разрыва — вода с вязкостью $\mu = 1$ сП и плотностью $\rho = 1000$ кг/м³. Угол наклона скважины на всём участке составляет 90°.

На Рисунке 5.1 схематично показаны граничные условия и перенос проппанта по скважине.

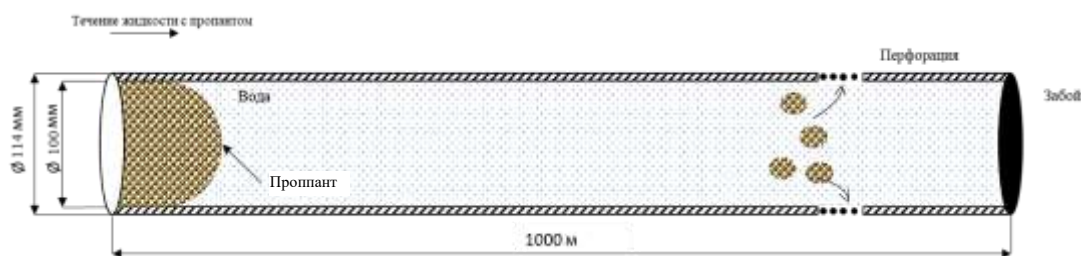


Рисунок 5.1 — Течение жидкости с проппантом в горизонтальном участке скважины

В виду различных технологических особенностей проведения операций ГРП рассмотрены различные типоразмеры используемого проппанта, расходы используемой жидкости, концентрации проппанта в объеме жидкости, его плотности, различные диаметры ГС. Общее количество проведённых моделирований составило 800. Варьируемые параметры приведены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 — Варьируемые параметры при расчёте параметров проведения операций ГРП

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

5.2 Постановка задачи

Трещина ГРП при постановке задачи и проведении расчётов не рассматривалась. При моделировании течения жидкости с проппантом исходили из того, что на входе в горизонтальный участок скважины проппант равномерно распределён по всему сечению скважины, область скважины заполнена водой.

Давление в начальном сечении скважины (т. е. на входе в горизонтальный участок трубы) рассчитывалось как сумма давления на входе в интервал перфорации и потери давления на трение в НКТ. Потери давления на перфорацию и извилистость потока ничтожно малы и не учитывались, т.е. давление на входе в пласт есть сумма составляющих минимального горизонтального стресса и эффективного давления в трещине ГРП.

Для расхода жидкости 1 м³/мин при данных геомеханических свойствах (ГМС) пласта давление в интервале перфорации составляет 400 атм. Для расчёта эффективного давления при различных расходах (при постоянных ГМС) использована зависимость [96]

$$P_r = \left(\frac{Q_{in}^9 \rho^3 t^3 E'^{13} f'^3 k}{H^{22}} \right)^{\frac{1}{16}}, \quad (5.1)$$

Где Q_{in} — расход жидкости ГРП; ρ — плотность жидкости ГРП; t — время обработки; E' — модуль сдвига; f' — числовой коэффициент трения, k — коэффициент шероховатости стенок трещины ГРП.

В Таблице 5.2 приведены данные расчёта эффективного давления и давления в интервале перфорации скважины в зависимости от расхода жидкости гидроразрыва.

Для расчёта давления на входе в горизонтальный участок трубы, определения потерь давления на трение в ГС, использовали данные работы [97]. В Таблице 5.3 приведены значения давления на входе в горизонтальный участок скважины в зависимости от параметров проведения операции ГРП и эффективного давления.

Таблица 5.2 — Расчёт давления в интервале перфорации скважины

Расход жидкости ГРП, м ³ /мин	Эффективное давление, атм	Давление на входе в пласт, атм
1	10	400
3	19	409
5	25	415
10	37	427
15	46	436

Таблица 5.3 — Давление на входе в горизонтальный участок с учётом характеристик пласта при различных расходах и концентрациях проппанта

Концентрация проппанта, кг/м ³	Давление на входе в горизонтальный участок скважины, атм, при различных расходах жидкости, м ³ /мин				
	1	3	5	10	15
30	410,3	431,3	451,9	503	555
50	419,6	440,8	462,1	515	568
100	426,2	448,6	471,1	527	583
200	439,4	464,3	489,1	551	613
300	449,7	477,1	504,4	573	641

5.3 Основные уравнения и метод численного решения задач

Для решения поставленной задачи использована следующая система дифференциальных уравнений двух несжимаемых изотермических несмешивающихся фаз

$$\frac{\partial u_j}{\partial x_j} = 0 \text{ — уравнение неразрывности;} \quad (5.2)$$

$$\frac{\partial(\rho u_j)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j u_i) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\tau_{ij} + \tau_{tij}) + \rho g_i + f_{\sigma i} \quad \text{— закон}$$

сохранения импульса. (5.3)

Наряду с использованием законов сохранения массы и импульса применяли уравнение (5.4)

$$\frac{\partial \alpha}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha u_j)}{\partial x_j} = 0. \quad (5.4)$$

Плотность смеси определяли по выражению (5.5):

$$\rho = \alpha \rho_1 + (1 - \alpha) \rho_2, \quad (5.5)$$

где ρ — плотность смеси; ρ_1 — плотность жидкости; ρ_2 — плотность пропанта; u — скорость движения; p — давление; τ_{ij}, τ_{tij} — компоненты тензора вязкого и турбулентного стресса; $f_{\sigma i}$ — поверхностное натяжение; g — ускорение свободного падения.

Численная реализация процесса переноса пропанта по ГС в двумерной плоской постановке задачи проведена с использованием программного комплекса с открытым кодом OpenFOAM [98], используемого для решения задач механики сплошных сред. Для расчёта использован решатель interFOAM, предназначенный для расчёта нестационарного течения двух сред, разделённых границей раздела или свободной поверхностью. Данная модель основана на методе расчёта объёма жидкости (VOF) [99] и фазовой доле α , которая используется для определения соотношения объёма каждой из фаз в расчётных ячейках.

Геометрия скважины представляет 3D — прямоугольник с размерами $1000 \times 0,146 \times 0,146$ м. Поскольку геометрия представляет собой прямоугольник, приемлема декартова или структурированная сетка, состоящая из группы ячеек, которые действуют как контрольные объёмы. Количество ячеек по горизонтали (ось OX) составляет 1000, по вертикали (ось OY) 50 шт., что сопоставимо с линейными размерами наименьшего из типоразмеров диаметра пропанта (40/70), по оси OZ — 1 шт. (Рисунок 5.2),

ввиду постановки и решения плоской задачи использована одна расчётная ячейка. Таким образом, общее количество расчётных ячеек составляет 50 тыс.

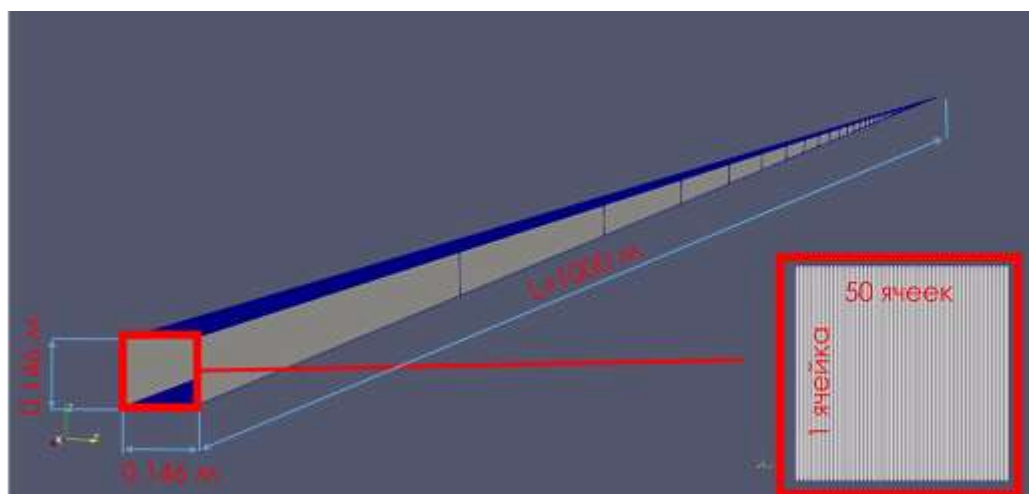
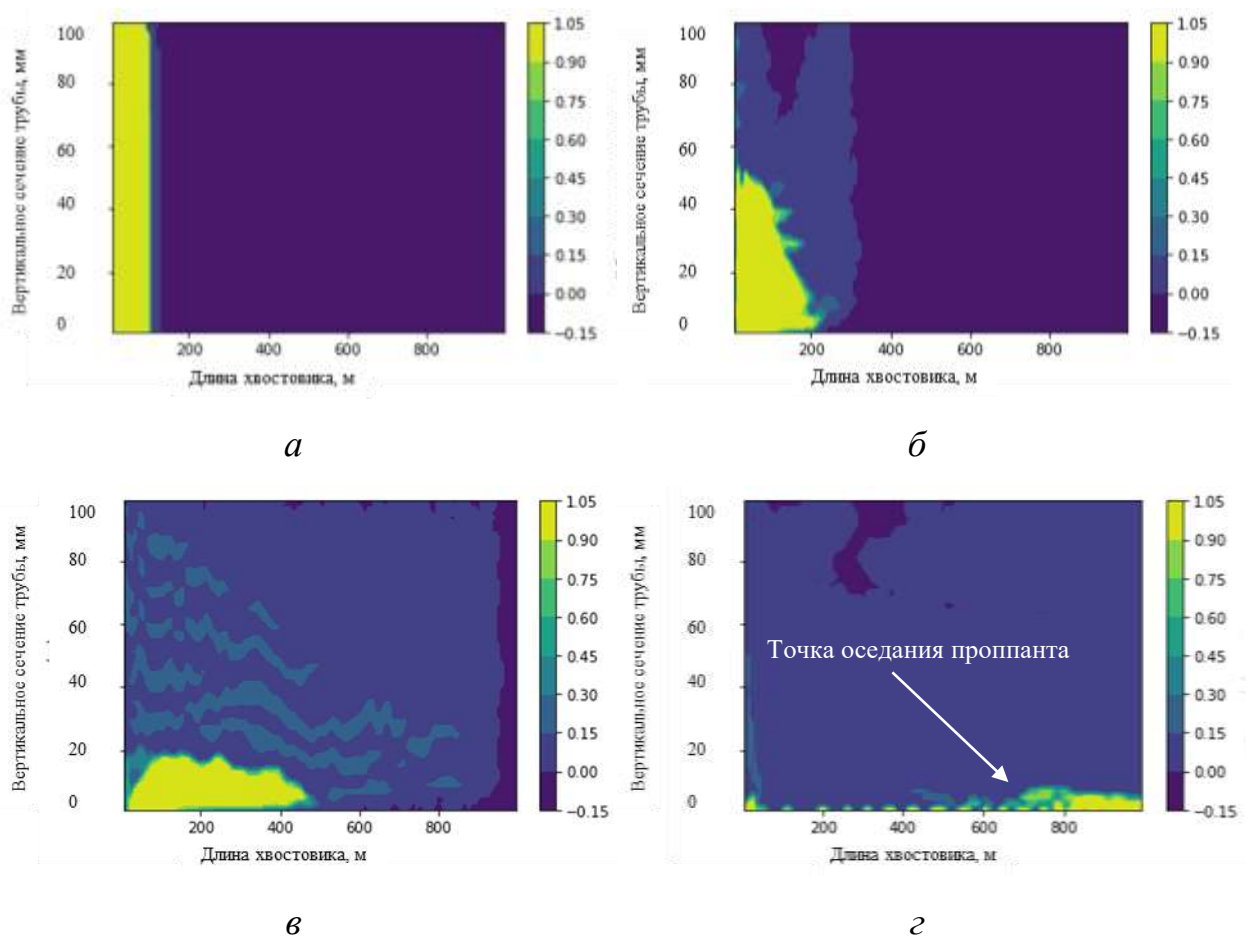


Рисунок 5.2 — Расчётная область для моделирования

5.4 Результаты моделирования

Визуализация результатов расчётов проведена с помощью общедоступной программы ParaView, однако используемое разрешение не совсем приспособлено для визуализации деталей контура песка. Чтобы получить лучшее разрешение концентрации частиц проппанта вдоль канала и хорошую интерпретацию результатов, разработан специальный код на языке программирования Python. Код используется для преобразования геометрии общей длины горизонтального участка скважины в симметричный прямоугольник, как показано на Рисунке 5.3.

Поскольку обе фазы — проппант и вода — представлены коэффициентом α , расчётная модель не учитывает изменение состояния фаз, а значения, найденные в результатах от 0 до 1, приписываются к численным ошибкам. Данные ошибки достаточно распространены при моделировании вычислительной гидродинамики при рассмотрении турбулентного потока и могут быть устранены путём уточнения сетки, однако это приведёт к многократному увеличению времени расчёта.



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

Рисунок 5.3 — Распределение проппанта по длине скважины в различные моменты обработки (параметры обработки: расход $15 \text{ м}^3/\text{мин}$, концентрация проппанта $50 \text{ кг}/\text{м}^3$, тип проппанта: фракция 16/20) t , с

При продолжительном моделировании — достижении установившегося течения смеси в ГС — проппант оседает в скважине (Рисунок 5.4). Установившееся течение достигается при «невязке» $\sim 1e - 6$. Выбор места или точки оседания проппанта определяется как вертикальная граница с наименьшим проходным диаметром, в которой возможны осложнения в виде создания перепада давления (штуцирования) и, как следствие, прекращение его закачки.

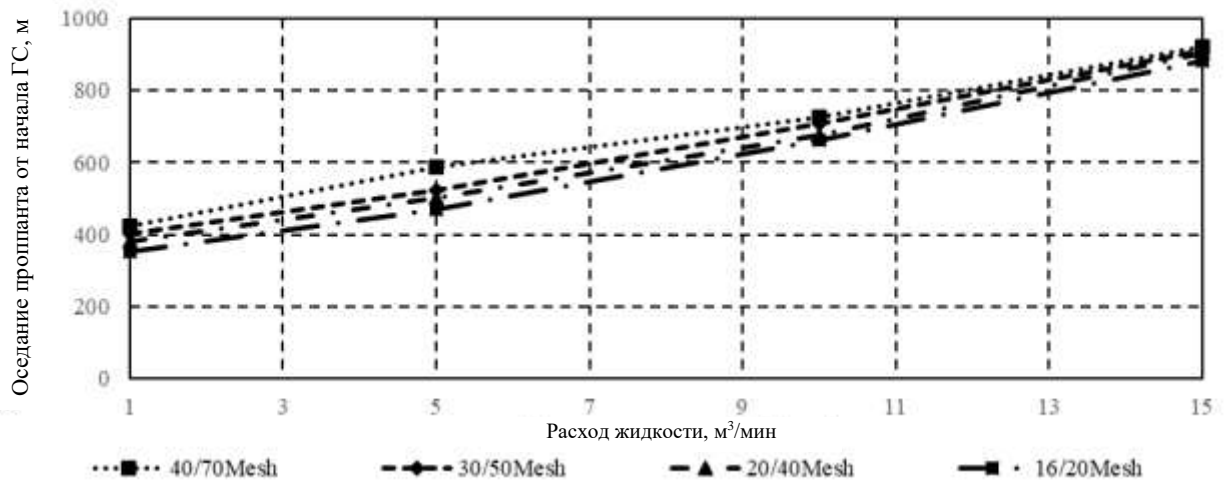


Рисунок 5.4 — Длина оседания пропанта при концентрации 30 кг/м³ от начала горизонтальной скважины

На Рисунках 5.5, 5.6 приведены результаты расчётов — длина оседания пропанта от начала ГС для его различных типоразмеров при различных концентрациях и расходах жидкости ГРП.

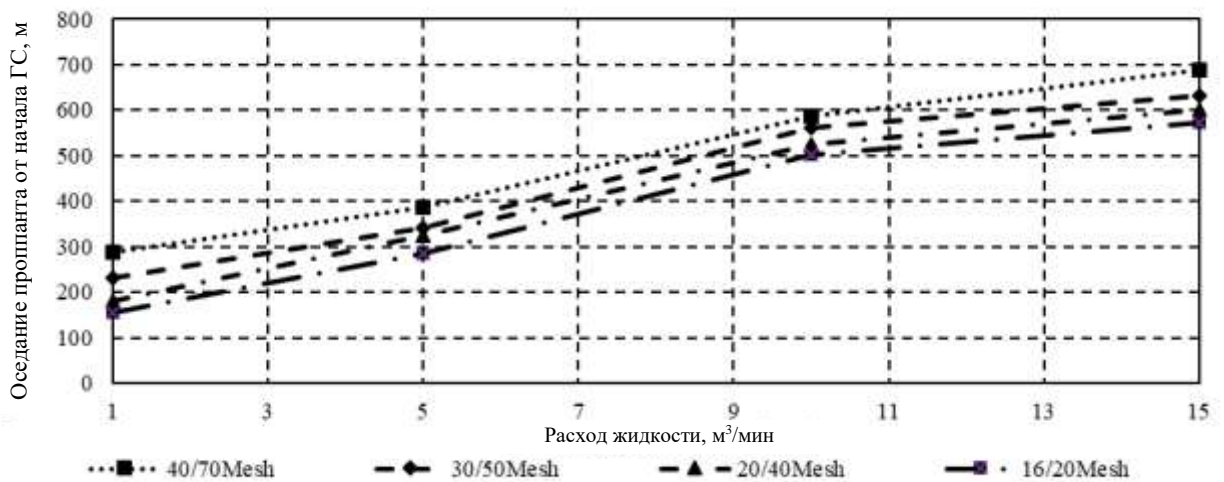


Рисунок 5.5 — Длина оседания пропанта при концентрации 100 кг/м³ от начала ГС

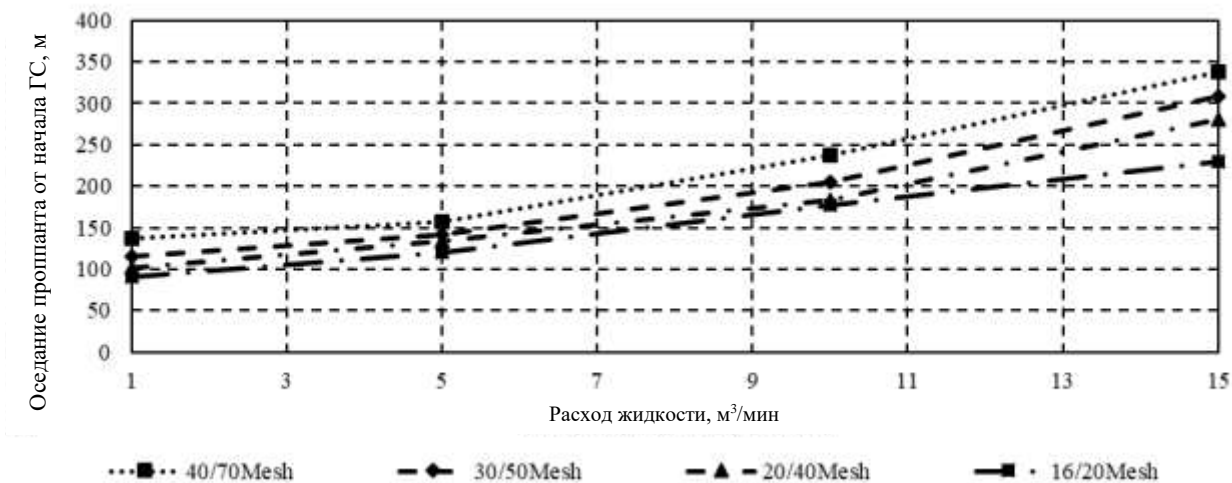


Рисунок 5.6 — Длина оседания пропанта при концентрации 300 кг/м³ от начала ГС

На Рисунках 5.7–5.9 приведены результаты расчётов оседания пропанта для его различных типоразмеров и расходов жидкости для ГС Ø 0,146 м.

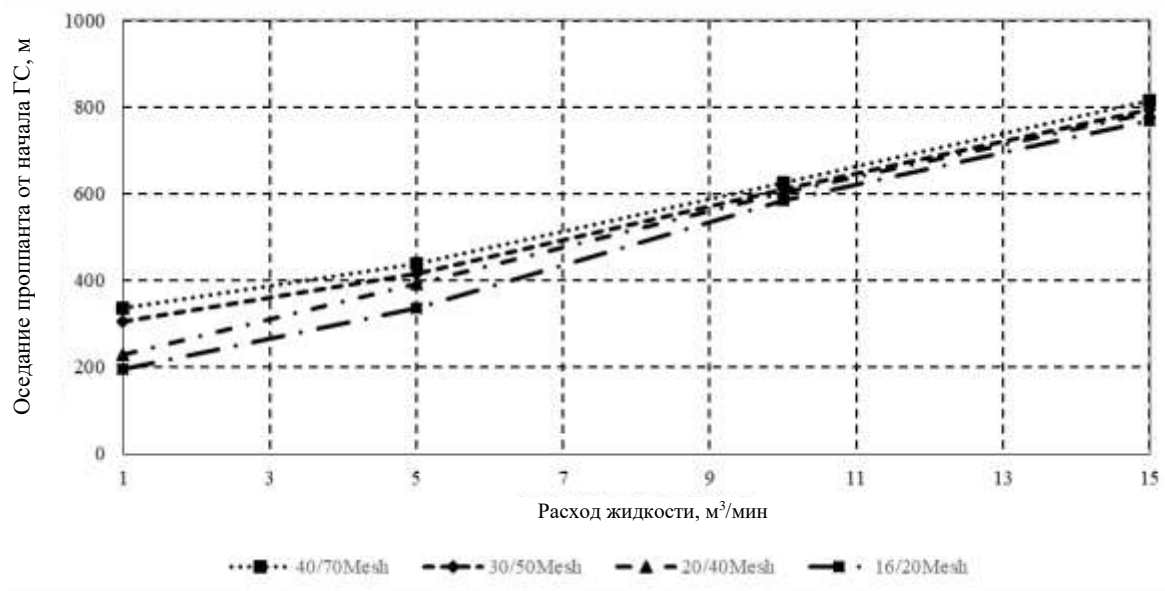


Рисунок 5.7 — Длина оседания пропанта от начала ГС при концентрации 50 кг/м³

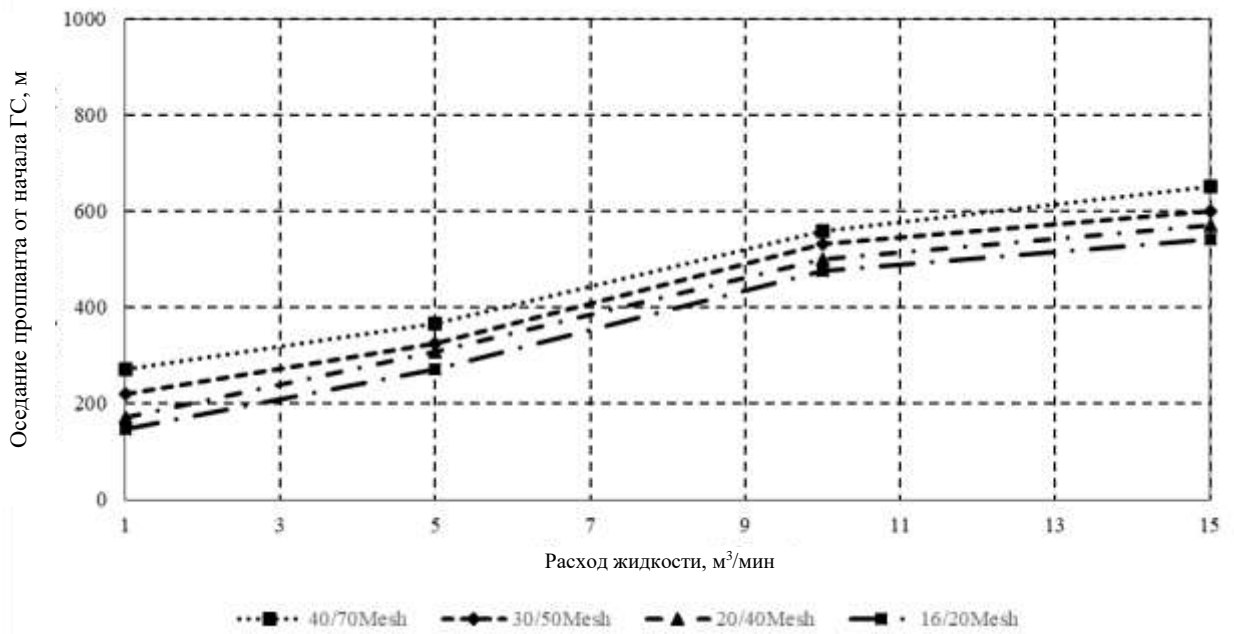


Рисунок 5.8 — Длина оседания проппанта от начала ГС при его концентрации 100 кг/м^3

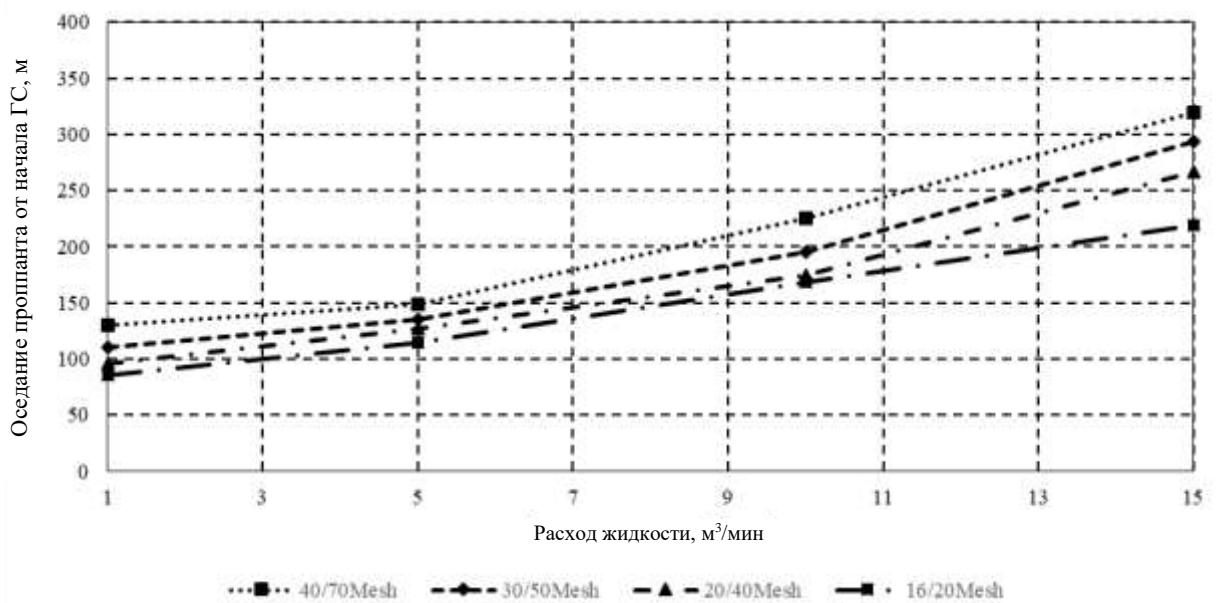


Рисунок 5.9 — Длина оседания проппанта от начала ГС при его концентрации 300 кг/м^3

На Рисунках 5.10–5.12 показаны результаты — длина оседания проппанта меньшей плотности от начала ГС (для диаметра ГС $\varnothing 0,1 \text{ м}$) для различных типоразмеров проппанта при различных концентрациях и расходах жидкости ГРП.

Важно отметить, что пропанты меньшей плотности имеют меньшее сопротивление к разрушению, однако, за счёт меньшей массы частиц пропанта они способны переноситься на большие расстояния от скважины, при этом увеличивается площадь соприкосновения трещины с пластом, что для условий добычи углеводородов из сланцевых объектов является одним из важнейших факторов.

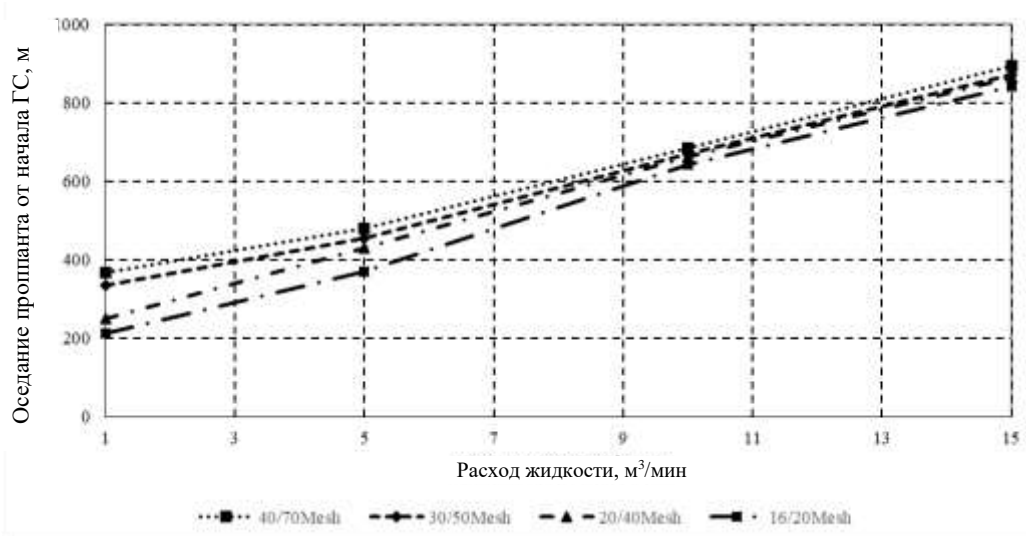


Рисунок 5.10 — Длина оседания пропанта от начала ГС при концентрации 50 кг/м^3

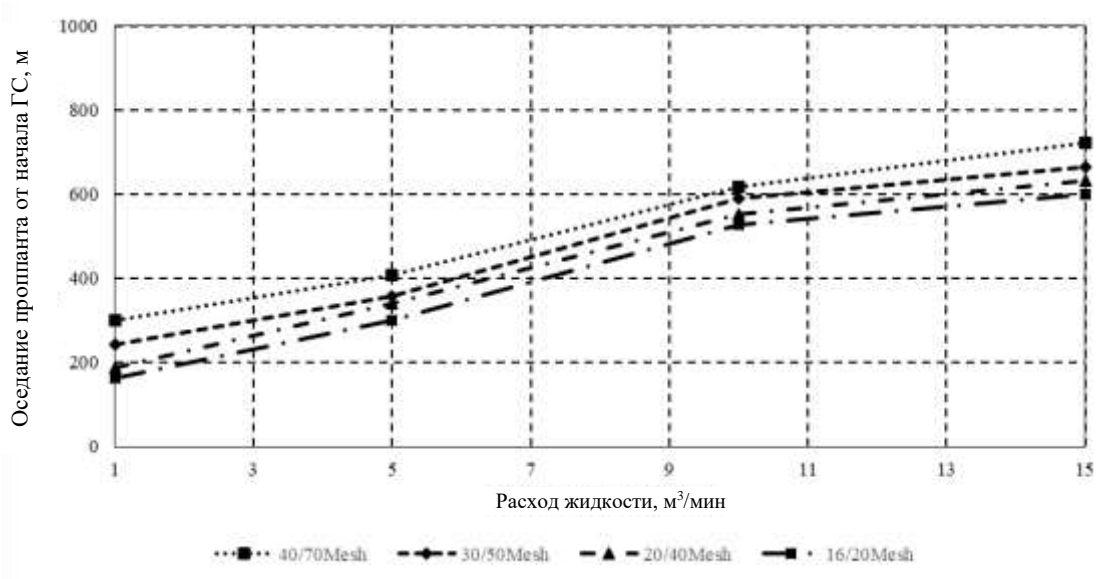


Рисунок 5.11 — Длина оседания пропанта от начала ГС при концентрации 100 кг/м^3

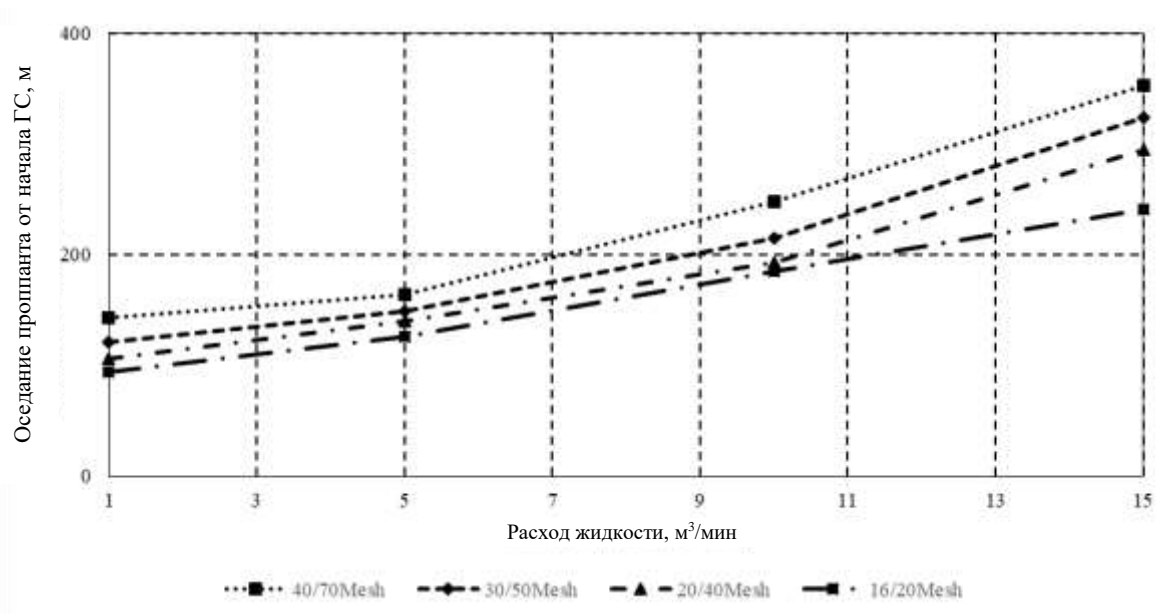


Рисунок 5.12 — Длина оседания пропанта от начала ГС при концентрации 300 кг/м^3

Выводы по главе 5

1. Представлены результаты оценки поведения пропанта в горизонтальном стволе скважины. По результатам проведённого моделирования с варьированием параметров диаметра скважины и плотности пропанта, расхода жидкости, рассчитаны границы оседания различных типов пропанта при различных параметрах обработки. Установлено, что с увеличением фракции пропанта его оседание происходит ближе к началу ГС за счёт увеличения сил тяжести частиц, а также роста лобового сопротивления вследствие увеличенного диаметра частиц; с увеличением концентрации пропанта его оседание происходит ближе к началу ГС за счёт его большей объёмной доли в жидкости гидроразрыва.

2. Увеличение расхода жидкости гидроразрыва позволяет предотвратить оседание пропанта.

3. Увеличение расхода жидкости гидроразрыва является доминирующим показателем при переносе пропанта по скважине, более значимым, чем его фракция.

4. С увеличением плотности проппанта его оседание происходит ближе к началу ГС за счёт большей силы тяжести частиц.

5. Увеличение диаметра ГС приводит к снижению скорости жидкости в скважине, вследствие чего оседание проппанта происходит ближе к ГС.

6. Увеличение плотности проппанта с одновременным увеличением его фракции и диаметра ГС, приводит к значительному снижению возможности переноса проппанта по ГС как за счёт силы тяжести, так и большего лобового сопротивления.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОДУЛЯ ЮНГА И ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПО КОЛЕБАНИЯМ ДАВЛЕНИЯ НА МОМЕНТ ОСТАНОВКИ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ ГИДРОРАЗЫВА ПЛАСТА

Дебит УВ на скважинах после проведения операций ГРП определяется проницаемостью пласта и свойствами проппанта, площадью соприкосновения трещины с пластом, т. е. геометрическими размерами трещины ГРП (её ширина и длина) [100].

При решении задачи распространения трещины ГРП основной проблемой является отсутствие достоверных методов непосредственного наблюдения или измерения размеров трещины, и единственными измеряемыми данными при выполнении операции ГРП являются устьевое и забойное давление. Причём от фактических давлений необходимо перейти к эффективному давлению, являющемуся разницей между текущим давлением в трещине ГРП и минимальным горизонтальным стрессом. Для определения минимального горизонтального стресса необходимо иметь достаточную проницаемость пласта для фильтрации жидкости при проведении тестовых закачек и последующего смыкания трещины ГРП [101, 102], что для условий БС не всегда возможно. По поведению эффективного давления можно оценить рост трещины ГРП в длину и высоту [103].

Также важно понимать, что оценка эффективного давления не всегда возможна, так как в устьевое давление входят потери давления на трение в НКТ, перфорациях колонны и ПЗП, использование же данных забойного манометра требует дополнительных финансовых затрат.

Кроме того, существующие технические способы оценки высоты трещины ГРП после её образования — акустический, температурный или импульсный нейтронный каротаж с использованием нейтронопоглощающего проппанта — имеют высокую погрешность. Для оценки длины трещины ГРП

сразу после её создания требуется привлечение МСМ, что также сопряжено с большими финансовыми затратами.

Единственным оперативным и экономически эффективным инструментом получения представления о параметрах трещины являются результаты моделирования в симуляторе ГРП.

Математические модели, используемые в симуляторах ГРП, имеют различные способы решения обратной задачи — нахождения геометрии трещины ГРП по эффективному давлению (давлению в трещине ГРП). В зависимости от задания геомеханических параметров (модуля Юнга и коэффициента Пуассона), фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, настройки расчёта используемые математические модели могут выдавать значительно различающиеся параметры геометрии трещины ГРП [104].

При всём многообразии имеющихся инструментов анализа отсутствует способ, с помощью которого можно было бы рассчитать модуль Юнга, являющийся входным параметром в симуляторе ГРП. Статический модуль Юнга можно определить только по результатам лабораторных геомеханических исследований на кернах, которые либо отсутствуют, либо отобраны в недостаточном количестве. Также статический модуль Юнга можно оценить по результатам акустических исследований скважин.

После остановки закачки жидкости гидроразрыва при «тестовом» (мини-ГРП без проппанта) или основном ГРП забойные и устьевые манометры часто фиксируют затухающие колебания давления: на забое скважины порядка 10 атм (Рисунок 6.1), а на устье скважины — порядка 100 атм (Рисунок 6.2). Эти данные получены для реальной скважины глубиной порядка 2600 м. В литературе данное явление известно, как гидравлический удар. Для специалистов, занимающихся проведением ГРП, наличие колебаний указывает на хорошую гидродинамическую связь между трещиной и скважиной.

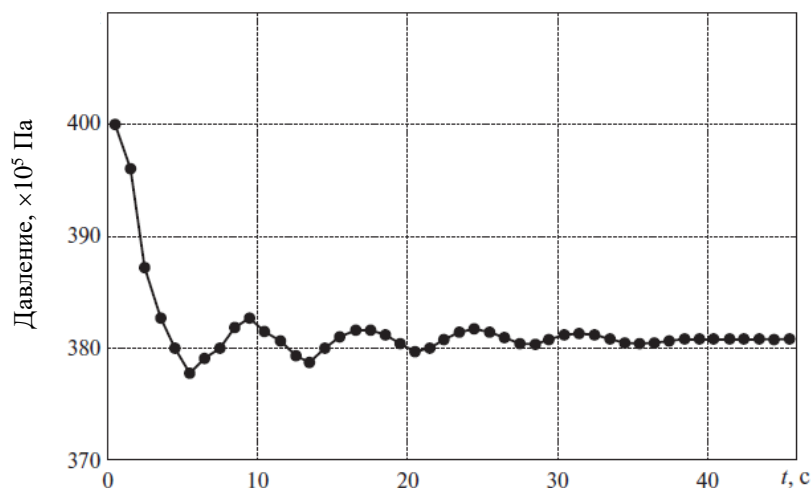


Рисунок 6.1 — Колебания забойного давления после остановки закачки жидкости ГРП

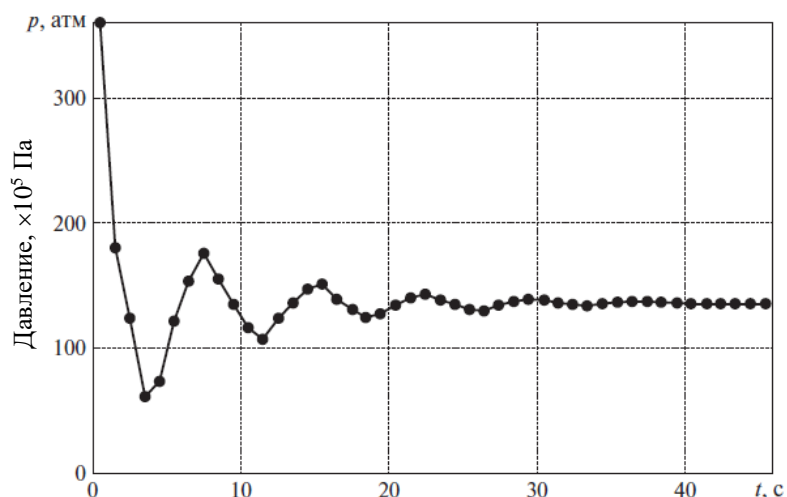


Рисунок 6.2 — Колебания устьевого давления после остановки закачки жидкости ГРП

Теория волновых процессов в трубах, заполненных невязкой сжимаемой жидкостью, созданная Н. Е. Жуковским [105], в дальнейшем получила развитие в работах С. А. Христиановича [106], И. А. Чарного [107] и других отечественных и зарубежных исследователей [108–110]. В инженерной практике данные кривых падения давления, приведённые на Рисунках 6.1, 6.2, используются для оценки размеров трещины ГРП.

По практическим наблюдениям на показаниях забойных датчиков давления, кроме колебательного характера поведения падения давления, наблюдается и монотонный характер.

В технической литературе для оценки геометрических параметров трещины применяется теория гидравлического импеданса для неустановившихся течений в трубах [111]. Теория основана на изменении гидравлического импеданса после отражения импульса давления от начала и конца трещины ГРП. В работе [111] на основе модели гидравлического импеданса показано, что амплитуда и продолжительность колебаний давления гидроудара при проведении гидравлического разрыва зависят от размеров трещины ГРП, которые определяются объёмом закачиваемой жидкости разрыва. Свойства трещины объединены в два сосредоточенных параметра: сопротивление R и ёмкость C , последовательно соединённые в электрическую сеть. Однако модель не учитывает потери энергии в стволе скважины из-за трения, приводящие к ослаблению волны давления. Эта проблема была преодолена в работе [112], где поток в системе «скважина–трещина ГРП» моделируется электрической цепью, состоящей из последовательно соединённых элементов — сопротивления R , ёмкости C и индуктивности L . Результаты этих исследований носят качественный характер и не дают явного способа оценки размеров трещины, основанного на анализе импеданса.

Модель Хольцхаузена [111] была апробирована в модельных экспериментах [113], в которых исследовалось распространение импульса волны разрежения в наклонной трубе, соединённой с трещиной изменяемой длины. Этот эксперимент моделирует скважину с трещиной и остановку закачки жидкости ГРП. По полученным экспериментальным данным выполнена оценка высоты, длины и ширины существующей трещины. Для обработки экспериментальных данных применена теория гидравлического импеданса в трубе постоянного эллиптического сечения, основанная на решении, предложенном в работе [114]. Реальные размеры трещин сравнивали с прогнозируемыми теоретическими размерами. Однако из данных этой и

других подобных работ не ясно влияние трещины на возникновение колебаний давления, поскольку в них не учитывается изменение раскрытия трещины (площади поперечного сечения) при прохождении по ней волны разрежения.

В последнее время появились прикладные работы, в которых для оценки размеров трещины ГРП теория гидравлического импеданса применительно к системе «скважина–трещина» совмещается с системой уравнений течения слабосжимаемой однофазной жидкости в скважине, основанной на фундаментальных законах механики [115, 116]. С использованием метода характеристик получено полуаналитическое решение для длины, высоты и ширины трещины, которые являются функциями значений $R-C-L$. В ходе численного моделирования подбираются значения $R-C-L$, обеспечивающие лучшее совмещение расчётного профиля давления гидроудара с фактическими данными. Необходимо отметить, что обратная задача определения геометрических характеристик трещины ГРП является некорректно поставленной: её решения неустойчивы относительно ошибок, которые неизбежно содержатся в замерах. Но в указанных работах проверка полученных результатов на устойчивость не проводится. Анализ фактических данных устьевого и забойного давлений после остановки закачки жидкости ГРП показывает, что при нарушенной гидродинамической связи между скважиной и трещиной (плохая перфорация или загрязнение интервала перфорации) отсутствуют колебания забойного давления — давление убывает монотонно. Этот факт указывает на то, что колебания забойного давления — это не просто результат многократных отражений волн разрежения от забоя и устья скважины, а результат собственных колебаний трещины ГРП после остановки закачки жидкости гидроразрыва.

Для оценки уменьшения амплитуды колебаний волн давления использовано решение для гидравлического удара [106] в длинных круглых трубах, из которого следует, что за время пробега прямой и отражённой волны амплитуда колебаний уменьшается в $\exp(-T\gamma)$ раз, где $\gamma = 16\mu(\rho d)^2$ —

коэффициент затухания. Полагая вязкость жидкости равной $\mu = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$, плотность жидкости равной $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, а диаметр трубы равным $d = 0,07 \text{ м}$, получим, что за период колебаний порядка $T = 7 \text{ с}$ (Рисунок 6.1) амплитуда колебаний волн давления должна уменьшиться примерно в 0,98 раза, т. е. оставаться практически постоянной. Это не соответствует реальным промышленным данным, представленным на Рисунках 6.1, 6.2.

Образовавшаяся после остановки насоса волна разрежения распространяется от устья к забою скважины и, проходя через перфорационные отверстия, распространяется по трещине. В результате возбуждаются собственные колебания трещины ГРП, которые представляют собой изменение её формы вследствие запасённой ею упругой энергии и несжимаемости жидкости гидроразрыва.

Основным инструментом планирования ГРП, её реализации и получения представления о параметрах трещины является симулятор ГРП. От того, насколько достоверные и качественные исходные данные были использованы в симуляторе ГРП для рассматриваемой конкретной скважины, зависит успешность работ.

Для получения данных по пластам, подвергающимся гидравлическому разрыву, используют различные доступные способы, одним из которых является проведение тестовых закачек в целевой пласт перед проведением операции ГРП. По результатам анализа этих тестовых закачек зачастую уточняют большинство входных параметров, в частности свойства пласта, подвергшегося гидроразрыву, ожидаемые гидравлические потери при проведении работ и ожидаемые параметры закачки. Но даже после их выполнения и анализа остаётся потребность в качестве исходных данных, которые зачастую сомнительны.

Из всего многообразия имеющихся инструментов анализа отсутствует способ, с помощью которого можно было бы рассчитать модуль Юнга, являющийся входным параметром в симуляторе ГРП. Статический модуль Юнга можно определить лишь по результатам лабораторных геомеханических

исследований на кернах, которые либо отсутствуют, либо отобраны в недостаточном количестве. Также статический модуль Юнга можно оценить по результатам акустических исследований скважин с применением корреляционных зависимостей.

Зачастую при остановке закачки жидкости гидроразрыва в скважину наблюдается колебательное поведение давления на устье скважины, так называемый «гидроудар». Наличие колебаний указывает на хорошую гидродинамическую связь между трещиной и скважиной. Согласно данным практических наблюдений, на показаниях забойных датчиков давления, кроме колебательного характера поведения падения давления, наблюдается и монотонный характер падения давления.

В работе представлен способ оценки модуля Юнга пород и размеров трещины ГРП по анализу поведения забойного давления после остановки закачки жидкости ГРП на этапе стадии «замещения», представляющей собой замещение жидкости глушения, которой является ньютоновская жидкость (вода), жидкостью ГРП, в объёме равном объёму стволу скважины. Выполнена сравнительная оценка рассчитанных значений модуля Юнга и полученных параметров трещины с результатами лабораторных исследований керна и результатами моделирования в симуляторе «РН-ГРИД».

6.1 Постановка и решение прямой задачи

Математическая модель для описания колебаний забойного давления после остановки насоса основана на модели трещины ГРП Перкинса–Керна–Нордгрена (ПКН) [117–119]. В работе [100] представлено обобщение модели ПКН гиперболического типа. В результате линеаризации обобщённой модели ПКН исходная система уравнений сводится к телеграфному уравнению для раскрытия (давления) трещины [85].

В работе [85], при пренебрежении фильтрационной утечкой жидкости через стенки трещины, получено решение прямой задачи для телеграфного

уравнения, которое описывает собственные колебания трещины ГРП после остановки насоса. 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 уравнения баланса объёма закачанной жидкости V_0 следует, что

$$V_f = 2w_0hl = V_0\eta, \quad (6.1)$$

где V_f — объём симметричной относительно скважины трещины ГРП; h — высота трещины; l — полудлина трещины; w_0 — среднее раскрытие трещины; η — эффективность жидкости гидроразрыва.

Из полученных решений [85], а также из формулы (6.1) следуют формулы для вычисления полудлины трещины ГРП l и её высоты h по первой основной частоте. Для монотонного режима течения — формула (6.2):

$$l = \pi \sqrt{\frac{bw_0}{\rho} \left(\frac{1}{b_0^2 - 4\omega_1^2} \right)}, \quad h = \frac{V_0\eta}{2w_0l}. \quad (6.2)$$

Для колебательного режима течения применяется формула (6.3):

$$l = \pi \sqrt{\frac{bw_0}{\rho} \left(\frac{1}{b_0^2 + 4\omega_1^2} \right)}, \quad h = \frac{V_0\eta}{2w_0l}, \quad (6.3)$$

где ρ — плотность жидкости ГРП; b_0 — декремент затухания; ω_1 — основная частота в колебательном режиме и декремент затухания в монотонном режиме падения давления; b — жёсткость трещины.

Предполагается, что в формулах (6.2) и (6.3) заранее известны плотность ρ и вязкость μ жидкости, попадающей в трещину ГРП на стадии «замещение» (жидкость глушения — ньютоновская жидкость), минимальное горизонтальное напряжение σ в окрестности трещины, а также объём закачанной жидкости V_0 и её эффективность η .

6.2 Постановка и решение обратной задачи

Поскольку, как отмечалось выше в работе [100], пренебрегалось утечкой жидкости через стенки трещины ГРП, то для корректной обработки полевых данных давления к полученным решениям необходимо добавить утечку жидкости гидроразрыва в процессе падения забойного давления. Утечки аппроксимировались экспоненциальной убывающей функцией.

Таким образом, давление на забое скважин при монотонном падении давления после остановки насоса представляется в виде формулы

$$p_w(t) = p(0, t) = A_0 e^{-kt} + e^{-a_2 t} [A_1 e^{\omega_1 t} + B_1 e^{-\omega_1 t}]. \quad (6.4)$$

Решение для колебательной КПД имеет вид

$$p_w(t) = p(0, t) = A_0 e^{-kt} + e^{-a_2 t} [A_1 \cos(\omega_1 t) + B_1 \sin(\omega_1 t)]. \quad (6.5)$$

Таким образом, неизвестными величинами в выражениях (6.4) и (6.5) являются шесть констант: A_0 , a_2 , k , A_1 , B_1 и ω_1 .

Пусть n — число замеров забойного давления $p_i = p_w(t_i)$. Применим метод наименьших квадратов и построим функцию Φ — сумму квадратов отклонений замеров забойного давления p_i от монотонного решения (6.4) в соответствующие моменты времени t_i , $i = 1-n$, формула (6.6)

$$\Phi = \sum_{i=1}^n \left(A_0 e^{-kt_i} + e^{-a_2 t_i} [A_1 e^{\omega_1 t_i} + B_1 e^{-\omega_1 t_i}] - p_i \right)^2. \quad (6.6)$$

Аналогично построим функцию Φ для колебательного решения

$$\Phi = \sum_{i=1}^n \left(A_0 e^{-kt_i} + e^{-a_2 t_i} [A_1 \cos(\omega_1 t_i) + B_1 \sin(\omega_1 t_i)] - p_i \right)^2. \quad (6.7)$$

Для поиска минимума функции $\Phi \rightarrow \min$ применен метод обобщённого приведённого градиента [120]. Нахождение констант A_0 , a_2 , k , A_1 , B_1 , ω_1 в формулах (6.4) или (6.5) позволяют определить все необходимые величины в формулах (6.2) и (6.3) и, таким образом, получить оценку величины полудлины и высоты трещины ГРП.

Следует отметить, что данный подход позволяет оценить и модуль Юнга в интервале развития трещины ГРП. Величина модуля Юнга имеет

первостепенное значение как для моделирования дизайна ГРП, так и для модели ПКН, и определяется по формуле (6.8)

$$E = \frac{\pi(1-\nu^2)bh}{2}, \quad (6.8)$$

где ν — коэффициент Пуассона породы, который в вычислениях принят равным 0,25.

Применение данной методики имеет ограничения на величину высоты и полудлины трещины ГРП, а также на величину эффективности жидкости ГРП. Как показано в работе [85], кроме естественного ограничения модели ПКН на величины высоты и полудлины трещины ГРП $l > h$, следует отбрасывать решения с малыми значениями эффективности жидкости ГРП. Представленная методика пригодна при значениях эффективности жидкости гидроразрыва в интервале $\eta \in [1/3, 1]$.

В данной работе рассматриваются операции ГРП с эффективностью жидкости гидроразрыва $\eta > 0/4$.

6.3 Определение размеров трещины гидроразрыва пласта и модуля Юнга

Размеры трещины ГРП и модуля Юнга определяют из решения обратной задачи для реальных скважин с колебательным и монотонным режимами падения давления при проведении тестовой операции гидравлического разрыва пласта.

6.3.1 Определение модуля Юнга породы

Этап замещения при проведении ГРП заключается в закачке в ствол скважины линейного геля с продавливанием в пласт находящейся в скважине жидкости. Обычно в этот момент в скважине находится вода, оставленная после подготовки скважины к ГРП. Поэтому в расчётах в качестве жидкости гидроразрыва принимается вода.

Вязкость жидкости, находящейся в трещине ГРП, берут с учётом температуры по данным забойного манометра-термометра. Такие параметры, как давление закрытия трещины и эффективность жидкости для рассматриваемой скважины, получают по результатам анализа кривой падения давления, который обычно выполняется в симуляторах ГРП [121–123]. Так как математическое описание колебаний давления после остановки закачки выполнено для модели трещины в приближении ПКН, в которой высота трещины остаётся постоянной, то в нижеприведённых расчётах высота трещины задавалась равной высоте продуктивного пласта в интервале перфорации.

Ниже представлены результаты расчёта для реальных показаний датчиков давления, имеющих колебательный и монотонный режим падения давления. В выборке рассмотрены три скважины с колебательным и три скважины с монотонными режимами падения давления одного месторождения и одного объекта разработки.

Значения модуля Юнга на практике можно получить лишь по результатам проведения лабораторных исследований на керне. В данной главе показано, насколько полученные значения по поведению забойного давления соответствуют данным, полученным из лабораторных исследований керна. На Рисунке 6.3 представлено одно из месторождений, на котором проводился анализ поведения давления после остановки закачки с определением модуля Юнга в результате решения обратной задачи. Значения модуля Юнга (кроме значения модуля Юнга породы, равном 69,93 ГПа для скважины № 3) удовлетворительно соответствуют результатам лабораторных исследований. Относительная погрешность средних значений модуля Юнга, определённая по керновым исследованиям и расчётам по данным гидроудара, не превышает 10,5 %. Худший результат для скважины № 3 вероятно связан с неоднородностью пласта — наличием плотных пород в интервале перфорации, характеризующихся высокими значениями модуля Юнга ~75 ГПа.

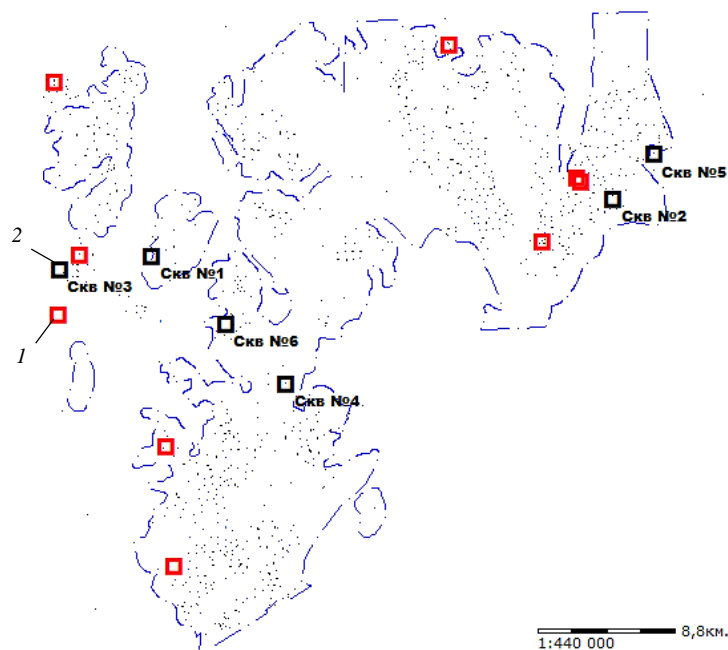
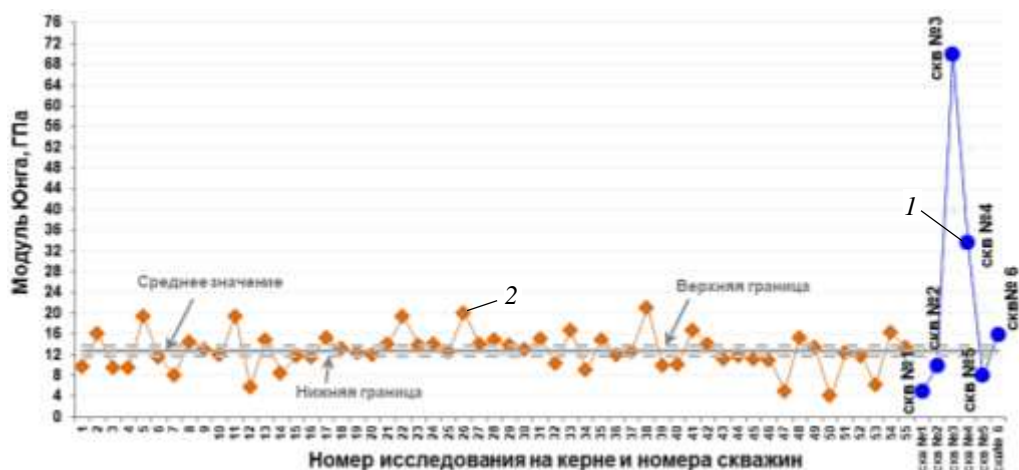


Рисунок 6.3 — Карта расположения скважин (скважины с геомеханическими исследованиями керна 1) со скважинами, на которых проведён анализ поведения давления после тестовой закачки жидкости ГРП 2

Таким образом, в целом расчёты модулей Юнга, по данным тестовых закачек, на рассмотренных скважинах показывают хорошее соответствие результатам лабораторных исследований керна (Рисунок 6.4).

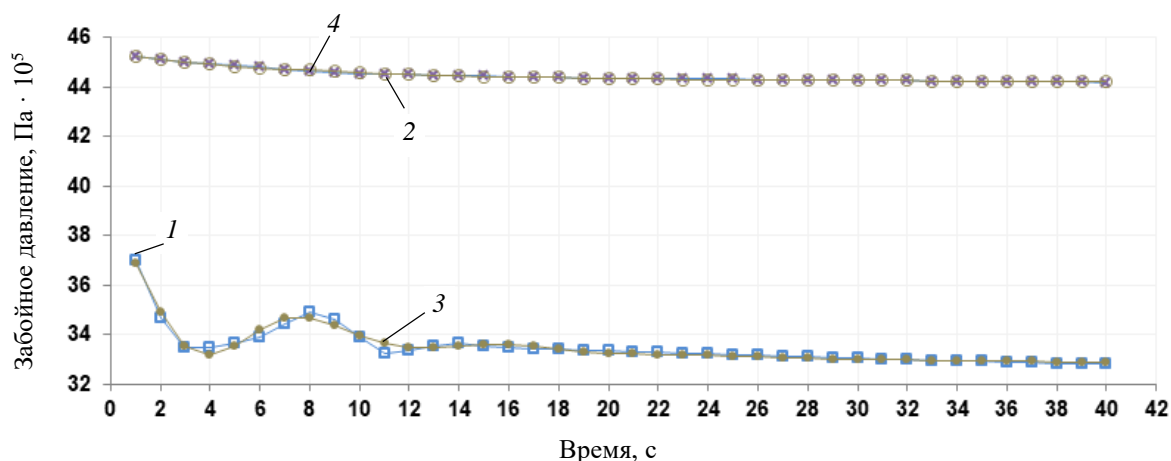


1 — результаты использования алгоритма; 2 — данные керновых исследований

Рисунок 6.4 — Значения модуля Юнга, по данным лабораторных исследований керна и по результатам расчётов

6.3.2 Определение размеров трещины гидравлического разрыва пласта

На Рисунке 6.5 представлены рассчитанные и фактические данные забойного давления в первые моменты после остановки закачки жидкости для скважин № 1 и 4. По результатам расчётов отмечается удовлетворительное совпадение результатов модельных расчётов с фактическими данными.



фактическое забойное давление по скважине, атм: 1 — 1; 2 — 4;

давление расчетное по скважине, атм: 3 — 1; 4 — 4

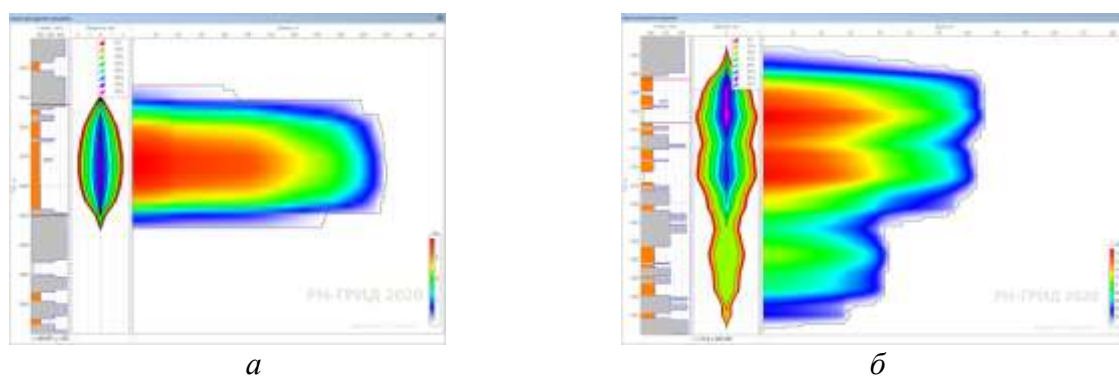
Рисунок 6.5 — Сравнение фактического и расчетного забойного давления на скважинах № 1 и 4

Также в симуляторе ГРП «РН-ГРИД» проведено моделирование трещины ГРП с исходными данными, представленными в Таблице 6.1, для расчёта скважин № 1 и 4.

В расчётах для каждой рассматриваемой скважины для объекта ГРП использовался модуль Юнга, полученный из решения обратной задачи. На Рисунке 6.6 представлено сопоставление рассчитанной геометрии трещины ГРП с рассчитанной в симуляторе РН-ГРИД для скважин № 1 (Рисунок 6.6, а) и № 4 (Рисунок 6.6, б). Показана геометрия создаваемых трещин на момент остановки закачки. В Таблицах 6.2, 6.3 показано сравнение полученных геометрических характеристик, а также рассчитанный модуль Юнга, соответственно для скважин № 1 и 4.

Таблица 6.1 — Исходные данные для расчёта для скважин № 1 и 4

Параметр	Номер скважины	
	1	2
Объём скважины $V_{\text{скв.}}$, м ³	14,5	13
Плотность жидкости ρ , кг/м ³	1079	1063
Температура закачиваемой жидкости T , °С	71	80
Вязкость жидкости, мПа · с	0,41	0,35
Минимальный горизонтальный стресс, МПа	405	397
Эффективное давление, МПа	35,5	50,1
Эффективность жидкости, %	59	61



а — скважина № 1; *б* — скважина № 4

Рисунок 6.6 — Сопоставление профилей трещины ГРП

Таблица 6.2 — Сопоставление полученных параметров трещины для скважины № 1

Параметр	По результатам расчета	Моделирование в «РН-ГРИД»
Трещина ГРП, м:		
полудлина	214	216
высота	7,7	9
ширина	0,00265	0,0023
Модуль Юнга, ГПа:		
расчет	9,8	
диапазон, из лабораторных исследований	11,8–13,66	

Таблица 6.3 — Сопоставление полученных параметров трещины для скважины № 4

Параметр	По результатам расчета	Моделирование в «РН-ГРИД»
Трещины ГРП, м:		
полудлина	249	151
высота	11	29
ширина	0,002	0,002
Модуль Юнга, ГПа:		
расчет	34	
диапазон, из лабораторных исследований	11,8–13,66	

Аналогичные расчёты проведены и для остальных четырёх скважин с колебательным и монотонным режимом падения давления. В Таблице 6.4 представлены сводные данные по полученным результатам геометрии трещины ГРП. Для размеров трещины приведены относительные погрешности по сравнению с расчётами в симуляторе «РН-ГРИД» с модулем Юнга, рассчитанным по данным гидроудара в результате решения обратной задачи. Для удобства разработан модуль «Гидроудар», позволяющий проводить оценку модуля Юнга породы и геометрии трещины ГРП.

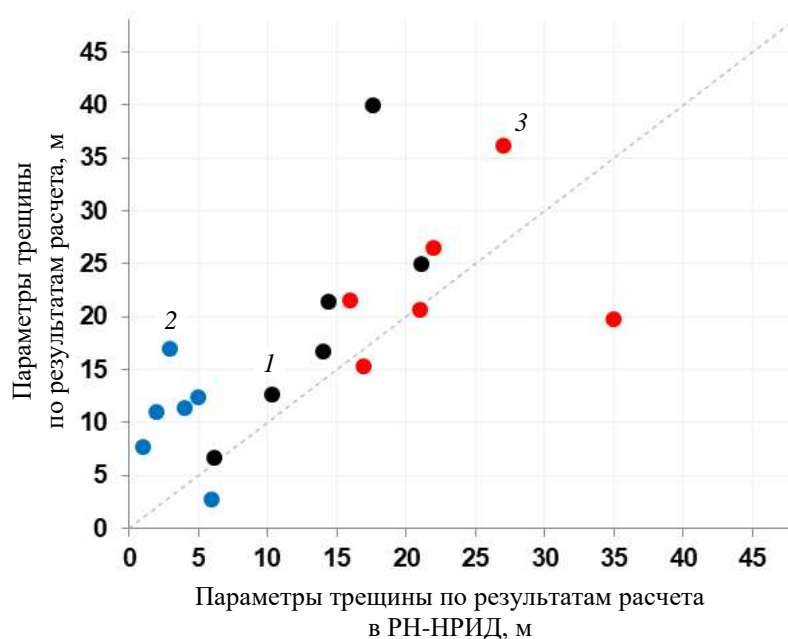
Таблица 6.4 — Сводные результаты расчётов

Номер скважины	Тип КГД	Полудлина трещины, м			Высота трещины, м			Ширина трещины, *10 ⁻³ м		
		РН-ГРИД	«Гидроудар»	Δ, %	РН-ГРИД	«Гидроудар»	Δ, %	РН-ГРИД	«Гидроудар»	Δ, %
1	Колебательный	216	213,6	1	9	7,7	15	2,31	2,65	15
2		61,4	66,3	8	15,1	11,0	27	2,7	3,61	34
3		103,7	125,3	21	49	17,0	65	2,2	1,98	10
4	Монотонный	151	249,1	65	29	11,3	61	2,0	1,52	24
5		263	166,6	37	10	12,3	23	2,1	2,06	2
6		152	399,0	163	7	2,7	62	2,0	2,16	8

Из приведённых в Таблице 6.4 данных следует, что максимальная относительная погрешность в колебательных режимах КПД для полудлины трещины составляет 21 %, высоты трещины 65 %, ширины 34 %.

Таким образом, удовлетворительные погрешности с учётом неопределённости входных данных задачи имеют величины полудлин и ширины трещин в колебательном режиме КПД и ширины трещин в монотонном режиме КПД.

На Рисунке 6.7 представлено графическое сравнение полученных параметров трещины по результатам моделирования в РН-ГРИД и по результатам решения обратной задачи для монотонного и колебательного характера падения давления.



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

Рисунок 6.7 — Графическое представление результатов расчёта

Выводы по главе 6

1. Представлен способ определения эффективного модуля Юнга горной породы в интервале проведения ГРП, а также размеров трещины ГРП

по данным забойных датчиков давления после остановки закачки жидкости при проведении тестового ГРП.

2. Методика апробирована на шести скважинах с монотонными и колебательными КПД, на которых была проведена операция ГРП.

3. Расчёты модуля Юнга по данным гидроудара показывают хорошее совпадение с результатами лабораторных исследований керна на соседних скважинах, что свидетельствует о хорошей прогнозной способности математической модели, которая может быть применима и для других объектов обработки.

4. Результаты сопоставления геометрических параметров трещины, полученных по данной методике, с расчётами, выполненными в симуляторе ГРП (с одинаковыми значениями модулей Юнга), свидетельствуют о наличии тенденции к линейной корреляции.

5. Различия в геометрии трещины связаны с используемыми математическими моделями, входящими в процедуру расчёта математической модели гидроудара и модели симулятора.

7 ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. На основании проведённых многовариантных расчётов с варьированием параметров обработки скважин (расхода и объёма жидкости гидроразрыва, её реологии, фракции и массы проппанта), а также с учётом гидродинамического моделирования разработан и внедрён «оптимальный» план проведения операций МГРП на месторождениях БС Западной Сибири, позволивший увеличить начальный дебит нефти скважин, относительно ранее пробуренных скважин.

2. Разработана 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.

3. Разработан алгоритм 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.

8 СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- БС — баженовская свита
- ГС — горизонтальная скважина
- ГГС — геолого-геомеханические свойства пласта
- ГИС — геофизические исследования
- ГДИС — гидродинамические исследования скважин
- ГРП — гидравлический разрыв пласта
- КИН — коэффициент извлечения нефти
- МГРП — множественный гидроразрыв пласта
- МСМ — микросейсмический мониторинг
- НМП — нефтематеринская порода
- НГК — нефтегазовый комплекс
- ОПИ — опытно-промышленные исследования
- ОПР — опытно-промышленные работы
- ТПО — технологические параметры обработки
- УВ — углеводороды
- ФЕС — фильтрационно-ёмкостными свойства
- SRV — Stimulated reservoir volume (стимулированный объём пласта)
- DX — высоковязкая жидкость ГРП
- LG — маловязкая жидкость ГРП
- Slickwater — жидкость ГРП с понизителем трения

9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Халимов, Э. М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых / Э. М. Халимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.— 2004. — № 11. — С. 44–50.
2. Григорьев, М. Н. Региональная специфика трудноизвлекаемых запасов нефти России / М. Н. Григорьев // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 5. — С. 14–17.
3. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России. – СПб. : Изд-во ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.
4. Морариу, Д. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти / Д. Морариу, О. Ю. Аверьянова // Нефтегазовая геология. Теория и практика: [Электронное научное издание].— 2013. — Т. 8, № 1. — URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf.
5. Klett T. R. FORSPAN model users guide / T. R. Klett, R. R. Charpentier. — 2003. — № 2003-354.
6. Schmoker, J. W. A resource evaluation of the Bakken Formation / J. W. Schmoker (Upper Devonian and Lower Mississippian) continuous oil accumulation, Williston Basin, North Dakota and Montana: The Mountain Geologist.— 1996.— V. 33, no. 4.— P. 95–104.
7. Институт энергетических исследований Российской академии наук. [Электронный ресурс] Официальный сайт ИЭИРАН, URL: <https://www.eriras.ru> (дата обращения 05.12.2019).
8. Sedimentary Rocks. By Pettijohn F. J. Second Edition, 1957, xvi + 718 pp., 119 tables, 173 figs., 40 plates. Harper and Brothers, New York. Price \$12.00. — V. 94 Issue 6 - W. W. B.
9. Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon

accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173–187.

10. Грушевенко, Д. А. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / Д. А. Грушевенко, В. А. Кулагин.— М.: ИНЭИ РАН, 2019.— 62 с.: ил.

11. Асаулов, С. Нетрадиционные источники углеводородов: сланцевый пузырь или сланцевая революция? [Электронный ресурс] Журнал ROGTEC URL: <https://rogtecmagazine.com/нетрадиционные-источники-углеводоро/?lang=ru> (дата обращения 05.12.2018).

12. Proceedings of the Twelfth World Petroleum Congress // New York: Wiley, 1987.

13. World Energy Council. World Energy Resources 2016. [Электронный ресурс] Официальный сайт World Energy Council. URL: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/WorldEnergy-Resources_SummaryReport_2016.10.03.pdf (дата обращения 17.01.2019).

14. SPE International PetroWiki. [Электронный ресурс] Энциклопедия сообщества инженеров-нефтяников URL: https://petrowiki.org/Cold_heavy_oil_production_with_sand (дата обращения 18.12.2018).

15. USGS. Heavy Oil and Natural Bitumen—Strategic Petroleum Resources. [Электронный ресурс], Официальный сайт геологической службы США, URL: <https://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.pdf> (дата обращения 16.11.2018).

16. Грушевенко Д., Грушевенко Е. Нефть сланцевых плеев — новый вызов мировому энергетическому рынку? / Д. Грушевенко, Е. Грушевенко.— М.: ИНЭИ РАН, 2012.

17. Глейзер, К. С. Поиск высокопродуктивных зон: качество коллектора и качество заканчивания в органогенных сланцах: сб. II: избранные статьи из журнала «Oilfield Review» / К. С. Глейзер, Г. М. Джонсон,

Р. Л. Кляйнберг, П. Миллер, У. Д. Пеннингтон // Нефтегазовое обозрение.— 2013.— Т. 25, № 3.

18. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas> (дата обращения 25.12.2018).

19. USGS. Heavy Oil and Natural Bitumen—Strategic Petroleum Resources [Электронный ресурс], Официальный сайт геологической службы США, URL: <https://pubs.usgs.gov/fs/fs070-03/fs070-03.pdf> (дата обращения 16.11.2018).

20. Annual Energy Outlook 2019 with Projection to 2050 // EIA US Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/AEO> (дата обращения 15.02.2019)

21. US Crude Oil Field Production // YCHARTS, URL: https://ycharts.com/indicators/us_crude_oil_field_production (дата обращения 06.06.2019)

22. Petroleum and Other Liquids. US Crude Oil Field Production // EIA US Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?f=W&n=PET&s=WCRFPUS2> (дата обращения 06.06.2019);

23. US Oil Output Poised to Set Yet Another Record in 2019 // Rystad Energy 06.06.2019. URL: <https://www.rystadenergy.com/news/press-releases/US-oil-output-poised-to-set-yet-another-record-in-2019> (дата обращения 12.12.2019)

24. Огнева, А. С. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США / А. С. Огнева, М. С. Антонов, Е. Ф. Смолянец, А. В. Сергейчев, А. Э. Фёдоров // Нефтегазовое дело.— 2020.— № 2.— С. 24–37.

25. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL:

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38852>. (дата обращения 25.12.2018) (дата обращения 16.09.2019)

26. North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division. [Электронный ресурс]. Официальный сайт North Dakota Industrial Commission URL: <https://www.dmr.nd.gov/> (дата обращения 25.12.2018)

27. Pollastro, R. M. Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation / R. M. Pollastro, L. N. R. Roberts, T. A. Cook // 2011, chap. 5 of U.S. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS –69.— 34 p.

28. Schenk, C. J. Natural gas production in the United States: National Assessment of Oil and Gas Series / C. J. Schenk, R. M. Pollastro // U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-113-01.— 2001.— 2 p.

29. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38852> (дата обращения 16.09.2019).

30. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38372> (дата обращения 18.09.2019).

31. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL www.eia.gov/aeo (дата обращения 18.09.2019).

32. Beckwith, R. The tantalizing promise of oil shale / R. Beckwith, S. Writter // JTP online.— 2012.
33. Zou C. Unconventional petroleum geology / C. Zou.— Elsevier, 2017.
34. Xin-Shun Zhang, Hong-Jun Wang, Feng Ma, Xiang-Can Sun, Yan Zhang, Zhi-Hui Song. Classification and characteristics of tight oil plays // Pet. Sci.— 2016.— P. 18–33;
35. Stevens S. H. China shale gas and shale oil resource evaluation and technical challenges / S. H. Stevens, K. D. Moodhe, V. A. Kuuskraa // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.— OnePetro, 2013.
36. Ryder Scott Petroleum Consultants, [Электронный ресурс] URL www.ryderscott.com(дата обращения 02.10.2019)
37. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33472>. (дата обращения 02.10.2019)
38. Zaixing Jiang, Wenzhao Zhang, Chao Liang, Yongshi Wang, Huimin Liu, Xiang Chen. Basic characteristics and evaluation of shale oil reservoirs // Petroleum Research, 2016.— P. 149–163; Technology 101: EOR Methods for Shale and Tight Formations.
39. EIA/ARI, 2013b — Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.— 2013, May. — Ch. VIII–XIII.— URL: http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshlegas/pdf/chaptersviii_xiii.pdf (accessed May 08, 2018).
40. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Russia_2013.pdf (дата обращения 02.11.2019).

41. Ulmishek, G. F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia / G. F. Ulmishek.— Reston, Virginia: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003.— С. 49.
42. Henderson, J. Tight oil developments in Russia / J. Henderson.— Oxford Institute for Energy Studies, 2013.
43. Конторович, А. Э. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А. Э. Конторович и др. // Актуальные проблемы нефти и газа.— 2014.— № 2 (10).
44. Выгон, Г. Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым Баккеном? / Г. Выгон и др. // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО.— 2013.
45. U.S. Energy Information Administration. «World Shale Resource Assessments» [Электронный ресурс]. Официальный сайт U.S Energy Information Administration, URL https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Russia_2013.pdf (дата обращения 02.11.2019).
46. Волков, В. А. Перспективы сланцевой «революции» в Югре — самые радужные, но технология разработки баженовской свиты ещё не выработана / В. А. Волков // Недропользование XXI век.— 2018.— № 4.— С. 52–57.
47. Karpov, V. B. Dynamic Flow Monitoring in Horizontal Wells with High-Stage Mfrac in Conditions of Bazhen Formation / V. B. Karpov et al. // SPE Russian Petroleum Technology Conference.— OnePetro, 2020.
48. Bukov, O. V. Complex Using of Conventional Production Logging and Indicator Technologies in Tight Oil Reservoir Study / O. V. Bukov, A. V. Basov, D. M. Lazutkin, D. V. Kashapov, K. N. Ovchinnikov, A. V. Buyanov, A. V. Drobot, I. L. Novikov // SPE Russian Petroleum Technology Conference.— OnePetro, 2020.
49. Gallegos, T. J. Trends in hydraulic fracturing distributions and treatment fluids, additives, proppants, and water volumes applied to wells drilled in the United States from 1947 through 2010: Data analysis and comparison to the

literature / T. J. Gallegos, B. A. Varela.— Reston, VA : US Geological Survey, 2015.— С. 15.

50. Weijers, L. Trends in the North American frac industry: Invention through the shale revolution / L. Weijers et al. //SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition.— OnePetro, 2019.

51. 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.

52. Al-Alwani, M. A. Review of Stimulation and Completion Activities and Trends in the United States Shale Plays: Permian Basin Case Study / M. A. Al-Alwani et al. // 53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium.— OnePetro, 2019.

53. Jiang, Z. Basic characteristics and evaluation of shale oil reservoirs / Z. Jiang et al. // Petroleum Research.— 2016.— Т. 1, № 2.— С. 149–163.

54. Выгон, Г. Возможна ли сланцевая революция в России? / Г. Выгон // Доклад в рамках круглого стола издательского дома «Коммерсантъ» и концерна «Шелл» «Россия во главе новой сланцевой революции».— 2013.

55. Ahmed, U. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development / U. Ahmed, D. N. Meehan et al.— CRC Press, 2019.

56. Murillo, G. G. Successful deployment of unconventional geomechanics to first zipper hydraulic fracturing in low-permeability turbidite reservoir, Mexico / G. G. Murillo et al. // EUROPEC 2015.— OnePetro, 2015.

57. Gidley, J. L. Recent advances in hydraulic fracturing / J. L. Gidley.— 1989.

58. John W. Ely, Jon Harper, and Esteban N. Nieto, Ely & Associates Corp; Dimitrios Kousparis and Andrew Kousparis, Paris Oil and Gas Corporation; Curt Crumrine, W.B. Osborne Oil and Gas Corporation: “Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Baarnett Shale,”SPE Paper 194365,

presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 5–7 February 2019.

59. Belyadi, H. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis / H. Belyadi, E. Fathi, F. Belyadi.— Gulf Professional Publishing, 2019.

60. Ely, J. W. Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Barnett Shale / J. W. Ely et al. // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition.— OnePetro, 2019.

61. Fisher, M. K. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the Barnett Shale / M. K. Fisher et al. // SPE annual technical conference and exhibition.— Society of Petroleum Engineers, 2002.

62. Ely, J. W. Slick Water Fracturing and Small Proppant The future of stimulation or a slippery slope? / J. W. Ely et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition.— OnePetro, 2014.

63. Handren, P. J. Successful hybrid slickwater-fracture design evolution: an east texas cotton valley taylor case history / P. J. Handren et al. // SPE Production & Operations.— 2009.— Т. 24, № 3.— С. 415–424.

64. Whiting Petroleum Corporation. «Second Quarter 2019 Financial and Operating Results, August 2019». [Электронный ресурс] URL: <https://whiting.com> (дата обращения 01.05.2021).

65. Abraxas Petroleum Corporation. «Abraxas Announces Borrowing Base Redetermination and Presentation at IPAA OGIS New York» [Электронный ресурс] URL: <https://www.streetinsider.com/dr/news.php?id=15343005&gfv=1> (дата обращения 01.05.2021).

66. “Prospects for US shale productivity gains”, The Oxford Institute For Energy Studies, [Электронный ресурс] URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/prospects-for-us-shale-productivity-gains/> (дата обращения 11.05.2021).

67. “Recent Trends In Perforating For Limited-entry Stimulation” [Электронный ресурс] URL <https://www.hartenergy.com/exclusives/recent-trends-perforating-limited-entry-stimulation-183584> (дата обращения 19.02.2021)
68. Weijers, L. Trends in the North American frac industry: Invention through the shale revolution / L. Weijers et al. // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition.— OnePetro, 2019.
69. Hydraulic Fracturing Trends. «Data Illustrates Evolution Of Fracturing Designs In Resource Plays». [Электронный ресурс] URL: <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/data-illustrates-evolution-of-fracturing-designs-in-resource-plays>. (дата обращения 01.05.2021)
70. West, R. Prospects for US Shale Productivity Gains / R. West // Oxford Institute for Energy Study.— 2019.
71. ESG Solutions. «Real-time Microseismic Monitoring for Nexen's 143-Stage Multi-Well Horizontal Fracture Operation in the Horn River Basin» [Электронный ресурс] URL: <https://www.esgsolutions.com/technical-resources/case-studies/real-time-microseismic-monitoring-for-nexens-143-stage-multi-well-horizontal-fracture-operation-in-the-horn-river-basin>. (дата обращения 01.05.2021).
72. Whitfield, S. Permian, Bakken operators face produced water challenges / S. Whitfield et al. // Journal of Petroleum Technology.— 2017.— Т. 69, № 06.— С. 48–51.
73. “Permian Water Disposal Project Concludes” [Электронный ресурс] URL:https://www.rigzone.com/news/permian_water_disposal_project_concludes-19-dec-2019-160616-article (дата обращения 01.05.2021).
74. “Demand For Frac Sand Expands Into Canada” [Электронный ресурс] URL: <https://feeco.com/demand-for-frac-sand-expands-into-canada/> (дата обращения 01.05.2021).
75. “What is frac sand” [Электронный ресурс] URL: <https://www.blackmountainsand.com/resources/what-is-frac-sand/> (дата обращения 01.05.2021).

76. “Mobile Proppant Management System” [Электронный ресурс] URL: <https://www.solarisoilfield.com/products/mobile-proppant-management-system> (дата обращения 11.06.2020).
77. “Two solutions for reliable frac sand supply” [Электронный ресурс] URL: <https://www.hicrushinc.com/blog/two-solutions-for-reliable-frac-sand-supply> (дата обращения 11.02.2021).
78. “Specialized services to meet ongoing demand” [Электронный ресурс] URL: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/fracturing/frac-of-the-future/expresssand-delivery-system.html> (дата обращения 13.04.2021).
79. “The Shape of Things to Come in Proppant Logistics” [Электронный ресурс] URL: https://sandboxlogistics.com/sandbox_process.php (дата обращения 11.02.2021).
80. Экономидес М., Олини Р. и Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. Под ред. Богданчиков С.М. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 236 с. isbn: 978-5-93972-608-5.
81. Tinsley, J. M. Vertical fracture height-its effect on steady-state production increase / J. M. Tinsley et al. // Journal of Petroleum Technology.— 1969.— Т. 21, № 5.— С. 633–638.
82. Prats, M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior-incompressible fluid case / M. Prats // Society of petroleum engineers journal.— 1961.— Т. 1, № 2.— С. 105–118.
83. McGuire, W. J. The effect of vertical fractures on well productivity / W. J. McGuire, V. J. Sikora // Journal of Petroleum Technology.— 1960.— Т. 12, № 10.— С. 72–74.
84. Кашапов, Д. В. Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объёма пласта в бажендовской свите при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с различными геолого-геомеханическими свойствами / Д. В. Кашапов, А. С. Продан, А. В. Бочкарёв,

Д. А. Коробицын, Д. И. Торба, В. В. Родионов, А. М. Янаев, В. А. Кузнецов, О. В. Буков // Профессионально о нефти.— 2019.— № 3(13).— С. 62–67.

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

86. Создание оптимального дизайна многостадийного гидроразрыва пласта с учетом особенностей залежей баженовской свиты / А. В. Бочкарев и др. // Нефтяное хозяйство.— 2017.— Т. 3.— С. 51.

87. «Технологический центр «Бажен» — основные вызовы» [Электронный ресурс] URL: https://spmi.ru/sites/default/files/imci_images/sciens/document/2017/%D0%A1%D1%82%D1%80%D0%B8%D0%B6%D0%BD%D0%B5%D0%B2.pdf (дата обращения 11.02.2021).

88. Yew C. H., Weng Xiaowei. Mechanics of hydraulic fracturing.— Gulf Professional Publishing, 2015, <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-420003-6.09995-X.3>.

89. «Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объема пласта (SRV) в баженовской свите при производстве операций МГРП в условиях различных геолого-геомеханических свойствах пласта и технологических параметров обработки ГРП» [Электронный ресурс] URL: https://oil-industry.net/SD_Prezent/2019/04/%D0%9A%D0%B0%D1%88%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%B2_%D0%9C%D0%A4%D0%A2%D0%98.pdf (дата обращения 11.02.2021).

90. Родионов, В. В. Комплексный подход к планированию операций многостадийного гидроразрыва пласта как инструмент повышения добычи в условиях низкопроницаемых трещиноватых коллекторов / В. В. Родионов и др. // ПРОнефть. Профессионально о нефти.— 2020.— № 1.— С. 32–37.

91. Овчинников, К. Н. Моделирование распространения маркированного пропанта в трещине гидравлического разрыва пласта / К. Н. Овчинников и др. // Бурение и нефть.— 2020.— № 10.— С. 20–27.
92. Кашапов, Д. В. Математическое моделирование оседания пропанта в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта на маловязкой жидкости / Д. В. Кашапов и др. // Бурение и нефть.— 2021.— № 17.— С. 60–65.
93. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа: Учеб. пособие для вузов.— 7-е изд., испр. / Л. Г. Лойцянский.— М.: Дрофа, 2003.— 840 с.
94. Kashapov, D. Mathematical Modeling of Crack Proliferation at Pumping of Hydrofracture Liquid with Proppant into the Formation / D. Kashapov, S. Urmanceev // Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 2015; SPE-176549-MS. <https://doi.org/10.2118/176549-MS>.
95. Кашапов, Д. В. Течение жидкости с пропантом в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта / Д. В. Кашапов // Нефть. Газ. Новации.— 2019.— № 7.— С. 62–66.
96. Ames, B. C. Role of Turbulent Flow in Generating Short Hydraulic Fractures With High Net Pressure in Slickwater Treatments / B. C. Ames, A. Bungler // Presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 2015; SPE — 173373 — MS. <http://dx.doi.org/10.2118/173373-MS>.
97. Мищенко, И. Т. Расчёты в добыче нефти / И. Т. Мищенко.— М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.— 2008.— 296 с., ил.
98. OpenFOAM. The Open Source Computational Fluid Dynamics (CFD) Toolbox; (<http://www.openfoam.com>).
99. Hirt, C. W. Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries / C. W. Hirt, B. D. Nichols // J. Comput. Phys.— 1981.— V. 39.— P. 201–225.
100. Ильясов, А. М. Квазиодномерная модель гиперболического типа гидроразрыва пласта / А. М. Ильясов, Г. Т. Булгакова // Вестн. Сам. гос. техн.

ун-та. Сер. Физ.-мат. науки.— 2016.— Т. 20, № 4.— С. 739–754. DOI: <http://dx.doi.org/10.14498/vsgtu1522>.

101. Soliman, M. Y. Determination of fracture volume and closure pressure from pump-in/flowback tests / M. Y. Soliman, A. A. Daneshy // Middle East Oil Show.— OnePetro, 1991.

102. Valko P., Economides M. J. Hydraulic Fracture Mechanics, 1995.

103. Nolte, K. G. Interpretation of fracturing pressures / K. G. Nolte, M. B. Smith // Journal of Petroleum Technology.— 1981.— Т. 33, № 9.— С. 1767–1775.

104. Warpinski, N. R. Comparison study of hydraulic fracturing models — test case: GRI staged field Experiment No. 3 (includes associated paper 28158) / N. R. Warpinski et al. // SPE Production & Facilities.— 1994.— Т. 9, № 1.— С. 7–16.

105. Жуковский, Н. Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах / Н. Е. Жуковский.— М.-Л.: Гостехиздат, 1949.

106. Христианович, С. А. Механика сплошной среды / С. А. Христианович.— М.: Наука, 1981.

107. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Гостехиздат, 1951. – 212 с.

108. Kay M. Practical Hydraulics. 2nd ed. Taylor & Francis.— 2008.— XII.— 253 p.

109. Tijsselin, A. Johannes von Kries and the history of water hammer / A. Tijsselin, A. Anderson // Journal of Hydraulic Engineering.— 2007.— V. 133, № 1.— P. 1–8.

110. Wylie, E. B. Fluid transients in systems / E. B. Wylie, V. L. Streeter // N.J.: Prentice-Hall, Englewood cliffs, 1993.— 463 p.

111. Holzhausen, C. R. Impedance of hydraulic fracture: Its measurement and use for estimating fracture closure and dimensions / C. R. Holzhausen, R. P. Gooch // Paper SPE13892 presented at SPE/DOE Low Permeability Gas

Reservoirs Symposium, Denver, 1985. 19–22 May. DOI: <https://doi.org/10.2118/13892-MS>.

112. Patzek, T. W. Lossy transmission line model of hydrofractured well dynamics / T. W. Patzek, A. De // *Journal of Petroleum Science and Engineering*.— 2000.— V. 25, № 1/2.— P. 59–77. DOI: <https://doi.org/10.2118/46195-MS>.

113. Paige, R. W. Field application of hydraulic impedance testing for fracture measurement / R. W. Paige, L. R. Murray, J. D. M. Roberts // *SPE J.*— 1995.— V. 10, № 1.— P. 6–12. DOI: <https://doi.org/10.2118/26525-PA>.

114. Sneddon J. N., Berry D. S. The classical theory of elasticity. Berlin etc.: Springer, 1958 = Снеддон И. Н., Берри Д. С. Классическая теория упругости.— М.: Физматгиз, 1961.— 219 с.

115. Carey, M. A. Analysis of water hammer signatures for fracture diagnostics / M. A. Carey, S. Mondal, M. M. Sharma // Paper SPE-174866-MS Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 28–30 September. 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/174866-MS>.

116. Iriarte, J. Using water hammer characteristics as a fracture treatment diagnostic / J. Iriarte, J. Merritt, B. Kreyche // Paper SPE-185087-MC presented at the 2017 SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 27–31 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA. DOI: <https://doi.org/10.2118/185087-MS>.

117. Perkins, T. K. Width of hydraulic fractures / T. K. Perkins, L. R. Kern // *Journal of Petroleum Technology*.— 1961.— V. 13, № 4.— P. 937–949.

118. Nordgren, R. P. Propagation of a vertical hydraulic fracture / R. P. Nordgren // *Society of Petroleum Engineers J.*— 1972.— V. 12, № 4.— P. 306–314.

119. Лемешко, Б. Ю. Методы оптимизации / Б. Ю. Лемешко.— Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009.— 126 с.

120. Nolte, K. G. Background for after-closure analysis of fracture calibration tests / K. G. Nolte.— In: SPE-39407 (July 1997).

121. Economides, M. J. Reservoir stimulation / M. J. Economides, K. G. Nolte.— 3rd. Wiley, 2000.

122. Carter, R. D. Derivation of the general equation for estimating the extent of fractured area / R. D. Carter // In: Drilling and production practice, 1957.— P. 261–269.

123. Parlar, M. An experimental study on fluid-loss behavior of fracturing fluids and formation damage in high permeability porous media / M. Parlar et al.— In: SPE-30458, 1995.— P. 79–94.