

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений

УДК 622.276.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Муратов Петр Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)- 5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки : 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю. А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Муратову Петру Николаевичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор международного опыта исследования и применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта. Механизм работы кластерного гидравлического разрыва пласта. Геологические условия применения кластерного гидравлического разрыва пласта. Подбор рабочих агентов для кластерного гидравлического разрыва пласта. Анализ технологического процесса кластерного гидравлического разрыва пласта.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Геологическая характеристика трудноизвлекаемых запасов
Основы технологии стандартного гидравлического разрыва пласта
Принцип технологии кластерного гидравлического разрыва пласта
Анализ применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта на примере Приобского и Малобалыкского месторождений
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Муратов Петр Николаевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТЭК — топливно-энергетический комплекс

ГРП — гидроразрыв пласта

КИН — коэффициент извлечения нефти

ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства

ОАО — открытое акционерное общество

НДПИ — налог на добычу полезных ископаемых

НГП — нефтегазоносная провинция

УВ — углеводороды

ОВ — органическое вещество

ГРП — гидравлический разрыв пласта

НКТ — насосно-компрессорные трубы

НК — нефтяная компания

ПАВ — поверхностно-активные вещества

РСР — resin coated proppant

СИЗ — средства индивидуальной защиты;

ЧС — чрезвычайные ситуации.

ГЭЦ — гидроксипропилцеллюлоза

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, в том числе 26 рисунков, 10 таблиц. Список литературы включает 32 источника.

Ключевые слова: кластерный ГРП, ГРП с высокопроводящими каналами, коэффициент извлечения нефти, трудноизвлекаемые запасы, увеличение нефтеотдачи.

Объектом исследования является технология кластерного ГРП.

Цель исследования – анализ эффективности применения технологии кластерного ГРП в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений.

В процессе исследования был подробно рассмотрен механизм проведения кластерного ГРП. Проведен анализ геологических условий применения данной технологии. Изучен процесс подбора рабочих агентов кластерного ГРП. Выполнен анализ технологического процесса кластерного ГРП на нефтяных месторождениях. В результате исследования выявлен положительный эффект кластерного ГРП и разработаны рекомендации по развитию данной технологии.

Область применения: низкопроницаемые коллектора

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения кластерного ГРП.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ.....	12
1.1 Углеводородный потенциал России.....	12
1.2 Общие сведения и классификация низкопроницаемых коллекторов... 16	
1.3 Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири.... 17	
2 ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ СТАНДАРТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	22
2.1 Этапы стандартного гидравлического разрыва пласта	22
2.2 Механизм образования трещин	24
2.3 Транспортировка проппанта в трещинах гидравлического разрыва пласта	26
2.4 Разновидности проппанта, используемого при гидравлическом разрыве пласта	29
2.5 Повышение продуктивности пласта.....	32
3 ПРИНЦИП ТЕХНОЛОГИИ КЛАСТЕРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	36
3.1 Проблемы стандартного гидравлического разрыва пласта	36
3.2 Периодическая закачка проппанта в пласт.....	38
3.3 Распределение кластеров проппанта.....	42
3.4 Добавки, использующиеся для укрепления кластеров проппанта в трещинах гидравлического разрыва пласта.....	43

4 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КЛАСТЕРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ПРИОБСКОГО И МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	52
4.1 Характеристика Приобского месторождения	52
4.2 Первые опыты проведения кластерного гидравлического разрыва пласта на Приобском нефтяном месторождении	53
4.3 Увеличение объема обработки при кластерном гидравлическом разрыве пласта на Приобском нефтяном месторождении	60
4.4 Исследование кластерного ГРП СН-100 на скважине Малобалыкского нефтяного месторождения	64
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
5.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	71
5.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия	74
5.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.....	78
5.4 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	80
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	
84	
6.2 Производственная безопасность	85
6.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	86
6.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	86
6.2.1.2 Производственный шум в рабочей зоне	87
6.2.1.3 Превышение уровня вибрации.....	88

6.2.1.4 Освещение рабочей зоны.....	88
6.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	88
6.2.2.1 Химические реагенты	88
6.2.2.2 Высокое давление.....	89
6.2.2.3 Электрический ток.....	89
6.3 Экологическая безопасность	90
6.3.1 Защита атмосферы.....	90
6.3.2 Защита гидросферы.....	91
6.3.3 Защита литосферы.....	92
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
6.5 Выводы по разделу «Социальная ответственность»	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	96

ВВЕДЕНИЕ

Значение газовой и нефтяной промышленности России является приоритетным, так как на сегодняшний день предприятия ТЭК формируют почти половину промышленной продукции России, более половины бюджета страны и примерно 70% валютных поступлений.

В связи с этим развитие нефтегазового комплекса — важная задача для экономики страны и первостепенная цель Правительства России.

Сегодня запасы нефти и газа имеют тенденцию к снижению. Существующие крупные легко разрабатываемые месторождения почти исчерпали свой ресурс, а появления новых малоперспективно.

В связи с этим следует уделить внимание разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Для улучшения эффективности добычи и интенсификации добычи газоконденсата и нефти проводятся эксперименты, на основе которых создаются новые гидродинамические, тепловые, физико-химические и другие методы увеличения газонефтеотдачи.

Традиционный гидравлический разрыв пласта (ГРП) является наиболее часто используемым методом увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири. Это объясняется высокой эффективностью мероприятия – в среднем происходит повышение дебита в 2-6 раз, при этом стоимость операции составляет от 500 тыс. руб. до 2 млн. руб., что делает более 80% операций рентабельными. Помимо возможности повышения дебита, технология ГРП позволяет увеличить нефтеотдачу пласта за счет присоединения ранее недренируемых пропластков и увеличения радиуса дренирования при помощи создания длинных трещин.

Однако, не смотря на преимущества, традиционная технология ГРП имеет ряд ограничений: необходимо понимать физическую составляющую процесса для того, чтобы не происходил прорыв трещины в нецелевые зоны.

В связи с этим в данной работе рассматривается новый подход к

организации процесса ГРП: использование кластерного ГРП. Данная технология сочетает в себе геомеханическое моделирование, периодическую закачку проппанта, разлагаемых волокон и жидкости для достижения гетерогенного размещения проппанта в пределах гидроразрыва. Цель этого метода стимуляции скважины состоит в том, чтобы способствовать образованию стабильных пустот или полос внутри пакета проппанта, которые служат высокопроводящими каналами для транспортировки нефти и газа по всему гидроразрыву.

Актуальность работы: по мере снижения средней проницаемости разрабатываемых месторождений все более актуальным становится оптимизация технологии ГРП и снижение затрат на его проведение.

Объектом исследования являются продуктивные пласты нефтяных месторождений, подходящие по критериям для проведения гидравлического разрыва пласта.

Задачи исследования:

- Обзор технологии проведения кластерного ГРП, выделение основных проблем и потенциальных точек роста.
- Изучение опыта применения технологии кластерного ГРП.
- Анализ эффективности применения кластерного ГРП на примере Приобского и Малобалыкского месторождений.
- Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий.
- Выделение основных вредных и опасных факторов, которым подвергается человек во время проведения ГРП. Формирование мероприятий, необходимых для охраны окружающей среды.

1.1 Углеводородный потенциал России

Россия располагает гигантским углеводородным потенциалом, позволяющим добиться показателей добычи нефти и газа, предусмотренных стратегическими документами до 2030 года. В то же время положение минерально-сырьевой базы нефти и газа характеризуется снижением нынешних разведанных запасов и невысокими темпами их воспроизводства [1]. В среднем степень разведанности ресурсов достигает лишь 32%. Полную картину разведанности ресурсов по федеральным округам можно увидеть на рисунке 1.

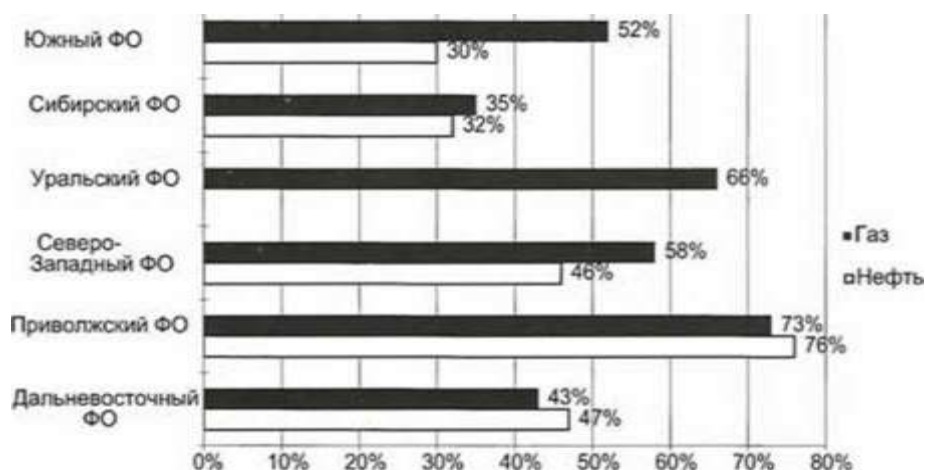


Рисунок 1 — Степень разведанности ресурсов нефти и газа в федеральных округах Российской Федерации [1]

Нефтедобывающий комплекс России представлен достаточно большим количеством традиционных ресурсов и готовыми к промышленной эксплуатации залежами газа. Гораздо ниже обеспеченность запасами нефти. Последние результаты оценки начальных суммарных ресурсов газа говорят о наличии в России 287,5 трлн. м³ газа. Из них к категории доказанных запасов отнесены только 33 трлн. м³. В 2020 году добыча газа составила 699 млрд. м³.

Начальный суммарные запасы нефти составляют 111,4 млрд.т. Из них разведанных и отнесенных к категориям АВС лишь 28,7 млрд.т.

Министерство природных ресурсов в последнем отчете указало, что запасов газа при текущих темпах отбора газа хватит на 103 года, нефти на 59 лет [2].

Если рассматривать структуру остаточных запасов углеводородов, то она становится все более неоднородной, легко разрабатываемые залежи истощают свой ресурс, а доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно растет. Сегодняшние проводимые геологоразведочные работы не способны обеспечить рост новых объектов минерально-сырьевой базы взамен быстро убывающих. Вдобавок, недавно разведанные запасы по характеристикам относятся к запасам со сложными геолого-промысловыми условиями и необходимо прикладывать большие усилия для их разработки.

Как видим, снижение добычи нефти на территории России прогнозируемое и закономерное. Основные причины снижения добычи нефти:

- значительная часть месторождений находится на поздних стадиях разработки, которые характеризуются естественным снижением объема добычи нефти в связи с истощением запасов и обводнением продукции;
- эксплуатационное бурение перемещается в краевые зоны месторождений, где его эффективность существенно ниже, а вовлекаемые в разработку запасы не в состоянии компенсировать сокращение добычи вследствие выработки высокопродуктивных зон;
- заметно снижаются объемы добычи нефти на крупнейших месторождениях, которые вносят значительный вклад в общую добычу;
- на протяжении последних лет продолжает ухудшаться структура разведанных запасов, в округе открываются всё более мелкие, малодебитные месторождения и залежи, открытие новых крупных нефтяных месторождений маловероятно;
- открываемые и вводимые в разработку в последние годы объекты,

как правило, являются низкопродуктивными, с незначительными, преимущественно с трудноизвлекаемыми запасами нефти, характеризуются более сложным геологическим строением, что делает такие объекты малопривлекательными для инвестиций.

Если рассматривать среднесрочную и долгосрочную перспективу развития энергетического комплекса России, то данные результатов исследований в области прогнозирования вызывают опасения. В Распоряжении Правительства РФ от 9 июня 2020 года была утверждена Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года. В соответствии с ней, одной из долгосрочных задач для российской нефтяной отрасли в документе названо введение в экономический оборот малых месторождений нефти, малодебитных и высокообводненных скважин, трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Для этого планируется создание условий для развития малых и средних предприятий в этой сфере, преимущественно на основе инновационных отечественных технологий и оборудования.

В России выделены следующие залежи, относящиеся к трудноизвлекаемым [1]:

1. Залежи нефти с аномальными физико-химическими свойствами: залежи высоковязкой (более 30 мПа*с), битуминозной (плотность при 20 °С больше 0,895 г/см³), высокопарафинистой (более 6%) и особо высокосернистой (более 3,5%) нефти.

2. Отложения пластов типа «рябчик»: резкая литологическая неоднородность латеральная и вертикальная, тонкое переслаивание песчаных и глинистых включений различной формы и размеров, преобладание коллекторов «рябчикового» типа, КИН менее 0,230.

3. Породы доюрского комплекса: принадлежность залежей к комплексу пород фундамента и образованиям пермо-триасового возраста. Латеральная и вертикальная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) резервуара, преобладающий тип коллектора – кавернознопоровотрещинный,

КИН менее 0,230.

4. Тюменская свита: мозаичное строение толщи с высокой степенью неоднородности разреза (различного размера и формы линзы коллекторов в толще глинистых пород), наличие множества «рукавообразных» изолированных песчаных тел, высокая степень послонной и зональной фильтрационной неоднородности отложений, КИН менее 0,230.

5. Подгазовые зоны залежей: нефтегазоконденсатные залежи с нефтяными оторочками небольшой мощности (около 4 метров), КИН менее 0,230.

6. Баженовская свита. Сложное геологическое строение залежей с резкой латеральной и вертикальной неоднородностью резервуара, коллекторы вторичного генезиса трёх типов: порово-трещинного, трещинного и трещинно-кавернозного, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Мировые зарубежные эксперты сходятся во мнении, что российские залежи нефти в низкопроницаемых коллекторах перспективны с точки зрения изучения и активного освоения. Особенно выделяется баженовская свита и ее гомологи в Западной Сибири. Международное энергетическое агентство признало баженовскую свиту самой большой: суммарные запасы достигают 150 млрд. баррелей нефти и более 40 трлн. м³ газа. Эти цифры превосходят оценки традиционных неосвоенных запасов Западной Сибири. Отдельные эксперты такие, как академик Российской Академии Наук А.Э. Конторович смело утверждают, что при определенных методиках подсчета запасы еще выше и составляют порядка 300 млрд. баррелей нефти.

7. Ачимовская толща: залежи нефти приурочены к очень сложным ловушкам клиноформного строения, с неравномерным, часто линзовидным переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитоподобных глин. Неоднородный характер строения резервуара как по латерали, так и по разрезу, преимущественно невысокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, КИН менее 0,230. Ачимовские толщи зачастую располагаются сразу над

Баженовской свитой. В ходе опытно-промышленной эксплуатации ачимовские отложения показывают больший дебит и более длительное время эксплуатации в сравнении с баженовской свитой.

1.2 Общие сведения и классификация низкопроницаемых коллекторов

Для традиционных коллекторов УВ обычно применяют деление по проницаемости вне зависимости от характера пустотного пространства на пять классов коллекторов, последний из которых при проницаемости менее 1 мД является для традиционного резервуара непромышленным, а для нетрадиционного коллектора рассматриваются плотные породы с проницаемостью ниже 1 мД и средней пористостью до 3-5%. Данное деление показано в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот

Проницаемость, Дарси	Качество проницаемости горной породы	Коллекторы
Более 1,00	Очень высокопроницаемая	Традиционные
От 1,00 до 0,10	Высокопроницаемая	
От 0,10 до 0,01	Проницаемая	
От 0,01 до 0,001	Среднепроницаемая	
От 0,001 до 0,0001	Низкопроницаемая	Нетрадиционные
От 0,0001 до 0,00001	Сверхнизкопроницаемая	
Менее 0,00001	Экстранизкопроницаемая	
0,000000001	Нанопроницаемая	

1.3 Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является одним из самых обширных, его площадь достигает 3 млн. кв.км. Если рассматривать в разрезе регионов, то это регион обеспечивает 65% от всего российского объема добычи нефти и более 80% газа. Перспективы здесь касаются именно нетрадиционных запасов углеводородов, содержащихся в черносланцевых формациях [1].

Интерес к баженовской свите проявляют как отечественные, так и зарубежные компании. Причем зарубежные компании стараются использовать накопленный опыт из работы с подобными месторождениями в других странах.

На данный момент в связи с размерами баженовской свиты, она изучалась, неравномерна и только на участках, лицензии на которые были выкуплены компаниями. Соответственно и подсчеты запасов крайне противоречивы. Приблизительные цифры представлены в таблице 2.

Таблица 2 — Ресурсы нефти в баженовской свите в Западно-Сибирском бассейне (подсчет от 2013 года)

Сланцевая формация	баженовская свита	
	центральная часть бассейна	северная часть бассейна
Основные характеристики		
Геологический возраст	Верхнеюрско-нижнемеловой	
Осадконакопление	Морское	Морское
Мощность, м:		
обогащенный ОВ:	30	30
Эффективная мощность:	26	26
Глубина: м		
интервал	1930-3660	1930-3660
средняя	2500	2990
Коллекторские свойства		
Пластовое давление	Аномально-высокое	Аномально-высокое
Глинистость	низкая	низкая
Ресурсы		
Нефтяная фаза, млрд. т.	Нефть	Нефть и конденсат
геологические	131,6	38
извлекаемые	7,5	2,2
газовая фаза трлн. м. ³	Попутный газ	Попутный и влажный газ
геологические	33,5	9,7

извлекаемые	5,3	2,7
-------------	-----	-----

Ведомство Минэнерго оценила запасы в 2 млрд. тонн, по данным американского агентства количество потенциально извлекаемой нефти составляют 12 млрд. тонн.

Западно-Сибирский бассейн представлен среднетриасовыми терригенными отложениями, располагаемыми в нижнетриасовой рифтовой системе. При изучении тектостратиграфического строения было установлено, что в волжско-раннебрийское время в центральной части бассейна площадью порядка 1 млн. км² осадки скапливались на большой глубине (от 400 до 800 метров), в присутствии большой концентрации сероводорода и отсутствии каких-либо подводных течений. Такие условия влияли на биологическую продуктивность бентосной фауны и степень ее фоссилизации. В результате с низкой скоростью шло отложение кремнистых глин с примесью карбонатных отложений, включающих в себя органические вещества. Мощность этих отложений составляет от 20 до 40 метров, иногда доходя до 60 метров.

Таким образом, накопление органических веществ происходило в восстановительной среде (об этом свидетельствует сидерито-пиритовая и пиритовая фации).

Породы баженовской свиты представлены от тонко пластинчатых до массивных, состоят из кремнистых и карбонатных от черных до темно-серых аргиллитов с прослоями силицитов, идентифицированных как радиоляриты. Содержание карбонатов — до 10%, кремнезема — до 20—30% в кремнистых сланцах.

В мире при изучении низкопроницаемых коллекторов весь анализ идет только с использованием сверхплотного бурения в связке с новейшими методами сейсморазведки. Это необходимо для того, чтобы в таких массивных непрерывных объектах, в которых нет традиционного контроля, найти необходимые нам границы продуктивных участков.

Также усложняет анализ и отсутствие понимания точной природы

образования коллекторов баженовской свиты и взаимосвязь параметров.

Большинство сходятся во мнении, что решающим фактором, определяющим в принципе коллекторские свойства, является трещиноватость.

Изучение керна из следующих районов: (Березовский, Шаимский, Красноленинский. Сургутский. Нижневартовский, Варьеганский, Александровский, Васюганский. Мыльджинский и др.) и анализ полученных результатов изучения различных свойств пород баженовской свиты позволили высказать иное мнение по поводу природы (типа) данных коллекторов и возможного механизма их образования [3].

Было высказано предположение, что структура первичного порового пространства обусловлена межплиточным и межслойчатым расстоянием между частицами аргиллитов.

Что касается фильтрационных свойств, то они определяются следующими факторами:

1) ритмичность изменения условий осадконакопления, что выражается в структуре пород и распределяет фильтрационные свойства по слоям;

2) Неравномерное распространение трещин. Причем неравномерность идет как по площади, так и по толщине.

При повышении напряжений определенные структуры такие, как псаммитовые пропластки начинают приобретать листоватую структуру. В кремнистых ритмах может возникать особое явление вторичной сланцеватости, или по-другому кливаж.

Кливаж-это промежуточная форма между двумя видами деформаций: разрывной и пластической. При такой деформации не нарушается сплошность пород, а порода разделяется на тонкие пласты без перемещения. В баженовской свите количество трещин по направлению распределяется неравномерно: горизонтальных гораздо больше, чем вертикальных.

Это связано, прежде всего, с механизмом автофлюидоразрыва на этапе генерационной фазы нефтеобразования. Помимо сланцеватости это приводит

еще и к аномально-высоким давлениям в пласте.

Баженовская свита впервые была подробно описана Ф.Г. Гурари в 1959 г., который отнес ее к подошвенному реперу для низезалегающих юрских отложений в Западно-Сибирской НГП.

После этого многие исследователи начали изучение баженовской свиты и выпустили огромное количество публикаций о ее литологии, геохимического состава. Была проделана работа по типизации слагающих свиту пород. В соответствии с ней было выделены модификации трех основных литологических типов: глинистые, кремнистые и карбонатные породы. Вместе они переслаивались и образовывали пачки различных минералов. В этих пачках содержалось разнообразное ОВ вместе с микрофауной и макрофауной.

Изучая прослой в разрезе, учеными были изучены литологические различия и образованные ими ритмы. По ним видно, что скорость накопления осадков была относительно небольшой, происходила в основном в неровностях баженовского моря. Также присутствует вторичное выклинивание ритмов, в результате чего нефтенасыщенность этих литологических различий приобретает мозаичный облик, фиксируемый сейсморазведочными геофизическими исследованиями.

В 2003 году «Сургутнефтегаз» принял попытку освоение запасов баженовской свиты. Результаты не очень хорошие: общий средний приток составлял менее 30 т/сут 19% скважин (14 скважин) — непромышленные. 41% (30 скважин) — менее 10 т/сут., 22% (16 скважин) — 10-30 т/сут, 11% (8 скважин) — 10-100 т/сут, 5% (4 скважины) — более 500т/сут [3]. По результатам испытаний скважин обнаружено, что стабильный приток приходится в основном на вскрытые интервалы кремнистых или карбонатных сланцев с пористостью от 9 до 13% и очень низкой проницаемостью порядка 0,01 мД. Чтобы решить проблему с проницаемостью было проведено дополнительное стимулирование, которое не всегда срабатывало.

Данные ОАО «Сургутнефтегаз» свидетельствуют об определенных

успехах при опробовании баженовских отложений. В 30% скважин удалось получить незначительные притоки, а в 10% скважин притоки характеризовались как достаточно устойчивые.

Безусловно, дальнейшее изучение баженовской свиты является одной из важнейшей задач по освоению нетрадиционных нефтегазоносных систем. На данный момент баженовской свите посвящено немало исследований и построено 2-3 десятка моделей, под которые затачиваются самые лучшие технологические решения, но нет четкого понимания геологической природы баженовской свиты, ему должно предшествовать изменение мышления геологов, десятилетиями разрабатывающих в основном традиционные коллекторы.

Изучением и разработкой баженовской свиты занимаются российские и иностранные нефтяные компании: ОАО «Сургутнефтегаз* (пионер разработки). ОАО «НК «Роснефть». ОАО «Газпром нефть», «Самым Петролеум Девелопмент Н. В.*, ОАО «НК «Лукойл»*, ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» («РИТЭК»), RusPetro. ExxonMobil. Shell, Total, Schlumberger и др. С 1 сентября 2013 г. компании получили налоговые льготы на разработку трудноизвлекаемых запасов из баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой формаций в виде нулевого НДС на 10-15 лет. Эта льгота распространяется только на месторождения с выработкой менее 3%.

2 ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ СТАНДАРТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

2.1 Этапы стандартного гидравлического разрыва пласта

Добыча трудноизвлекаемых нефти и газа из пластов, имеющих сверхнизкую проницаемость коммерчески невыгодна в течение долгого периода времени. Поэтому многие нефтегазодобывающие компании пытаются решить эту проблему с помощью использования современных технологий стимулирования притока из пластов.

К ним относятся, например, мероприятия по проведению гидроразрыва пласта, которые выполняются для создания дополнительных высокопроводящих путей, обеспечивающих дополнительную связь между пластом и скважиной, как показано на рисунке 2.

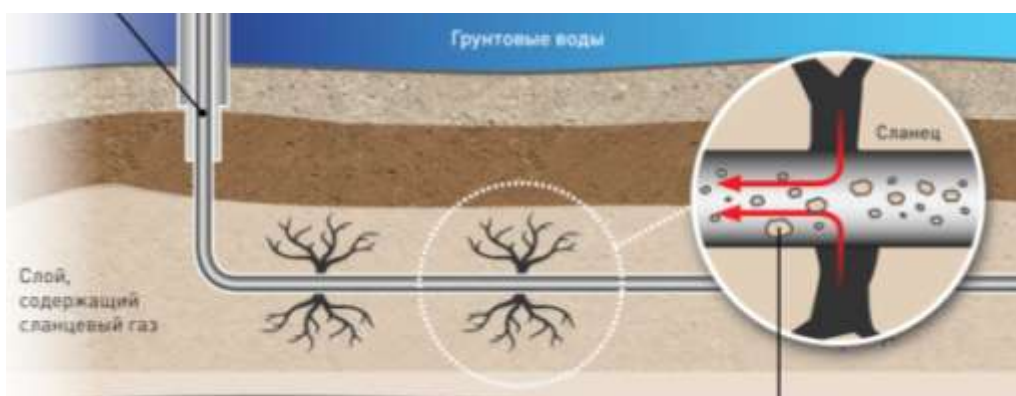


Рисунок 2 —Схема высокопроводящих путей в пласте после проведения ГРП [4]

Интенсификация работы нефтяных и газовых скважин методом гидроразрыва пласта используется с 1947 года, и за прошедшие 70 лет технология претерпела значительные изменения.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи (рис.3):

- 1) Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости

ГРП;

2) Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва пропанта определенного размера и определенной прочности;

3) Удаление жидкости разрыва для восстановления высокой фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины;

4) Повышение продуктивности пласта.

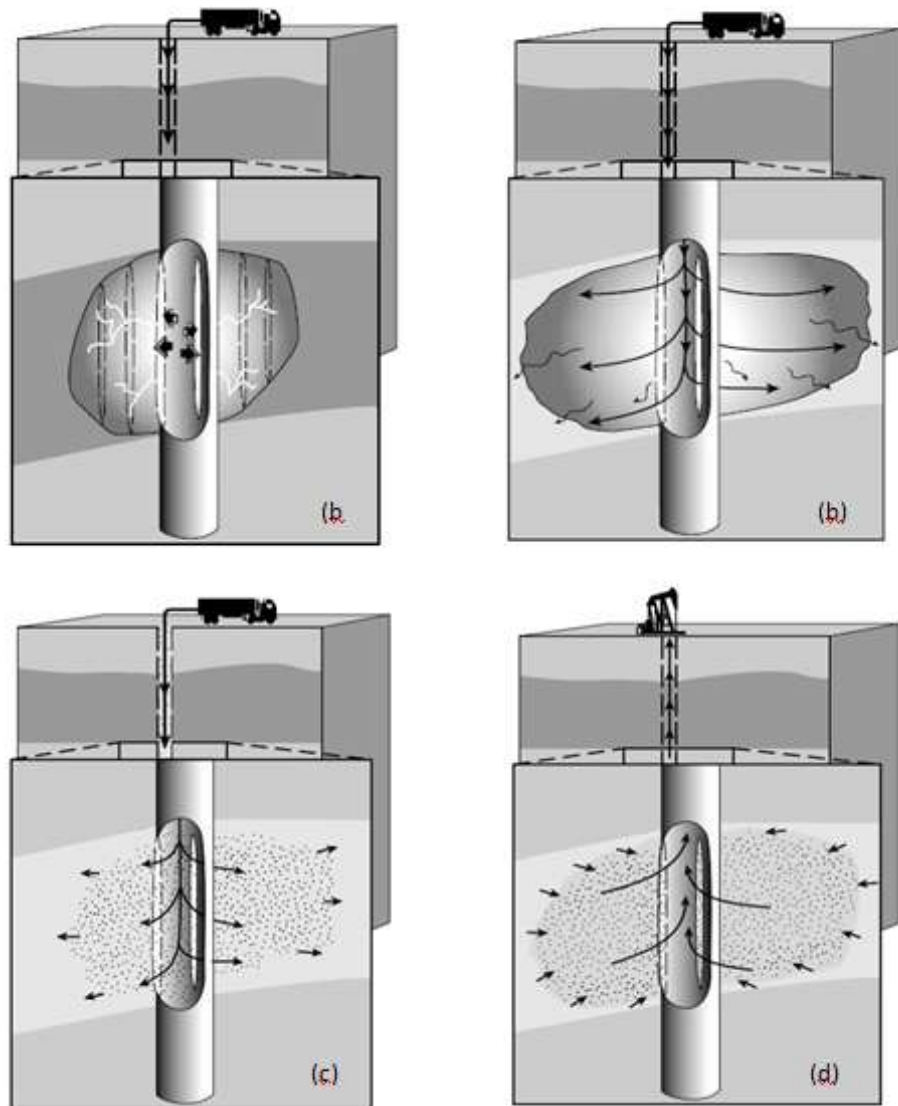


Рисунок 3 — Схематическая иллюстрация гидравлического разрыва:

(а) внутреннее давление, разрушающее вертикальный ствол скважины, (б) распространение трещины, (в) введение пропанта в трещину и (г) добыча жидкости из трещиноватой [5]

Метод ГРП включает в себя множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью.

2.2 Механизм образования трещин

Начало гидроразрыва обычно прогнозируется с использованием критерия прочности на растяжение, т. е. начало разрушения происходит, если основное растягивающее напряжение в стволе скважины превышает предел прочности на растяжение горной породы [6]. Этот критерий широко используется для хрупких материалов, однако он должен быть адаптирован для практического использования, поскольку разрушение идет с помощью создания давления жидкости в стволе скважины для начала разрушения, обычно известное как давление пробоя. Давление пробоя зависит от поля напряжений вблизи ствола скважины, а также от ориентации ствола скважины по отношению к основным напряжениям.

Статическое напряжение в подземных горных породах может быть описано тремя ортогональными главными напряжениями. Максимальные главные напряжения, как правило, выровнены с вертикальным направлением и вызваны собственным весом породы. Остальные основные компоненты напряжений выровнены с горизонтальной плоскостью и, как правило, неравномерны из-за тектонической активности и неоднородности горной породы. Вертикальная (максимальная) главная составляющая напряжения обозначается δ_v . Минимальные и промежуточные главные напряжения обозначаются через δ_h и δ_n , соответственно. Когда скважина пробурена в скальном пласте, она искажает поле напряжений на месте в породе. Приблизительный расчет искаженного поля напряжений может быть выполнен если предполагается, что горная порода представляет собой однородную, линейно упругую и изотропную среду. Напряженное состояние на стенке

ориентированного ствола скважины, показанное на рисунке 4.

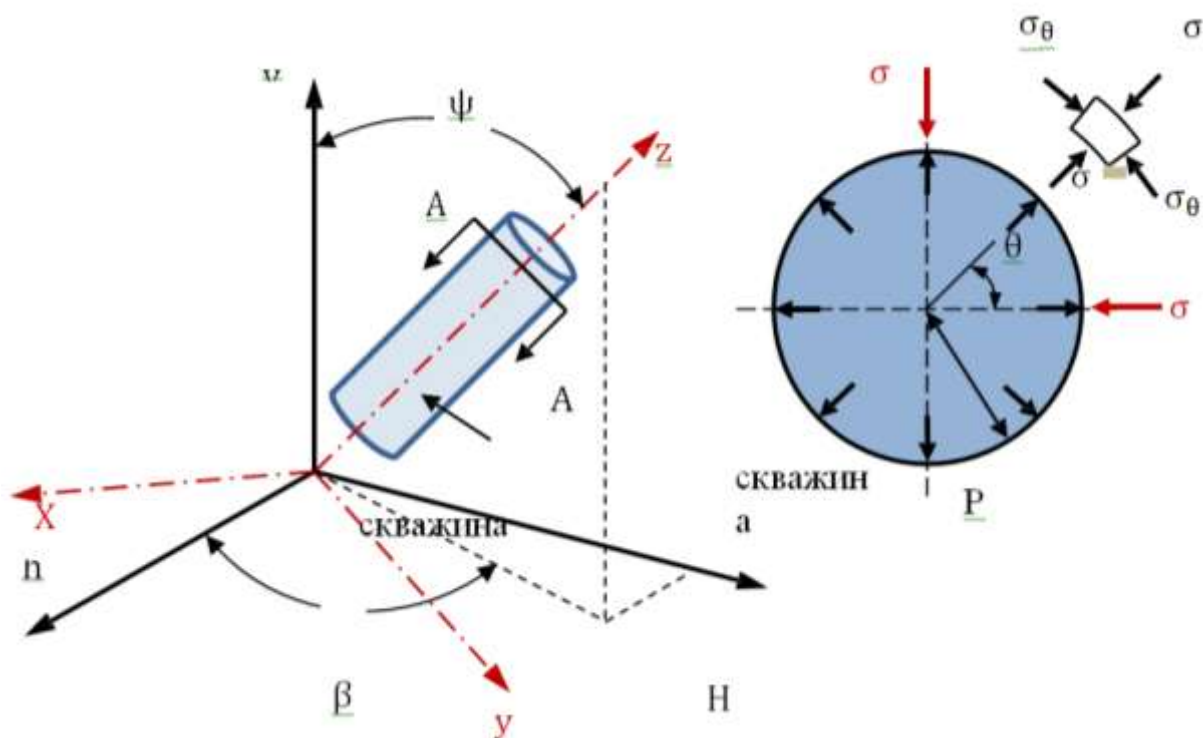


Рисунок 4 —Схема произвольно ориентированной скважины, показывающая основные направления напряжений и компоненты напряжений вблизи скважины [7]

Для определенных ориентаций ствола скважины направление минимального основного напряжения может значительно варьироваться в ближней и дальних областях поля. На ранних стадиях распространения трещины ориентация плоскости трещины контролируется полем напряжений вблизи ствола скважины. Когда трещина распространяется достаточно далеко от ствола скважины, дальнейшее распространение определяется полем напряжений на месте. Следовательно, для распространения гидравлического разрыва в желаемой ориентации, такой как продольная, угловая или перпендикулярная стволу скважины, перфорации должны выходить за пределы поля напряжений вблизи ствола скважины.

2.3 Транспортировка пропанта в трещинах гидравлического разрыва пласта

Состав жидкостей для гидроразрыва пласта эта сложная смесь, состав которой подбирается в соответствии с конкретными пластовыми и эксплуатационными условиями.

Как правило, жидкость необходима для стимуляции и перемещения пропанта вглубь трещины, а не только для его осаждения сразу после очистки перфораций, поэтому для транспортировки пропанта используется вязкоупругий тип жидкости. Есть много различных типов жидкостей, которые могут транспортировать или приостанавливать продвижение пропанта, и большинство из них нашли, по крайней мере, свою популярность и активно используются на рынке гидравлического разрыва пласта (рисунок 5).

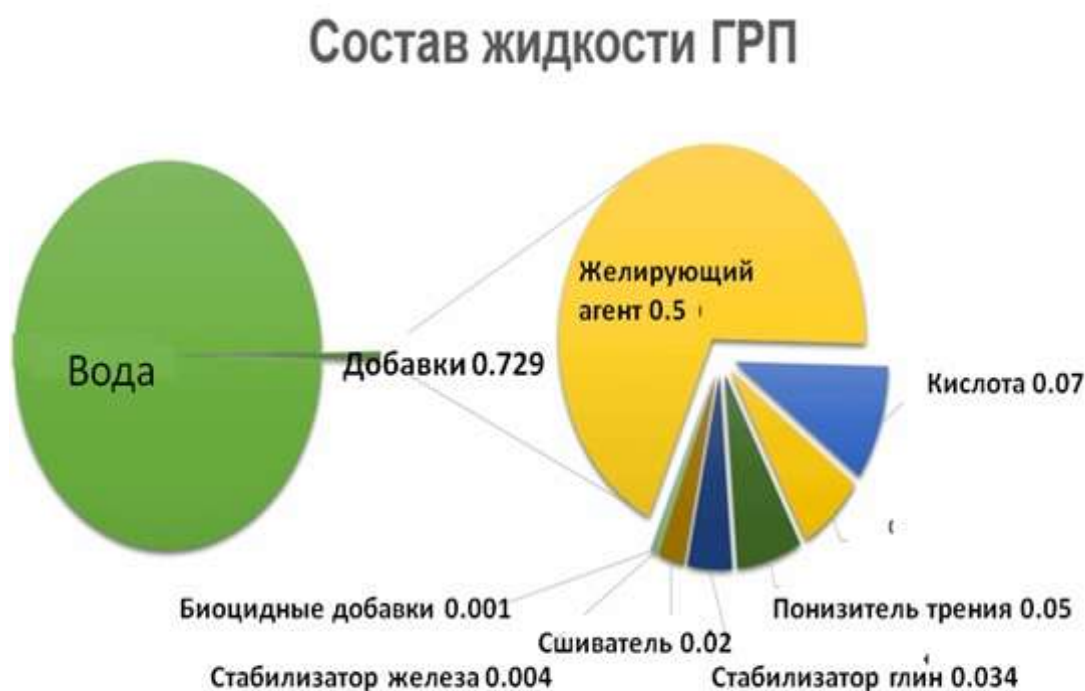


Рисунок 5 — Состав жидкости для проведения ГРП [8]

С момента изобретения гидроразрыва пласта были разработаны различные жидкости для гидроразрыва для транспортировки пропанта [9]. Эти жидкости обычно имеют водную основу, в том числе вода с реагентами для

снижение поверхностного натяжения, жидкости с линейным гелем, сшитые жидкости и вязкоупругие поверхностно-активные вещества (рисунок 6).

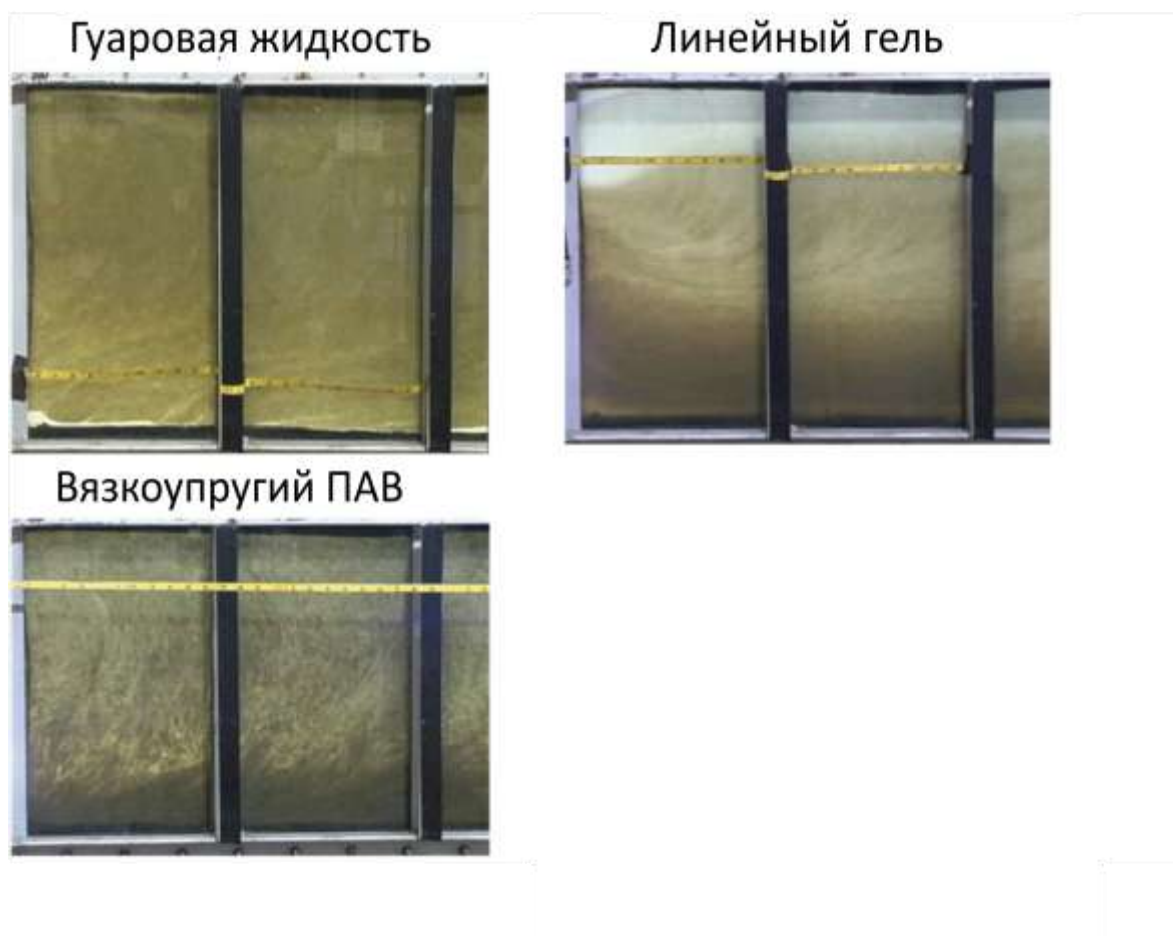


Рисунок 6 — Исследование пропантной несущей способности различных жидкостей на стенде [10]

Благодаря последним достижениям, реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения в настоящее время является наиболее распространенным, особенно при ГРП в нетрадиционных залежах.

Другой жидкостью для гидроразрыва, которую начали применять недавно для обеспечения подходящей вязкости и меньшего повреждения проппанта, чем жидкость для гидроразрыва на полимерной основе, является безгуаровые жидкости. Жидкости для гидроразрыва обычно содержат добавки, такие как полимеры и поверхностно-активные вещества, для улучшения транспортировки проппанта.

В последнее время большой интерес вызывают вспененные жидкости для гидроразрыва пласта, так как они показали превосходные характеристики по сравнению с жидкой водой во многих аспектах. К ним относятся меньшее время очистки призабойной зоны пласта, лучшая пропускная способность проппанта, меньшее потребление воды и меньше повреждение проводящих путей в пласте. Однако существенным фактором, негативно влияющим на транспортную способность проппанта, является термическая стабильность пены. Сегодня проводятся множество исследований, которые ищут пути повышения стабильности пены.

В общем случае жидкость для гидроразрыва пласта можно рассматривать как сумму трех основных компонентов:

Жидкость для гидроразрыва пласта = Базовая Жидкость + Добавки + Проппант

Жидкость для гидроразрыва пласта может быть “заряжена” с добавлением сжатого газа (обычно либо CO_2 , либо N_2). Эта практика обеспечивает значительную часть энергии, необходимой для извлечения флюида, и помещает гораздо меньше воды в чувствительные к воде пласты, но имеет тот недостаток, что она уменьшает количество проппанта, который может осаждаться в трещине.

Ниже в таблице 3 представлены основы виды жидкостей, их состав и условия применения.

Таблица 3 — Разновидности жидкостей для проведения ГРП

Базовая жидкость	Тип жидкости	Основной состав	Условия применения
Вода	Линейный гель	Гуар, ГПГ, ГЭЦ, КМПГГ	Короткие трещины, низкая температура
	Сшитый гель	Гуар, ГПГ, ГЭЦ, КМПГГГ	Длинные трещины, высокая температура
	Мицеллярная жидкость	Электролит+ПАВ	Трещины умеренной длины, умеренная температура
Пена	На водной основе	Вспенивающий агент+N ₂ или CO ₂	Пласты с низким давлением

	На кислотной основе	Вспенивающий агент+N ² или CO ²	Пласты с низким давлением, карбонатные
	На спиртовой основе	Метанол+вспенивающий агент+N ²	Пласты с низким давлением, чувствительные к воде
Нефть	Линейный гель	Гелеобразующий агент	Короткие трещины, пласты, чувствительные к воде
	Сшитый гель	гелеобразующий агент	Длинные трещины
	Водная эмульсия	Вода+нефть+эмульгатор	Трещины умеренной длины, хорошее снижение потери жидкости
Кислота	Линейный гель	Гуар или ГПГ	Короткие трещины, карбонатные пласты
	Сшитый гель	Сшитая+ гуар	Длинные трещины, карбонатные пласты
	Нефтяная эмульсия	Кислота+нефть+эмульгатор	Трещины умеренной длины, карбонатные пласты

2.4 Разновидности проппанта, используемого при гидравлическом разрыве пласта

В нефтяной промышленности были разработаны различные типы проппантов с различными формами, размерами, плотностями и областями применения.

Проппант необходим при ГРП для двух целей:

- 1) легко подвешиваться и транспортироваться во время гидроразрыва пласта;
- 2) поддерживать достаточную проводимость во время добычи.

На сегодня одним из главных характеристик проппанта является форма частиц проппанта, а именно их округлости (X) и сферичности (Y), классификация по этим признаками представлена на рисунке 7;

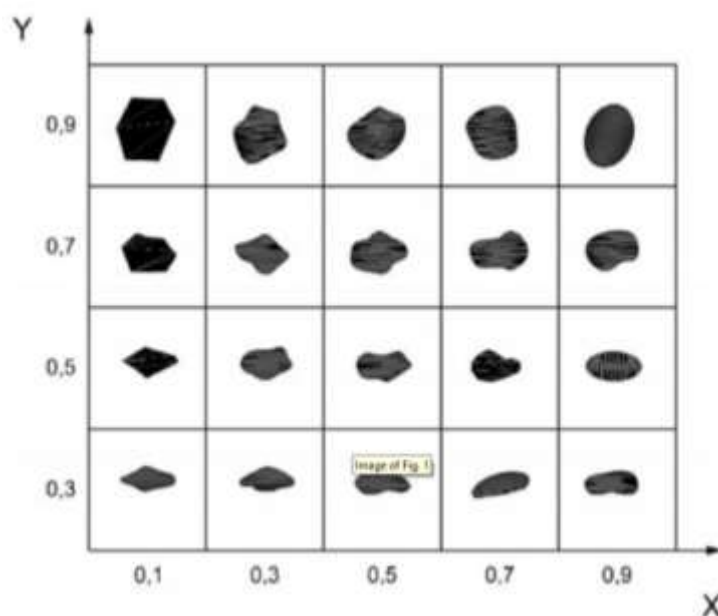


Рисунок 7 —Измерения формы частиц проппанта на основе их округлости (X) и сферичности [10]

Сферичность и округлость жизненно важны, поскольку они влияют на прочность при сжатии проппанта. Например, заостренная и угловатая частица песка имеет тенденцию легко разрушаться, в то время как хорошо закругленная частица песка будет механически стабильной. Предполагается, что песок фракции должен быть как сферическим, так и круглым, чтобы выдерживать давление сжатия, превышающее 0,6 измерения округлости и сферичности. Кроме того, когда песок фракции сферический и круглый, они обеспечивают более высокую проводимость, которая означает большие проходы, следовательно, увеличивается скорость добычи углеводородов (рисунок 8).

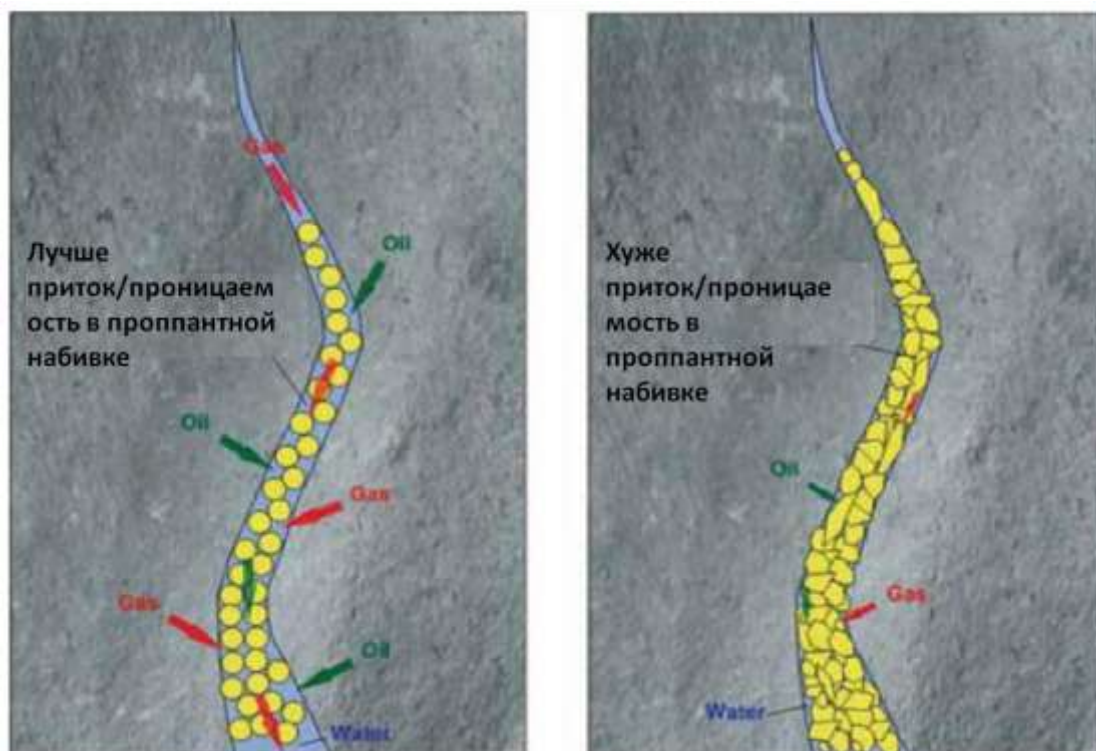


Рисунок 8 — Влияние сферичности и округлости песка фракции на проводимость [11]

На перенос пропанта в трещинах влияет сила вязкого сопротивления (сила, действующая на частицу из-за вязкости жидкости), которая существенно влияет на оседание частицы в трещинах. Поскольку коэффициент лобового сопротивления, действующий на частицы пропанта, зависит от формы частиц, природы поверхности и концентрации, важно учитывать эти свойства. При исследовании транспорта пропанта было выяснено, что форма пропанта является критическим параметром транспортной способности.

Эффективность транспортировки пропанта в трещинах гидроразрыва может быть повышена за счет использования пропанта соответствующей формы и размера.

Были проведены серии лабораторных экспериментов по оценке транспортировки пропанта в сложных сетях трещин с использованием пластин из оргстекла. Были исследованы различные размеры пропанта путем закачки песчаной суспензии с помощью аппарата низкого давления.

Эксперименты проводились с разной конфигурацией щелей, разным размером и концентрацией проппанта и различной скоростью закачки. Их результаты показали, что в первичной трещине транспортировка проппанта шла в подвижной части в виде дюн.

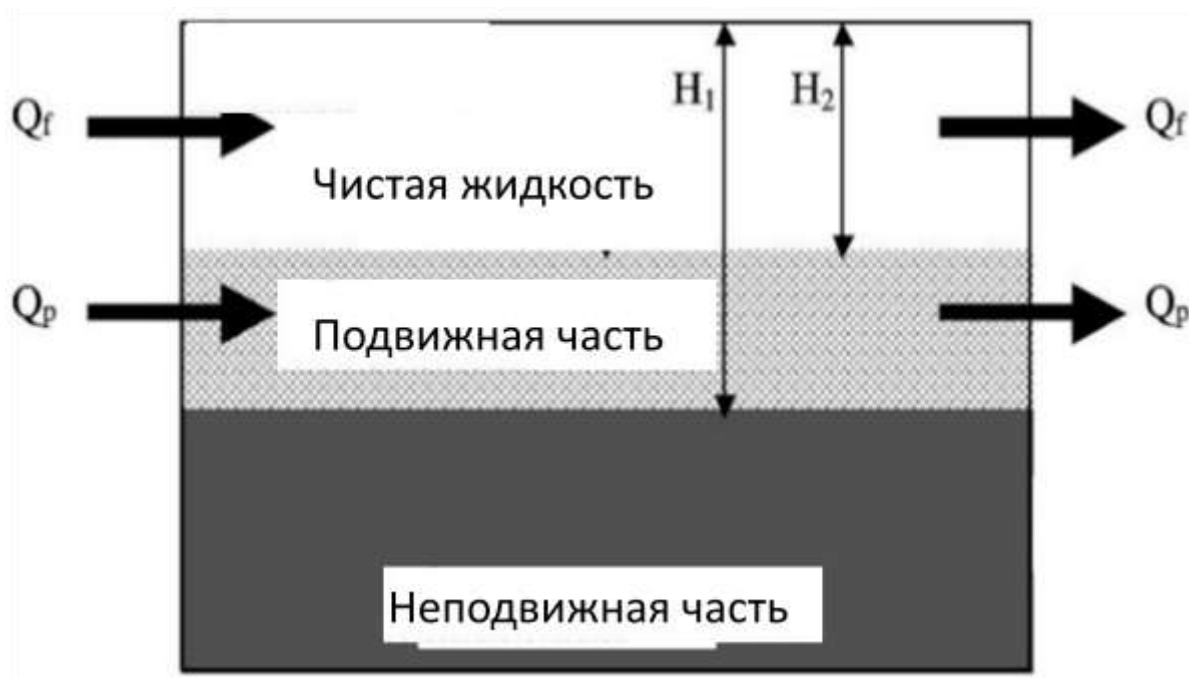


Рисунок 9 — Перенос после проппанта в скважине [12]

Во вторичных трещинах на перенос проппанта повлияло нарастание дюн в первичной трещине. На скорость осаждения проппанта влияет размер проппанта, так как более мелкие проппанты могут транспортироваться во второстепенные слоты со скоростью, превышающей пороговые скорости. Кроме того, высокая концентрация проппанта привела к быстрому нарастанию дюн, которые не могли продвинуться дальше в трещины.

2.5 Повышение продуктивности пласта

Повышение продуктивности пласта при проведении ГРП может происходить по двум причинам:

- Существенное повышение проницаемости призабойной зоны благодаря созданию высокопродуктивной трещины.

- Создание канала притока флюида к скважине через высокопроницаемую продуктивную зону.

Основным параметром, который характеризует проводимость трещины является безразмерная проводимость C_{fd} – формула (1).

$$C_{FD} = \frac{k_f * w}{k * x_f} = \frac{\text{трещина}}{\text{пласт}}, \quad (1)$$

где k_f – проницаемость трещины;

k – проницаемость пласта.

Данный параметр необходим для оптимизации процесса ГРП.

Перед проектировщиками всегда стоят вопросы – сколько проппанта необходимо закачать, какие жидкости разрыва и переноски проппанта использовать, какая оптимальная скорость закачки. Для понимания данных параметров обычно используется безразмерное число проппанта (2)

$$N_{prop} = I_x^2 * C_{FD} = \frac{2 * k_f}{k} * \frac{V_{propped}}{V_{reservoir}}, \quad (2)$$

где I_x – степень вскрытия трещины;

$V_{propped}$ – объем трещины заполненный проппантом;

$V_{reservoir}$ – дренируемый объем резервуара.

Степень вскрытия и безразмерная проводимость трещины (через ширину) конкурируют за один и тот же ресурс – объём трещины, заполненный проппантом в продуктивной зоне.

Для оптимизации процесса ГРП обычно используется J_d – безразмерная продуктивность, которая определяется для каждого случая и в дальнейшем через расчет ожидаемого профиля добычи нефти и экономики определяется оптимальные параметры ГРП – рисунок 10 .

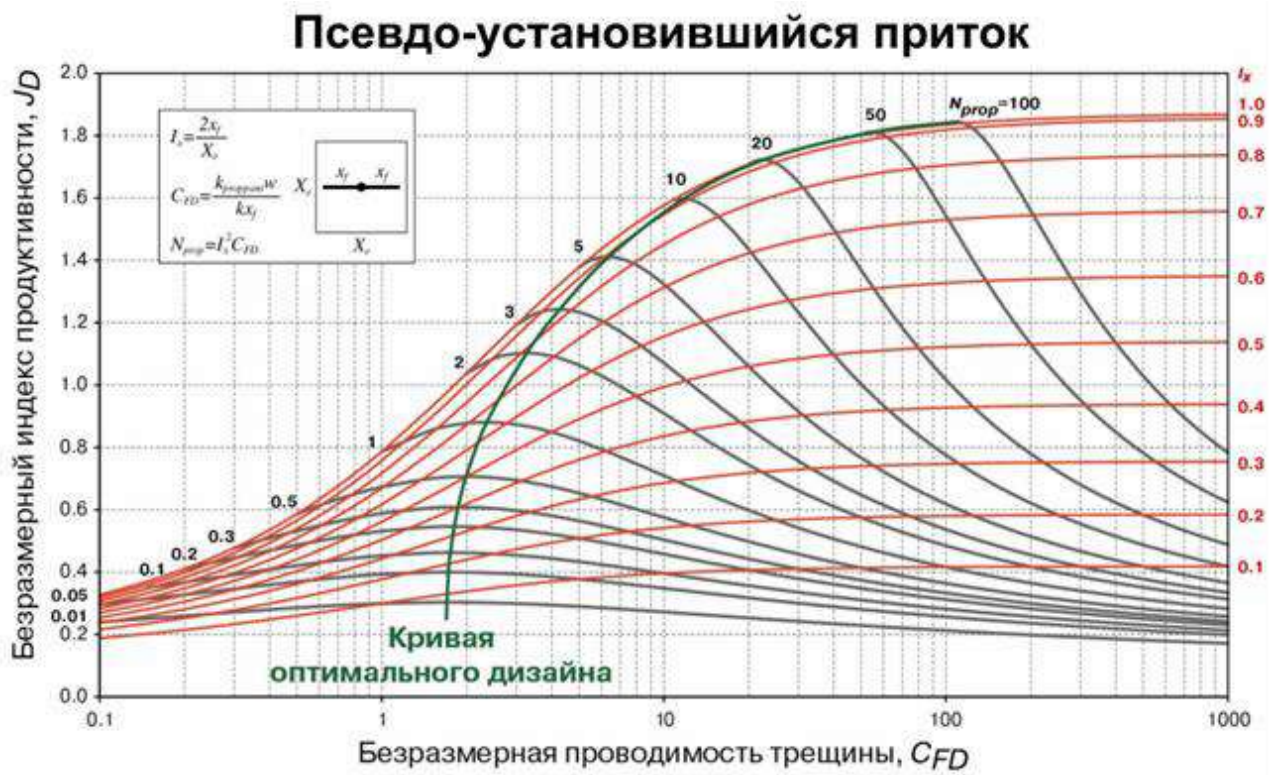


Рисунок 10 — Типовая кривая для определения безразмерного индекса продуктивности

При подборе оптимального дизайна необходимо следовать алгоритму:
 Выбрать концентрацию пропантанта на метр высоты в продуктивной зоне $C_{prop}(T/M)$;

Задав объёмную эффективность пропантанта, определить безразмерное число пропантанта N_{prop} ;

По типовым кривым определить оптимальные индекс продуктивности J_d и безразмерную проводимость трещины $C_{FD opt}$;

Определить оптимальную длину трещины $x_{f opt}(m)$ по формуле (3)

$$x_{f opt} = \left(\frac{V_f * k_f}{C_{fD opt} * h * k} \right) \quad (3)$$

Определить оптимальную ширину трещины $w_{f opt}$ по формуле (4):

$$W_{opt} = \left(\frac{C_{fDopt} * V_f * k}{h * k_f} \right)^{0.5} = \frac{V_f}{x_f * h} \quad (4)$$

Необходимо осуществить проверку на физичность получаемых параметров – реальность $P_{уст}$ для реализации данного дизайна, а также выполнение эмпирического правила – минимальная ширина трещины после закачки должна быть не менее трёх средних диаметров проппанта, чтобы в трещине после схлопывания было по крайней мере 3 слоя проппанта

3 ПРИНЦИП ТЕХНОЛОГИИ КЛАСТЕРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

3.1 Проблемы стандартного гидравлического разрыва пласта

Экономическое восстановление и добыча углеводородов из трудноизвлекаемых пластов создают многочисленные проблемы для проведения ГРП такие, как:

- Высокая статическая температура забоя скважины (138°С—150°С), Это приводит к тому, что нарушается стабильность полимеров в жидкости и требует более высокой концентрации полимера для поддержания вязкости жидкости гидроразрыва на приемлемом уровне в течение всей обработки и хорошей способности транспортировать проппант в условиях высоких температур. Эта высокая концентрация полимера может привести к значительному повреждению проппанта. Это, в свою очередь, нарушает проводимость через сам проппант и снижает производительности скважины с течением времени.

- Чрезвычайно высокие условия напряжения на месте и модуль Юнга увеличивают риск преждевременного выноса проппанта из созданных трещин. Неудачное размещение проппанта влияет на правильную оценку потенциала пласта, что приводит к потере добычи и закрытию скважины. Для устранения этого риска обычно при закачке удерживают низкую конечную концентрацию проппанта, что отрицательно влияет на ширину и проводимость трещины. Более того, выносимый проппант является абразивным материалом и может повредить насосно-компрессорные трубы, клапаны, затворы, трубопроводы и прочее оборудование.

- Низкое качество пласта требует создания трещин с достаточной проводимостью, чтобы максимизировать контакт пласта и обеспечить проводящий путь для движения газа и нефти.

- В процессе ГРП возможно проявления эффекта перепродавки. Это явление удаление материала—проппанта из призабойной зоны скважины после размещения проппанта в трещине. Такая промывка расклинивающего агента может привести к низкой проницаемости трещин вследствие частичного смыкания стенок трещины после понижения давления. Перепродавка возникает при избыточном объеме продавочной жидкости: в результате перепродавки эффективная проводимость трещины понижается, и производительность скважины падает. Избежание перепродавки является стандартной практикой при расчете расписания закачки стадий ГРП.

- Фактор заполнения порового пространства мелкими частицами. Частицы (мелкозернистая фаза или «мелочь»), выносимые из пласта, постепенно заполняют пространство и поры в проппантной упаковке, тем самым уменьшая проницаемость проппантной пачки и проводимость трещин ГРП. Даже небольшой объем мелких частиц (объемная доля до 10-20%) может уменьшить проницаемость проппантной пачки в 3-5. Неправильный выбор жидкости ГРП может привести к деконсолидации (разрыхлению) стенок трещины и выносу частиц, осадка, глин, минеральных отложения и т.д.

Традиционный ГРП, использующий старые разработанные технологии, сегодня не способен решить полностью вышеперечисленные проблемы. Неудачное размещения проппанта и плохие результаты при использовании обычного гидроразрыва пласта в ходе первоначальной разработки скважин делают разработку месторождения экономически невыгодным.

Поэтому для преодоления таких проблем была внедрена технология кластерного ГРП.

Концепция метода кластерного гидроразрыва пласта заключается в проектировании каналов внутри пористой среды, обеспечивающей бесконечную проводимость этих каналов, как показано на рисунке 11. Это обеспечивает ряд существенных преимуществ: большую эффективную площадь контакта, снижение риска выноса проппанта, снижение стоимости

искусственного подъема жидкости, сокращение времени и стоимости завершения скважины, снижение потерь давления в трещинах, что приводит к увеличению времени эффективной работы скважин.

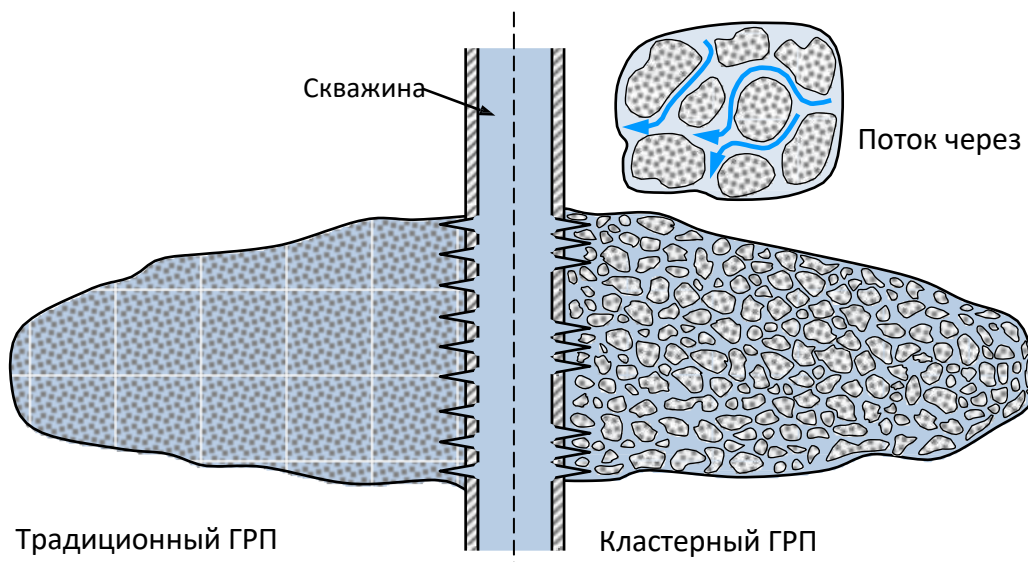


Рисунок 11 — Метод кластерного ГРП направлен на создание высокопроводящих каналов в пакете проппанта [13]

Для создания проводящих путей внутри проппанта используется целый комплекс технологий, которые будут описаны ниже.

3.2 Периодическая закачка проппанта в пласт

В предыдущем разделе было показано, что трещина с открытыми каналами потока может обеспечить значительно более высокую проводимость трещины, чем обычная трещина, заполненная проппантом. В этом разделе описывается метод, используемый для создания таких каналов внутри трещин.

Процесс создания открытых каналов потока в пределах гидроразрыва содержит неоднородности как в графике обработки, который выполняется на

поверхности, так и в схеме перфорации, которая реализуется в скважине.

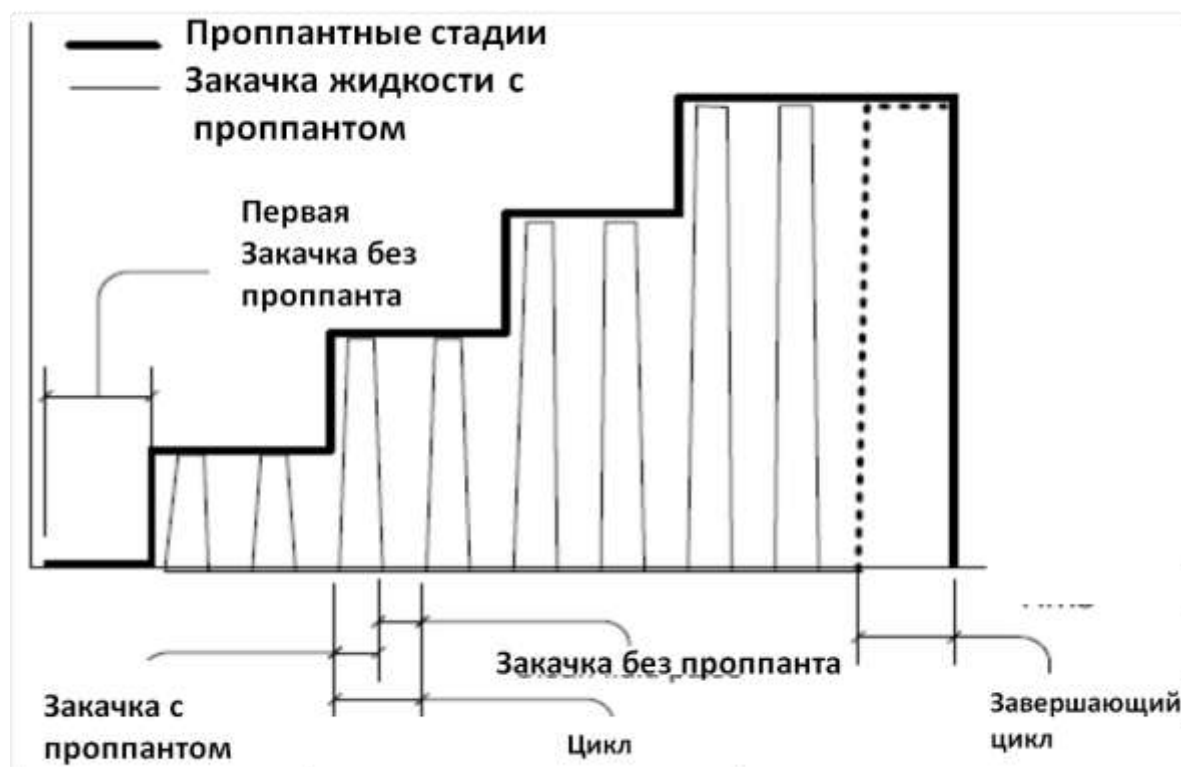


Рисунок 12 —График закачки проппанта при кластерном ГРП [13]

Во-первых, проппант закачивают в скважину в коротких импульсах и концентрация проппанта постепенно увеличивается, аналогично профилю концентрации проппанта для обычной обработки, как показано на рисунке 12. Аналогично обычным обработкам, график накачки для новой техники включает стадию закачки чистой жидкости разрыва, инициирующей раскрытие трещин. Далее следует стадии закачки проппанта.

Ключевое различием между графиками закачек для кластерного ГРП и обычными методами является добавление проппанта в короткими импульсами, разделенными импульсами чистой жидкости.

Важно отметить, что самый последний этап обработки в новой технологии гидроразрыва пласта все-таки требует непрерывное добавления

проппанта, как это было бы сделано при обычной обработке. Целью этой стадии, называемой стадией хвостовика, заключается в обеспечении стабильной, равномерной и надежной связи между канализованной трещиной и стволом скважины. Важно спроектировать хвостовую стадию достаточно короткой, чтобы предотвратить ее значительное негативное влияние на общую проводимость разрушения, но в тоже время достаточной, чтобы трещины в околоскважинной зоне не смыкались. Помимо непрерывной закачки также используют и смену фракции проппанта на более крупную. Это увеличивает время работы скважины при максимальном раскрытии трещины и обеспечивает дополнительные каналы.

Сама схема разделение импульсов проппанта необходима для содействия созданию каналов в направлении, в котором растет трещина. Итоговая схема размещения проппанта в трещинах показана на рисунке 13.

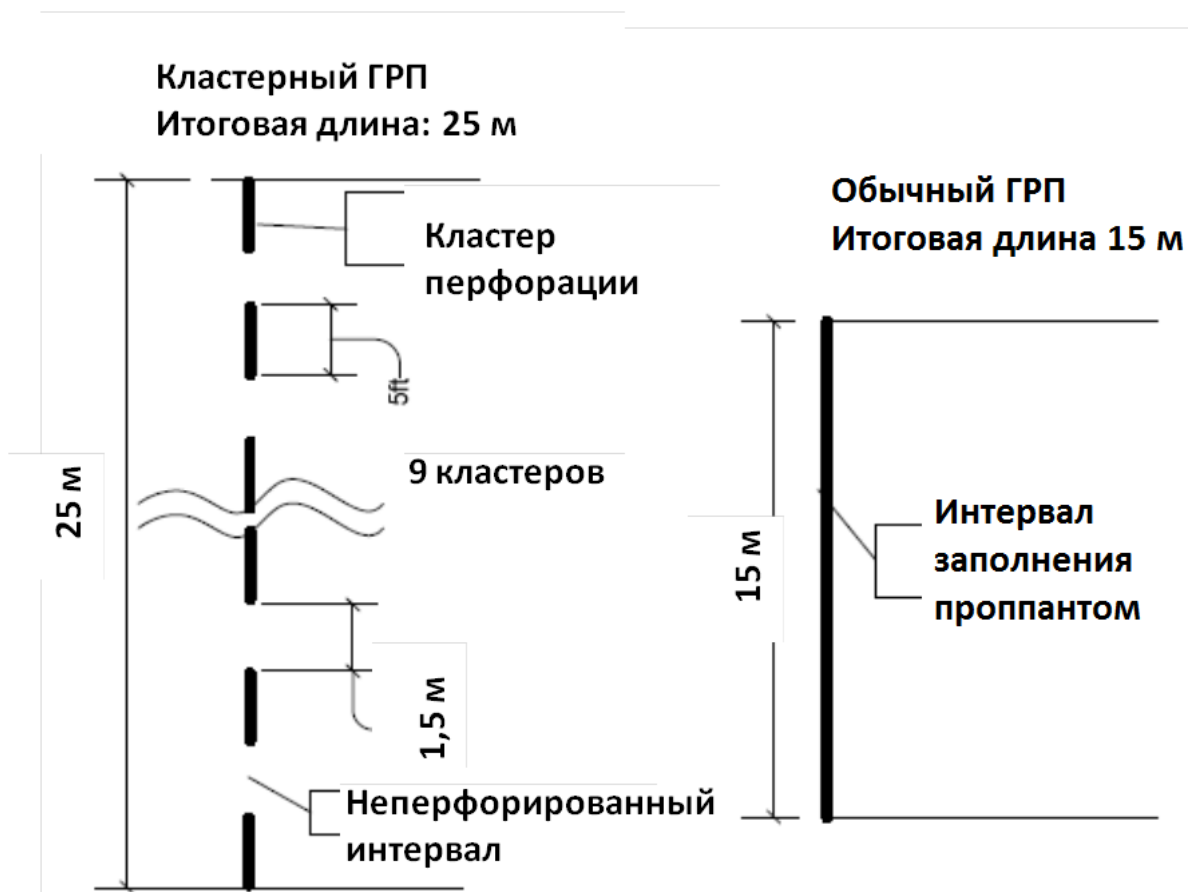


Рисунок 13 — Итоговая схема размещения проппанта в трещинах [13]

При обычной обработке проппант, как правило, размещается в непрерывном интервале в пределах зоны воздействия. При обработке с использованием кластерного гидроразрыва пласта используется гетерогенная схема размещения проппанта, состоящая из кластеров проппанта, разделенных интервалами без него [13].

По сравнению со схемой распределения проппанта, используемой для обычных обработок, стратегия размещения, используемая в кластерном ГРП, обычно помогает покрыть большую высоту трещины, что важно для достижения более равномерного распределения колонн проппанта по высоте и достижения оптимальной геометрии каналов. Длина зон размещения проппанта при непрерывной закачки и суммарная длина упаковок проппанта внутри кластеров, как правило, такие же, как и для обычной работы.

В целом количество проппанта сохраняется или, возможно, немного уменьшается.

Также важно отметить, что эффекты вблизи ствола скважины, такие как извилистость, также могут способствовать созданию каналов в направлении роста трещины. Однако такие эффекты невозможно предсказать, и их трудно правильно диагностировать и количественно оценить.

По этой причине равномерная гетерогенная схема размещения проппанта является единственным надежным методом, который рекомендуется для размещения проппанта и способствует равномерному распределению столбов по всей трещине.

Выполнение графика импульсной обработки требует специальных конфигураций оборудования для смешивания проппанта и жидкости. Для достижения этой задачи были предприняты значительные усилия по разработке процессов управления наземным оборудованием и программного обеспечения таким образом, чтобы обеспечить последовательный и надежный график импульсной откачки.

3.3 Распределение кластеров проппанта

Вертикальная составляющая распределения проппанта в основном зависит от схемы перфорации и плотности перфорационных отверстий по стволу скважины и, следовательно, расстояние между кластерами по вертикали.

Расстояние между кластерами в значительной степени определяет размер и плотность распределения проппантных набивок. Более плотная картина распределения проппанта: канал будет уже, но проппанты смогут легче поддерживать поверхность трещины. При более разреженном распределении проппанта поверхность трещины, скорее всего схлопнется, но сами трещины будут лучше пропускать через себя поток. Таким образом, предполагается, что должна быть оптимальная стратегия распределения проппантных столбов при ГРП.

Были проведены исследования, которые показывают, что с увеличением плотности распределения кластеров проводимость трещин увеличивается сначала, а затем быстро уменьшается. Когда плотность распределения равна примерно 50% проводимость трещины достигает максимума. Это связано с тем, что, хотя более плотное распределение означает, что больше проппантных кластеров поддерживает трещину, что приводит к более широкому раскрытию трещины и лучшей проводимости, это также означает более узкие каналы внутри трещины, так что проводимость трещины быстро падает на более поздней стадии. Если флюид внутри проппантных кластеров не может обволакивать частицы проппанта, особенно во время добычи, то возможен процесс обратного выноса проппанта или при высокой температуре проппантные кластеры могут мигрировать в другое место или даже деформироваться и рассредоточиться.

Некоторые пакеты могут концентрироваться вместе и образовывать более крупный проппантный кластер, в то время как в некоторых областях трещины находятся без опоры. Когда проппантный кластер увеличивается, раскрытие трещины и проводимость быстро уменьшаются. Обычно раскрытие трещины в

пласте постоянно меняется. Трещина веретенообразной формы имеет более широкое раскрытие около ствола скважины и минимальное отверстие в вершине трещины. Кроме того, проппантная колонна должна выдерживать давление и истирание во время производства. Высота проппантных кластеров будет уменьшаться при высоком давлении закрытия.

3.4 Добавки, использующиеся для укрепления кластеров проппанта в трещинах гидравлического разрыва пласта

Ключевым элементом успеха метода кластерного ГРП является сохранение неоднородностей, создаваемых на поверхности и в скважине во время транспортировки проппанта от насосного оборудования к трещине и во время закрытия трещины. С этой точки зрения самый высокий риск, который необходимо устранить — это рассеивание импульсов проппанта в жидкости при их транспортировке. Диспергирование проппантных кластеров очень вредно для успеха кластерного ГРП, так как это уменьшает высоту колонн проппанта за счет снижения эффективной концентрации колонн до закрытия трещины. Кроме того, это также приводит к частичному разрушению каналов проводимости внутри проппанта.

Имеются два основных типа добавок, которые можно добавлять в проппантные кластеры. Первым типом являются добавки, которые образуют сетку, переплетающуюся внутри проппантной упаковки и таким образом укрепляют расклинивающую структуру изнутри.

Второй подход заключается в добавлении добавок, которые наполняют пустое пространство в проппантной упаковке, что укрепляет кластеры.

Неразлагаемые волокна являются одним из примеров добавки, которая укрепляет кластеры проппанта (рисунок 14).

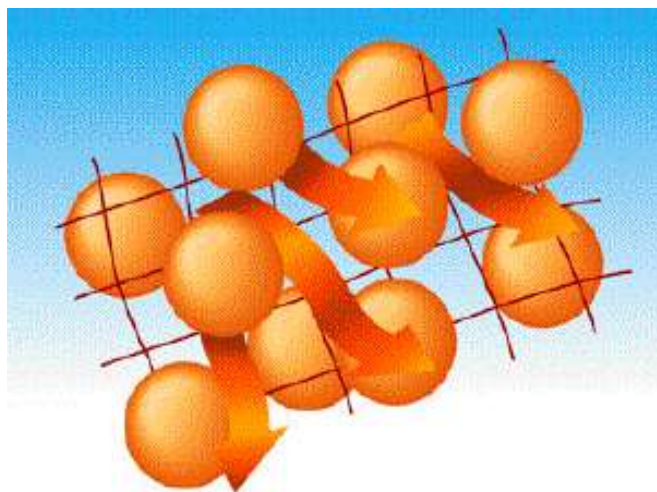


Рис.14 —Проппант заблокированный волоконной сетью [14]

Основным различием от разлагаемых волокон, использующихся в большинстве обычных операций по ГРП, неразлагаемые волокна связывают проппант в упаковке гораздо дольше, вплоть до окончания эксплуатации скважин. Неразлагаемые волокна действуют как сетка, пронизывающая проппантный кластер снаружи и внутри, формируя из проппанта специальную форму в виде столбов в трещинах.

Неразлагаемые волокна в жидкости ГРП обычно добавляют в течении всей расклинивающей стадии ГРП, хотя последние исследования показывают, что волокна можно добавлять вместе с проппантом периодически.(рисунок 13). Это позволяет добавлять меньше в несущую (базовой) жидкость при кластерном ГРП зсагущающих полимеров, тем самым освобождая потенциальные каналы от закупорки и в целом увеличивать проницаемость для флюида сквозь проппантную упаковку и нарастить темп отбора жидкости из пласта при добыче.

Основным материалом для неразлагаемых волокон могут является арамиды, металлические и стеклянные волокна, а также волокна на керамической и минеральной основе и нанотрубки из галлуазита. Отдельные виды волокна из целлюлозы также могут использоваться при кластерном ГРП. Примером могут служить, например, аморфная целлюлоза, волокна нанокристаллической и нанофибриллированной целлюлозы, микроволокна

целлюлозы, кристаллы целлюлозы, Волокна могут улучшать, добавляя функциональные группы, которые служат в качестве образования лучшей связующей сетки и склеиванию проппанта в кластеры в пластовых условиях

Примеры неразлагаемых волокон:

- полипарафенилен-терефталамид
- полиметафенилен-терефталамид и нейлон;
- полиэфиры, такие как полиэтилентерефталат (ПЭТФ) или полибутилентерефталат (ПБТ);
- волокна из фенолформальдегидной смолы, поливинилхлоридное волокно,
- полиолефины (полиэтилен и полипропилен),
- волокно из олефинов, акриловые полиэфиры, акриловое волокно и полиуретановое волокно; алюмооксидные волокна, волокна из карбида кремния; и варианты асбеста [15].

Главное свойство неразлагаемых волокон, это способность не растворяться в жидкости гидроразрыва добываемой жидкости, стойкость к химическому составу материалов для гидроразрыва (т.е. не должен расщепляться, растворяться и т.д.).

Особым преимуществом использования неразлагаемых волокон является улучшенный перенос частиц проппанта и сохранение формы кластеров в жидкости с любой вязкостью, как показано на рисунке 15. Это позволяет проппантным кластерам с легкостью адаптироваться к пластовым условиям и принимать необходимую форму, обеспечивающую оптимизированную геометрию трещин.

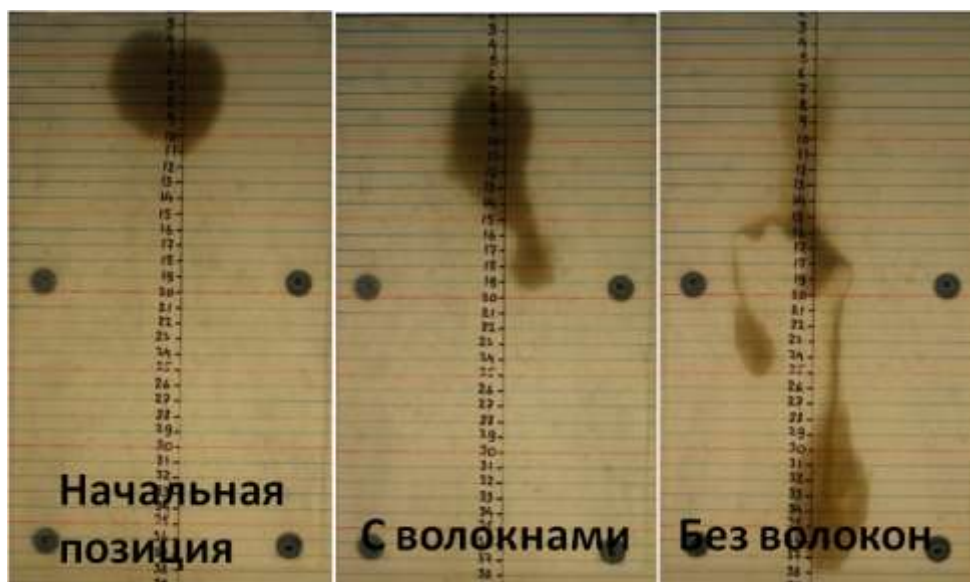


Рисунок 15 — Влияние волокон на распределение пропантных кластеров [13]

К другому виду стабилизирующих добавок для кластеров относятся добавки, обеспечивающие наполнение пустот между пропантом. Эти добавки зачастую гораздо пластичнее самих пропантных кластеров. Такие добавки могут иметь в своем составе как органические, так и неорганические вещества или их смесь.

Например, такие добавки могут содержать синтетические полимеры (полиэтилен, полиуретан и другие эластомеры и т.д.) или органические материалы, включая полимеры или волокна (хлопок, скорлупа грецких орехов и т.д.), металлические частицы или их смесь.

Добавки для наполнения пустот также могут создавать из пластичных неорганических материалов натурального характера. К таким относятся, например, мел, асбест, карбонаты, графит. Такие добавки - наполнители пустот могут принимать самую разнообразную форму. Они могут быть в виде частиц, иголок, гранул, волокон или пластин небольшого размера.

Пористость упаковки из пропанта связана, по меньшей мере частично, с распределением порового пространства внутри частиц пропантного кластера.

Внедрение мягких частиц, внутри этих пустот позволяет увеличить площадь контакта пропантных частиц между собой и контакт пропантанта с породой в пласте. Увеличенная площадь приводит к увеличению взаимодействия, влияющая, прежде всего на слипание между самими частицами пропантанта или сходство пропантанта и породы. Сходство (слипание) положительно воздействует на структуру упаковки.

Учитывая, что наполнители пустого пространства предназначены, прежде всего, для заполнения пустот внутри кластеров (т.е. пор внутри упаковок), их могут закачивать непрерывно, так как это упрощает выполнение операции. Однако стоит учитывать, что большая часть жидкости ГРП проходит по каналам, где могут отсутствовать волокна. Поэтому есть вероятность отложения наполнителя пустого пространства за пределами пропантных кластеров и зоны воздействия ГРП. Эти отложения могут снизить проводимость трещин на периферии и негативно повлиять на объем добычи.

Имеется большое количество материалов, которые могут использоваться в дополнение к вышеуказанным. Рекомендации для выбора соответствующих наполнителей пустого пространства включают:

- a. Твердость добавок должны быть ниже твердости пропантанта.
- b. Сохранение свойств и незначительное изменение формы при пластовых нагрузках.
- c. Химически инертны по отношению к составу жидкости ГРП (т.е. не гидролизуются и не растворяются в жидкости).
- d. Размер должны быть в районе 50-75% или 80-100% от размера частиц пропантанта.

Наполнители пустого пространства также могут содержать агенты повышения эффективности слипания частиц, такие как добавки в виде нановолокон, нанокристаллов, нанопластин. Концентрация таких нанодобавок составляет от 0,01% до 20% по весу наполнителя пустого пространства.

Еще один способ укрепления пропантных кластеров заключается в

повышении стойкости кластера через взаимодействия между частицами самого проппанта. Поверхность частиц проппанта обрабатывается так, чтобы возникало взаимодействие между частицами и образовывались дополнительные связи различной природы. Основные требования, предъявляемые к такому покрытию, являются его долговременная способность сопротивляться потоку жидкости, способность покрытия к самовосстановлению/регенерации в условиях добычи и достаточное сходство с поверхностью частиц проппанта.

Различные способы, которые можно использовать для достижения этих целей, включают:

1) Химическая связь. Гранулы проппанта покрывают материалом, который не вступает в реакцию в условиях на поверхности, но обеспечивает дополнительное сходство самих частиц материала и/или сходство частиц материала с гранулами проппанта в скважинных условиях при помощи химических средств (рисунок 16).

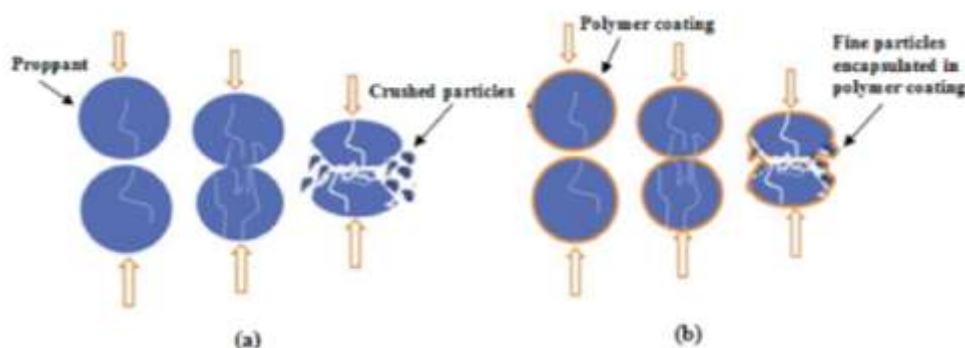


Рисунок 16 —Использование покрытия для проппанта для лучшего схождения кластеров [11]

1) Другим подходом является химическая обработка уже размещенного упаковки из проппанта для повышения сходства между гранулами проппанта. Проппант (расклинивающий агент) также модифицируют для снижения химической активности проппанта по отношению к материалам, которые встречаются при обработке пласта или скважины, включая следующие

материалы: нефть, газ, вода, соляной раствор, жидкость гидроразрыва, остаточные средства кислотной обработки. Например, покрытия, которые снижают степень химических реакций между проппантом и окружающими жидкостями, могут уменьшать образование осадка в упаковке из проппанта.

2) Механическая связь. Слой мягкого материала, который осаждается или выпадает на гранулы проппанта, может увеличивать степень проникновения одной частицы в другую, повышая, таким образом, коэффициент трения между частицами. Примерами таких материалов могут быть смолы, различные негибкие полимеры (например, полиэтилен, полиуретан, полипропилен, мягкие пластмассы), осаждающиеся карбонаты/сульфаты щелочной земли и т.д. Проппанты с покрытием из отверждаемой смолы имеются на рынке с 1980-х годов. После отверждения оболочки, покрытые проппанты образуют гибкую сетку, которая перераспределяет напряжение путем снижения отдельных нагрузок на частицы проппанта. Такие материалы могут использовать с любым из вышеуказанных способов улучшения для образования прочных кластеров. Однако формирование неоднородной упаковки из проппанта становится трудным после отверждения смоляного покрытия.

3) Смачиваемость частиц. Когда островки проппанта смачивают жидкостью, которая не смешивается полностью с добываемой жидкостью, то между частицами проппанта формируются перемишки из этой смачивающей жидкости. Такие перемишки создают капиллярные силы притяжения между частицами. Поэтому, желательно изменять смачиваемость частиц следующим образом. При добыче жидких углеводородов используют гидрофильные частицы проппанта; при добыче или закачке воды или паров воды используют гидрофобные частицы проппанта.

4) Структура на поверхности частицы. Для увеличения трения или сцепления между частицами, их поверхность модифицируют известными способами. Поверхность частиц могут обрабатывать (во время производства,

перед обработкой или на последних стадиях обработки) для увеличения сил сцепления и/или шероховатости, что таким образом будет повышать коэффициент трения между частицами. Примеры такого подхода включают без ограничений: использование проппанта высокой прочности вместо легкого проппанта; использование проппанта с низкой округлостью и сферичностью; использование проппанта с протравленной поверхностью и т.д. Эффект сцепления также достигают путем модификации частиц следующим образом: изменение формы гранулы проппанта со сферической на удлиненную, на форму тонкого диска, располагающегося параллельно потоку, на форму «шара для гольфа» с вмятинами и т.д.

5) Повышение упругости/пластичности частиц проппанта. Частицы проппанта могут изготавливать из материала (например, частицы, состоящие из полимеров, металла или любого материала с достаточным коэффициентом Пуассона), который может менять свою форму (сплющиваться) в скважинных условиях. Гранулы стандартного проппанта потенциально могут обрабатывать для обеспечения таких свойств. В результате пластичные/упругие свойства зерен проппанта улучшаются по сравнению с исходным проппантом. Такие свойства обеспечивают больший контакт между частицами под воздействием приложенного напряжения. Кроме того, форма частиц приближается к форме тонкого диска. Оба эти фактора способствуют укреплению упаковки из проппанта.

Способы нанесения покрытия для химического или механического изменения включают распыление, погружение или пропитывание проппанта в нужном покрывающем материале, гальванопокрытие, плазменное распыление, набрызгивание, флюидизирование, нанесение порошка или наплавление материала на проппант. В некоторых обстоятельствах, химическое протравливание используют для лучшего средства покрытия к поверхности.

Кроме того, частицы проппанта могут иметь несколько слоев с различными характеристиками. В некоторых вариантах осуществления

наружный слой может служить одной конкретной цели и может разрушаться в пластовых условиях, открывая для воздействия следующий слой. Например, проппант с одним наружным слоем, который обеспечивает смазку между частицами проппанта, может способствовать более эффективному размещению проппанта. После размещения данный наружный слой может разрушаться и открывать следующий слой, который может содержать реагирующие химические вещества, способствующие созданию химических связей

Проппантную упаковку может воздействовать (на последних стадиях обработки) слой материала, который укрепляет упаковку снаружи. К такому слою предъявляют следующие требования: долговременная способность выдерживать поток жидкости и его реакционную способность (или способность слоя к самовосстановлению в условиях добычи), достаточное структурное сходство с проппантной упаковкой и способность покрывать проппантную упаковку без риска ухудшения параметров пласта.

Ухудшение параметров пласта можно предотвращать, к примеру, следующим образом: Вначале покрытие наносят в период времени, когда трещина защищена фильтровальной коркой. Потом проппант подвергают предварительной обработке при помощи слоя (слоев), который обеспечивает дополнительное сходство с химическими реагентами защитного покрытия. Далее химические реагенты защитного покрытия обеспечивают дополнительное сродство с проппантом (при помощи химических средств). В результате проппант может высвобождать химические реагенты для покрытия в скважинных условиях.

4 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КЛАСТЕРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ПРИОБСКОГО И МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1 Характеристика Приобского месторождения

Кластерный ГРП на нефтяных месторождениях России начали опробовать в полевых условиях в тесном сотрудничестве с командой разработчиков в лице компании Шлюмберже в 2008 году. Основным полигоном для исследования возможностей кластерного ГРП стало Приобское месторождение.

Приобское месторождение, одно из крупнейших в мире традиционных нефтяных месторождений, является репрезентативной выборкой для этого района. Добыча на этом гигантском месторождении организована из трех пластов - AS12, AS11 и AS10, свойства которых показаны в таблице 4.

Таблица 4—Характеристика продуктивных пластов Приобского месторождения

Характеристика резервуара	АС10	АС11	АС12
Средняя глубина залегания, м	2470	2450	2560
Тип коллектора	Терригенный		
Средняя толщина, м	10	12	25
Пористость, %	0,19	0,19	0,19
Нефтенасыщенность, %	0,68	0,70	0,66
Проницаемость, мД	1-3	1-5	1-2
Глинистость	0,7	0,6	0,75
Коэффициент расчлененности	4	5	10
Температура, °С	88	89	93
Начальное пластовое давление, атм	240	248	250
Вязкость нефти (в пластовых условиях), сПз	1,52	1,36	1,36
Плотность нефти (в пластовых условиях), гр/см ³	0,796	0,775	0,788
Плотность нефти при н.у., гр/см ³	0,868	0,866	0,863
Сжимаемость нефти, 1/Па	1,196	1,229	1,202

Содержание серы, %	1,18-2,47	1,25-2,48	1,18-2,52
Давление насыщенных паров, атм.	83	100	100
Газовый фактор, м ³ /м ³	51	55	49

Многие скважины имеют одновременную добычу из нескольких интервалов, в которых с 2002 года проводились массивные операции по гидроразрыву пласта для максимального увеличения добычи. Приобское всегда было основным объектом для новых технологий стимуляции по нескольким причинам:

- оно относительно хорошо изучено;
- полные журналы, анализ керна, геомеханические исследования и измерения геометрии трещин доступны для десятков скважин.
- Низкая обводненность. Поскольку это значительно снижает риск прорастания трещины в водную зону, оптимальную конструкцию трещины можно смоделировать без ограничений по размеру обработки и концентрации проппанта.

Было проведено огромное количество исследований, несколько итераций расчетов в процессе оптимизации с использованием различных новых технологий, которые обеспечивают более длительный срок службы трещины, более чистые проппантные набивки и подбор лучших жидкостей для ГРП.

4.2 Первые опыты проведения кластерного гидравлического разрыва пласта на Приобском нефтяном месторождении

Исследования механических свойства пластов были проведены с помощью расширенного каротажа скважины перед началом полевых испытаний трещинообразования с использованием корреляции между статическими и динамическими свойствами, полученной при анализе керна.

Наиболее важным параметром, необходимым для распознавания среди скважин подходящих кандидатов на полевые испытания данного метода, было

безразмерное соотношение между модулем Юнга и напряжением в пласте. Оно должно было быть более 275 для данных условий из-за ограничения данного метода. Это связано с обеспечением стабильности, при которой стенки трещины должны быть достаточно жестким, чтобы выдерживать напряжение закрытия. Программное обеспечение для моделирования использовалось для оптимизации размещения проппанта, а численное моделирование использовалось для получения оценки проводимости обработки на основе встроенных механических и гидродинамических моделей. На рисунках 17 и 18 показана комбинация литологической модели вместе с геомеханическими треками в середине, которая обеспечивает значения коэффициента Пуассона и модуля Юнга для скважины А, которая была одним из первых кандидатов на ГРП в канале в мире.

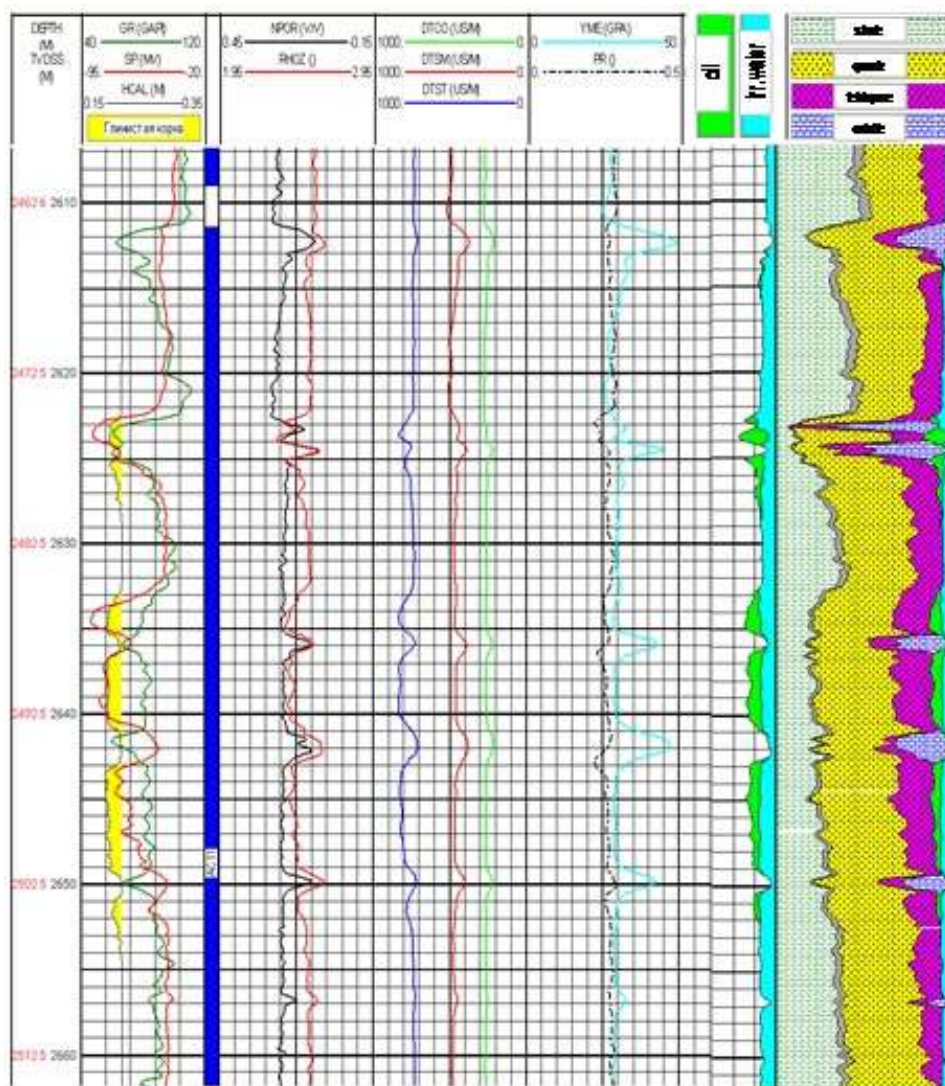


Рисунок 17 - Литологическая модель и геомеханические свойства пласта AS11 скважины А [16]

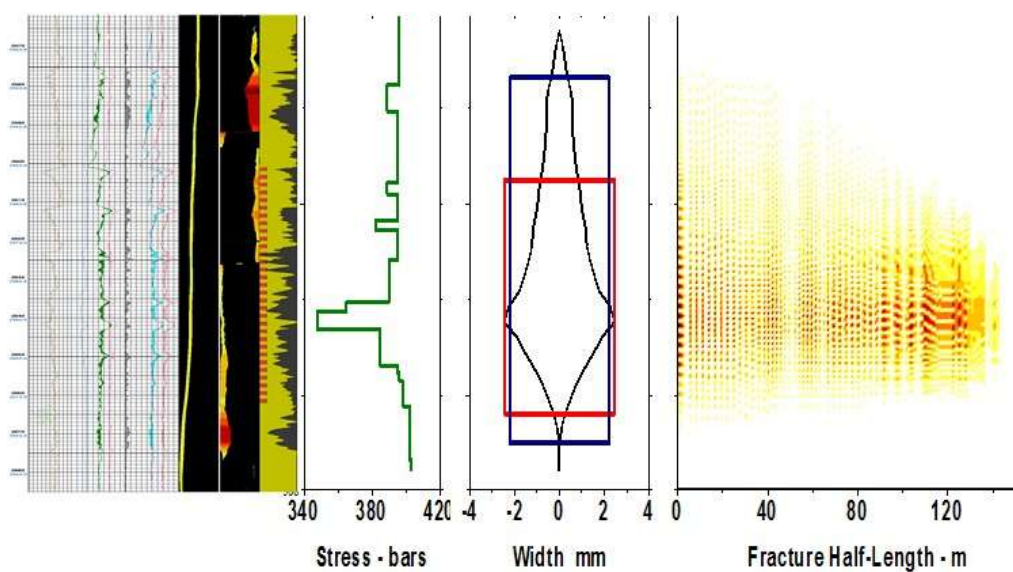


Рисунок 18 - ГРП в скважине А, геометрия [16]

Был успешно проведен гидроразрыв с 50 тоннами проппанта, покрытого смолой 20/40 типа RCP, транспортированным с достаточным количеством сшитой жидкости. На рисунке 18 показана интерпретация высоты трещины на основе акустической анизотропии (слева) и представлена визуализация профиля ширины трещины и геометрии (справа). Независимые измерения высоты трещины показали, что значительный рост высоты произошел за пределами полезного интервала. В сочетании с точным согласованием истории давления с использованием прибора, который записывал показания на забое скважины, стало возможным рассчитать ширину и полудлину трещины с относительно высокой точностью. Этот метод моделирования трещин, основанный на кросс-дипольном ультразвуковом исследовании.

Эта расчетная геометрия была использована в численном симуляторе, который подтвердил стабильность и высокую проводимость каналов. На основании результатов измерений и моделирования было решено повысить агрессивность конструкции и по возможности снизить скорость закачки, чтобы минимизировать рост высоты трещины. Как было показано впоследствии на нескольких примерах, обе корректировки снизили риск проблем с закачкой и дополнительно оптимизировали геометрию трещины в случае кластерного ГРП.

Во время первых обработок покрытием был использован только проппант с полимерным покрытием. Это было необходимо для того, чтобы минимизировать риск эрозии проппантных кластеров и оседания проппанта, которые увеличивали затраты на обработку скважины. Для уменьшения осаждения проппанта во время закачки использовалась самая маленькая из имеющихся проппантных фракций 20/40.

Во всех последующих ГРП в России и мире сегодня стали закачивать проппант с полимерным покрытием только на последней стадии (если вообще решали его закачивать), и было доказано, что наличие разлагаемых волокон

достаточно, чтобы удерживать частицы проппанта вместе во время размещения и закрытия трещины. Кроме того, напряжение, возникающее при смыкании трещины, предотвращает оседание и эрозию кластеров проппанта после разрушения волокон.

Поскольку проппант размещается неоднородно, то его требуется лишь 55-60% от объема проппантного материала, используемого в традиционной обработке ГРП. А так, как объем жидкости остается неизменным, трещины имеют относительно одинаковую геометрию. Уменьшенный объем проппанта заменяется пустотами внутри трещины, которые изначально заполнены сшитой жидкостью и волокнами и заменяются углеводородами на этапе добычи. Каналы влияют на свойства трещин, увеличивая проводимость на порядки. Трещина также очищается более эффективно через открытые каналы от жидкости и полимеров, которые обеспечивают более высокую эффективную полудлину, что чрезвычайно важно для пластов с низкой проницаемостью.

Анализа эффективности применения основан на вычислении коэффициента продуктивности, приведенного к эффективной толщине пласта. Для этого для каждой скважины коэффициент продуктивности был рассчитан из данных по ежедневному дебиту с использованием Вогельской корреляции при давлении ниже давления насыщения. Полная добыча может быть выражена следующим уравнением (5):

$$Q = Q_b + (Q_{max} - Q_b) * \left(1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right), \quad (5)$$

где P_{wf} — это забойное динамическое давление в атм;

P_b — давление насыщения, атм;

Q_b — дебит скважины при давлении $P_{wf} = P_b$, м³/сут;

Q_{max} — это теоретический максимальный дебит при P_{wf} , м³/сут.

Далее зная, что (формула 6, 7):

$$Q_b = J_d * (\bar{P}_r - P_b), \quad (6)$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{(J_d) * (P_b)}{1.8}, \quad (7)$$

Мы можем выразить уравнение через коэффициент продуктивности (формула 8):

$$J_d = \frac{1.8 * Q}{1.8 * (\bar{P}_r - P_b) + P_b * (1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 * (\frac{P_{wf}}{P_b})^2)}, \quad (8)$$

где \bar{P}_r это среднее давление в пласте.

Коэффициент продуктивности должен рассчитываться только после того, как скважина вышла на псевдо-радиальный приток. Время выхода на радиальный приток рассчитывается по формуле (9):

$$t_{pss} = \frac{t_{pDA} * m * \mu * c_t * A}{0.00864 * k}, \quad (9)$$

где t_{pDA} —это безразмерное время;

m —это пористость, д.е.;

μ —вязкость пластовой нефти, Спз;

c_t —это сжимаемость нефти; 1/Па

A —размер дренируемой области, м

k —это проницаемость, мД

Используя данные из таблицы 4, и принимая, что $A=250$ метрам, среднее время выхода на псевдо-радиальный приток равняется 120 дням.

На рисунке 19 представляет сравнение безразмерной продуктивности (J_d) между кластерным ГРП (синий) и традиционными методами обработки (оранжевый).

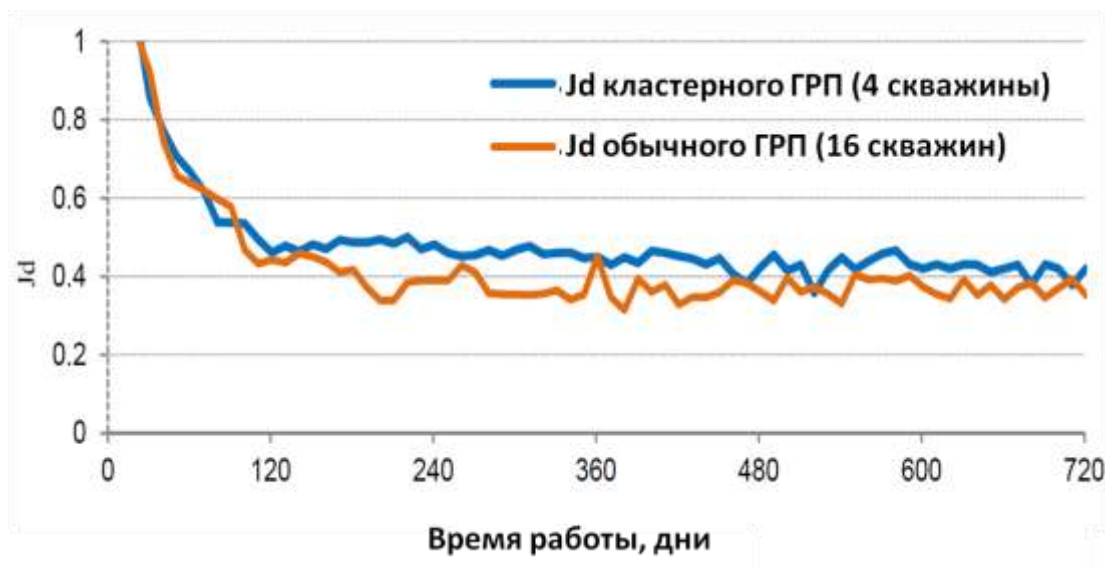


Рисунок 19 —График безразмерной продуктивности между кластерным ГРП и обычным [16]

J_d — полезный инструмент для сравнения нефтяных скважин, добывающих из пластов с разной проницаемостью и чистой продуктивностью при разных значениях депрессии, что имело место для большинства скважин в изучаемых районах из-за неоднородности пластов и искусственного подъема как механизма обеспечения добычи.

Как можно заключить из рисунка 19, кластерный ГРП привел к стабильной добыче скважин в течение двух лет. Тенденция добычи была очень похожа на динамику ближайших соседних скважин [16]. Этот результат добычи подтвердил наличие каналов, поскольку ожидалось, что равномерное распределение проппанта приведет к значительным, если не общим потерям добычи. В соседние скважины применяли проппант 12/18 по обычной технологии, масса которого почти в два раза больше по сравнению с кластерным ГРП.

После 5 лет и по состоянию на 2013 год, первые скважины продолжают работать со стабильными дебитами благодаря устойчивости канала и поддержанию пластового давления. Геология вблизи кандидатов была чрезвычайно неоднородной, что создавало высокую неопределенность в

измерениях проницаемости скважин. Это затрудняло проведение нормализованного сравнения производства. Однако, принимая во внимание меньший размер проппанта и значительно уменьшенную массу проппанта, использованного для первых обработок, было подтверждено существование каналов между кластерами проппанта наряду с их стабильностью во времени.

На этом исследования не закончились. Было сочтено необходимыми проводить поиск новых идей и дальнейшая оптимизация кластерного ГРП.

4.3 Увеличение объема обработки при кластерном гидравлическом разрыве пласта на Приобском нефтяном месторождении

Пробные кампании по Кластерному ГРП 2010 г., выполнены в крайних скважинах на сложных геологических участках Приобского месторождения. Изучение пробных скважин с позволило извлечь много уроков и дать дополнительную информацию для оптимизации кластерного ГРП в дальнейшем.

Крайние скважины Приобского вскрыли пласты с низкой эффективной толщиной (в среднем 12 метров). Пласты также имеют высокую неоднородность, которая обусловлена толстыми прослойками сланца между продуктивными интервалами с очень низким контрастом напряжений. В результате гидравлическая ширина трещин меньше прогнозируемого, и моделирование показало, что в таких условиях трещины практически остаются неоткрытыми. Несмотря на то, что все скважины выполнили поставленные задачи по добыче, не было заметного увеличения продуктивности по сравнению со скважинами, обработанными традиционным ГРП.

Один из извлеченных уроков [17], который позже был успешно реализован на плотном нефтяном пласте Талинского нефтяного месторождения, заключался в разработке более высокой максимальной концентрации проппанта, создании агрессивной подушки проппанта и

использовании низкого процента закачки чистой жидкости для создания более широких трещин.

Кластерный ГРП обеспечивал превосходную надежность и гибкость при проектировании работ ГРП и имеет нулевой коэффициент так называемых «Стопов» (явление забития перфорации проппантом) по сравнению с традиционным гидроразрывом, у которого коэффициент «стопов» составляет ~ 10% из-за сложной геологии. Надежная пропускная способность проппанта казалась с трещиной в канале из-за закачки чистых импульсов и волокон, которые поддерживают поток проппанта внутри трещины.

Для применения в Сибири, где проппант с крупными ячейками используется для увеличения проводимости набивки, но представляет значительный риск получения «стопа», кластерный ГРП дает преимущество в виде использования проппанта меньшей размерности из-за удаления связи между размером проппанта и проводимостью трещины. Поскольку скопления проппанта не вносят значительного вклада в поток углеводородов через трещину, размер проппанта может варьироваться. В связи с этим все последующие кампании кластерного ГРП проводились с проппантом 16/20.

В районе Приразломного нефтяного месторождения добыча ведется из песчаной формации BS4-5 неокомского возраста, которая очень слоистая с проницаемостью в диапазоне 2-3 мД. В некоторых областях, например в той, где был осуществлен ГРП с каналами, характерны очень высокие градиенты порового давления, что обеспечивает естественный поток в скважинах, но имеет тенденцию к росту трещин за пределами зоны.

Благодаря этому, гидравлическая ширина трещины часто недостаточна и не обеспечивает надежного проникновения проппанта традиционных ГРП (даже несмотря на то, что проппант с меньшим размером ячеек не использовался, коэффициент «Стопов» составлял 10-15% в данной области). Кластерный ГРП устранил этот риск, так как все обработки проводились в соответствии с проектом. Для увеличения ширины трещины было решено

увеличить размер зоны обработки. На Приразломном месторождении масса проппанта для гидроразрыва в каналах составляла около 75-80% по сравнению с традиционными ГРП в соседних скважинах. Также было увеличено общее количество жидкости гидроразрыва пласта, используемого для работы, что привело к увеличению длины и ширины каналов. Общий прирост добычи был дополнительно на 18% по сравнению со средними результатами традиционного ГРП.

По результатам из описанных выше обработок было решено еще больше увеличить объем работ, чтобы количество закачанного проппанта соответствовало количеству проппанта, используемого при традиционном ГРП. Из-за особенностей конструкции ГРП с каналом увеличение количества используемого проппанта приводит к дальнейшему увеличению количества жидкости, необходимой для обработки. Это увеличение жидкости значительно увеличило общую геометрию трещины. Этот проект для кластерного ГРП носит название СН-100. Его концепция проиллюстрирована на рисунке 19, где традиционная геометрия гидроразрыва для 60-тонной обработки (вверху) трансформируется в гораздо более длинную трещину с открытыми каналами, созданными с тем же количеством проппанта в 60 тонн с дизайном кластерного ГРП (внизу).

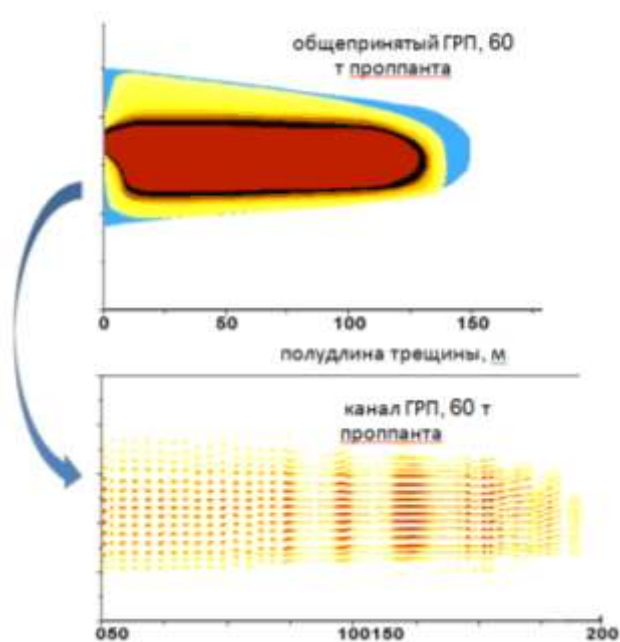


Рисунок 20—Концепция СН-100: увеличение длины канала при массе проппанта, равной массе традиционной обработки [17]

На рисунке 21 представлены результаты моделирования традиционного моделирования трещин, через которые осуществляется связь скважины и пласта. Было создано 20 моделей с разной массой проппанта с учетом одинаковых геомеханических и литологических характеристик пласта и барьеров. Дизайн гидроразрыва был изменен пропорционально, чтобы обеспечить адекватную геометрию трещины по отношению к увеличению объема суспензии и проппанта. Как видно на рисунке 21, полудлина и ширина трещины все еще значительно увеличиваются по мере увеличения размера обработки.

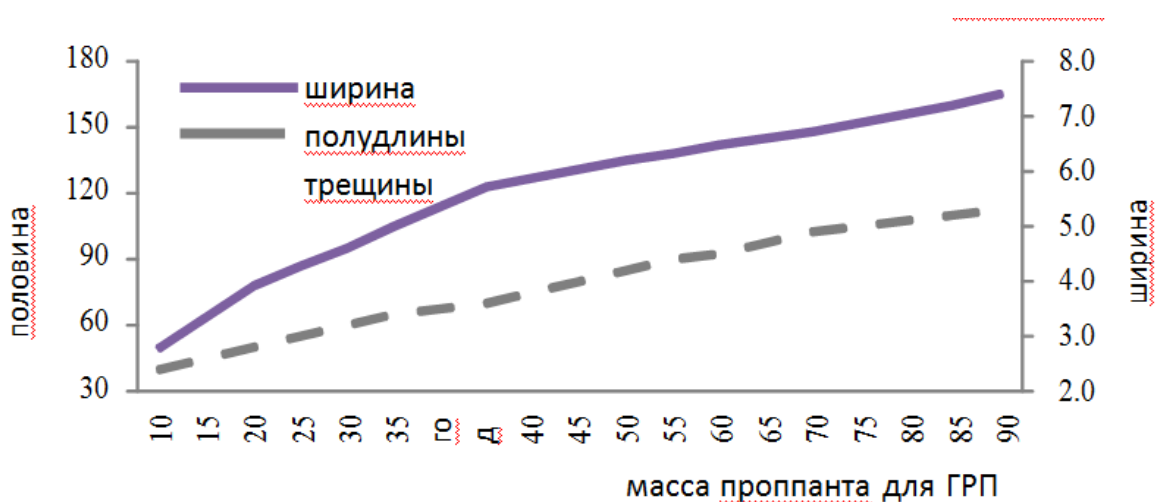


Рисунок 21 —Зависимость длины и ширины трещины от массы проппанта [16]

Было два важных фактора, способствовавших проектированию кластерного ГРП с каналом с увеличенным размером обработки:

- Каналы приводят к лучшей очистке трещин от полимеров, а увеличение размера обработки приводит к увеличению эффективной длины трещины. Увеличение размера трещин при традиционных обработках приводит к снижению эффективности очистки, а дополнительная длина подпорки не влияет эффективно на добычу, так как значительные повреждения остались в более дальних частях проппантной пачки.

- Доказано, что кластерный ГРП имеет очень низкий риск «Стопов»,

как было продемонстрировано во время полевой кампании. По мере того, как размер трещин обычных методов проведения ГРП превышает определенное оптимальное значение, возрастает риск «Стопов», а также связанные с ним ремонтные работы.

С 2011 г. было принято решение закачивать все кластерные ГРП с увеличенной массой проппанта, поскольку пласты не несут никаких водных рисков, даже, несмотря на то, что рост высоты трещины значительный. В последующих разделах будут описаны следующие пробные кампании в области дополнительной добычи нефти из скважин после внедрения версии СН-100 новой технологии, которая окупала дополнительные затраты на обработки, связанные с закачкой большего количества жидкости.

4.4 Исследование кластерного ГРП СН-100 на скважине Малобалыкского нефтяного месторождения

Ачимовская свита обладает высокой неоднородностью, низкой проницаемостью (0,5-5 мД) породы. Часто она подразделяется на несколько гидравлически изолированных слоев с массивными сланцами между ними. Из-за этого невозможно стимулировать весь ачимовский интервал даже при увеличении размера и скорости ГРП. Ачимовская свита над Баженовской, которая является материнской породой для верхних пластов, включая ачимовские. Из-за большой площади эти образования можно встретить в большинстве мест Западной Сибири. Баженовские сланцы, являясь нефтематеринской породой, всегда насыщены углеводородами, но ачимовская свита может быть водонасыщенной или смешанной нефтеводонасыщенной. Было решено провести эксперимент на скважине Б Малобалыкского месторождения. Как видно из рисунка 22, стимуляционные процедуры по методике СН-100 проводились в два этапа; большая обработка 120 тонн проппанта, помещенная в нижний пласт Ach-2, с последующей меньшей

обработкой в верхнем пласте Ach-1 с 60 тоннами проппанта.

Поскольку добыча на скважине Б ведется сразу из двух пластов, было решено объединить этапы гидроразрыва пласта, перфорации и очистки ПЗП в один интегрированный процесс с использованием флота гибких насосно-компрессорных труб. На многих скважинах, в которых вскрыты и введены в разработку сразу несколько пластов на Приобском и Малобалыкском нефтяных месторождениях, завершены с применением технологии абразивной перфорации и интенсификации притока. Основное преимущество такого комплексного подхода к заканчиванию заключается в сокращении более чем на 50% общий срок заканчивания скважин с добычей из нескольких пластов. Для перфорации с использованием гибких насосно-компрессорных труб используется специальная компоновка низа бурильной колонны, абразивный пистолет, который прокачивает песок через сопла и создает высокоскоростной поток, который создает соединение с пластом через обсадную колонну и цементную связку. В исследовании было показано, что большие проппантные гидроразрывы могут закачиваться с высокой скоростью через небольшое количество абразивных каверн (10-12 —типичное количество), что является значительным сокращением кумулятивных перфораций, которые могут составлять несколько сотен выстрелов за стадию гидроразрыва. Это преимущество абразивных каверн заключается в их большой площади поверхности вблизи зоны ствола скважины по сравнению с обычным перфорационным отверстием, которое имеет узкий канал со сжатым и поврежденным пластом повсюду вокруг него.

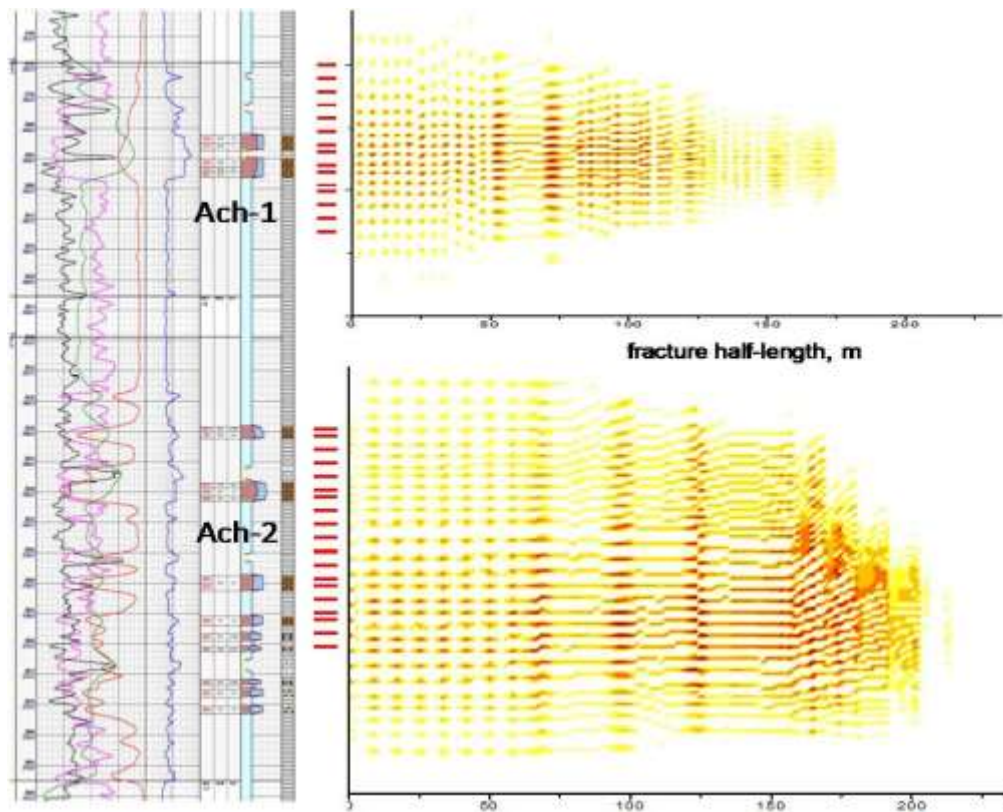


Рисунок 22 - Каротажные данные скважины В слева, интервалы абразивной перфорации (выделены красным) в середине и геометрия каналов справа [16]

Впервые было использовано кластерное ГРП сразу на нескольких интервалах перфорации в несколько стадий. Это способствовало лучшему разделению относительно больших пробок пропантанта, поступающих в пласт с поверхности, на более мелкие столбы пропантанта. Все работы по ГРП с каналами, проводимые во всем мире делались на одном интервале до тех пор, пока абразивная перфорация не использовалась с этой технологией ГРП впервые в истории в Нефтеюганском районе.

В процессе проведения кластерного ГРП на 5 скважинах и 12 ступеней ГРП в каждой (одна из которых - скважина Б) с использованием абразивной перфорации через гибкие НКТ стало не только возможно, но и имеет преимущества:

- В случае абразивной струйной обработки производится только ограниченное количество станций, но это позволяет одновременно и распределение потока из-за ограниченной площади отверстий, и надежный

пропуск проппанта из абразивных каверн в призабойную зону скважины;

- Количество абразивных станций и расстояние между ними, как и при расчете закачки на обычном интервале, производится с помощью симулятора моделирования трещин. Дизайн основан на геомеханических и геологических свойствах пласта, ширине трещины, скорости закачки и длительности импульсов. Таким образом достигается оптимизация всего процесса.

Важно отметить, что, несмотря на высокую концентрацию волокон внутри жидкости для гидроразрыва, проблем при работе ГНКТ в скважинах не возникало. Во-первых, волокна закачиваются только внутрь трещины, и обработка разработана специально для предотвращения появления волокон в скважине после размещения. Во-вторых, даже в случае случайного появления волокон внутри ствола скважины их механическая стабильность значительно снижается с температурой и временем, что исключает риск операций по очистке с помощью гибких насосно-компрессорных труб.

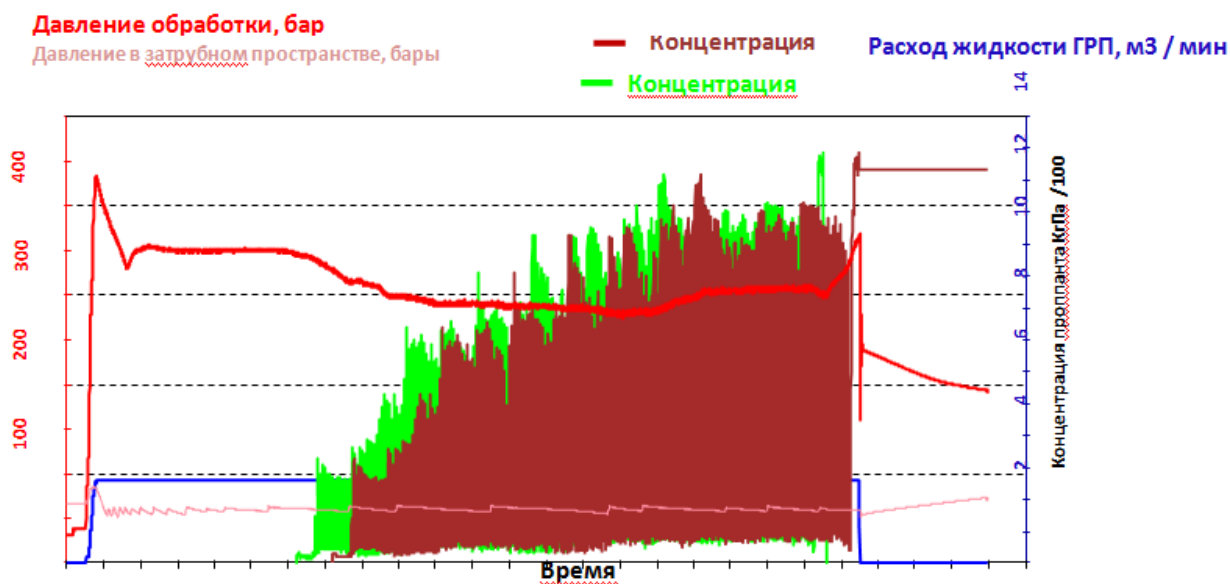


Рисунок 23 - График проведения кластерного ГРП [17]

Один из этапов ГРП, выполненный в скважине В, представлен на рисунке 23 с основными параметрами выполнения: давлением, дебитом и концентрациями проппанта. Можно отметить высокую частоту импульсов

пропанта, поэтому на графике он визуально кажется заполненным полностью, хотя на самом деле интервалы чистой жидкости между импульсами пропанта одинаково велики. График предполагает постепенное увеличение концентрации пропанта с помощью нескольких импульсов пропанта. Волокна добавляются непрерывно как к чистой жидкости, так и к жидкости с пропантом, чтобы обеспечить максимальные возможности транспортировки пропанта до последней стадии, которая закачивается без импульсов. Этот последний этап последовательно выполнялся с использованием материалов пропанта размерности 12/18 во всех описанных кампаниях.

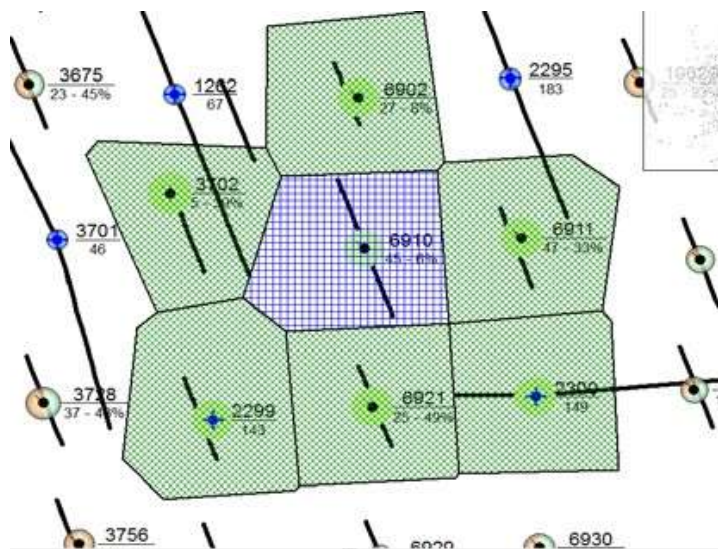


Рисунок 24 — Расположение скважины Б и соседних скважин [18]

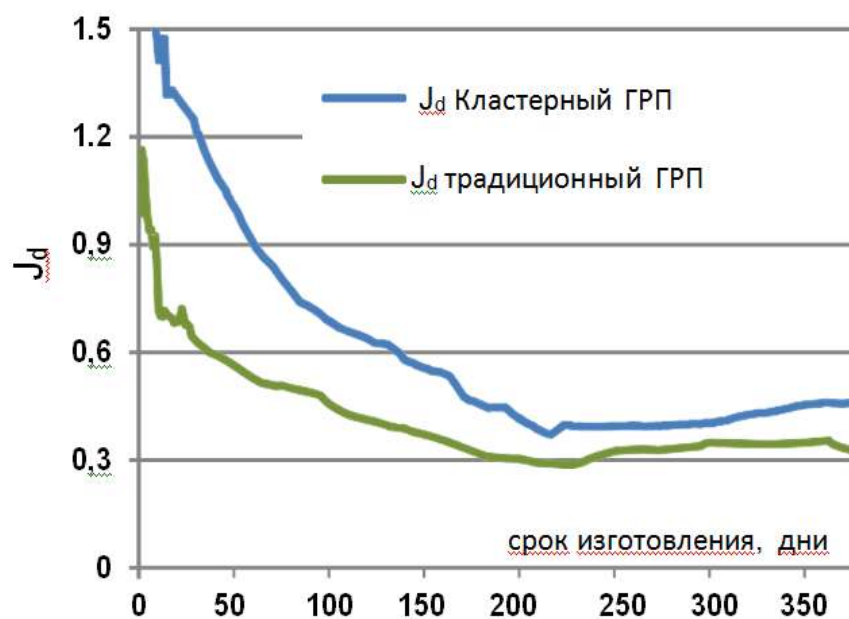


Рисунок 25 — Сравнение коэффициентов продуктивности скважины Б и соседних скважин [16]

На рисунке 24 шесть соседних скважин с традиционными обработками показаны зеленым цветом, а скважины с кластерным ГРП показаны синим цветом. Чтобы суммировать достижения обработок СН-100 в скважине Б, на рисунке 25 представлен результат безразмерного сравнения продуктивности между кластерным ГРП и традиционными обработками в соседних скважинах. Существенные преимущества от технологии ГРП с каналами могут быть получены в результате правильного выбора кандидатов, использования комплексного подхода к заканчиванию с использованием гибких НКТ (абразивная перфорация и своевременная очистка скважины) и увеличения объема обработки (СН-100). Таким образом, в течение одного года эксплуатации скважина Б имела безразмерную продуктивность на 51% выше, чем в среднем по соседним скважинам, стимулированным традиционным способом.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Муратову Петру Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение суммарных затрат на проведение мероприятия по кластерному ГРП
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы
2. Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Муратов Петр Николаевич		31.03.2021

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

В выпускной квалификационной работе рассмотрена одна из современных и наиболее эффективных технологий повышение нефтеотдачи, а именно технология кластерного ГРП. Данный вид ГРП благодаря комплексному воздействию на пласт позволяет еще лучше создавать сети трещин и удерживать их в раскрытом состоянии

В данном разделе приведено экономическое обоснование технологического мероприятия по кластерному ГРП нефтяных пластов. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения кластерного ГРП при разработке месторождений.

Затраты на реализацию инновационного мероприятия включают в себя оплату программного обеспечения, оплата труда группы исполнителей и отчисления во внебюджетные фонды. Планирование работ следующее: выполнение работ по техническому заданию заказчика; анализ экономической эффективности; принятие решения о выполнении рекомендаций заказчиком [18].

Исходные данные для анализа влияния мероприятия на технико-экономические показатели приведены в таблице 5.

Таблица 5 — Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного инновационного мероприятия.	тыс.руб.	1565.7

3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	13,3
4	Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятие	ед	29,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,9
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2756.7
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	63.0
10	Ставка дисконта	%	15.0
11	Цена одной тонны нефти	руб	26090
12	Среднесписочная численность ППП	чел	4927.8
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	7562,5
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	11461,5

Для оценки экономической эффективности применения технологий ОПЗ пласта, необходимо следующие параметры его рентабельности, к которым в данной работе отнесем следующее:

1. Прирост дебита;
2. Дисконтированный поток денежной наличности
3. Чистая текущая стоимость (NPV)

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q * T * K_3 * N, \quad (10)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням; N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.; K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 13,3\text{т.} * 365\text{дней} * 0,97 * 29\text{скв.} = 136\ 557,085\ \text{т.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q * Ц_{н}}{Ч_{ППП}}, \quad (11)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; $Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел; $Ц_{н}$ – цена одной тонны нефти, руб./т. На 05.03.2020 цена нефти составляет 26090 руб./т

$$\Delta ПТ = \frac{26090 \text{ руб./т.} * 136557,085 \text{ т.}}{4927,8 \text{ чел.}} = 722994,9161 \text{ руб./чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q * Ц_{н}}{\Phi_{опф}}, \quad (12)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи; $\Phi_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{26090 \text{ руб./т.} * 136557,085 \text{ т.}}{7562,5 \text{ млн. руб.}} = 0,4711110658 \text{ млн. руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (13)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти; $Z_{пост}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.

$$Z_{пост} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{у/пер}}{100}, \quad (14)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %; Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{пост} = 11917,8 \cdot 2756,7 \text{ руб.} * 1000 * \frac{100 - 63}{100} = 11690,48931 \text{ млн. руб.}$$

$$\begin{aligned} \Delta C &= 1690,48931 * 10^6 * \left(\frac{1}{11461,5 * 10^3} - \frac{1}{11461 * 10^3 + 136557} \right) = \\ &= 12,01 \text{ руб./т} \end{aligned}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (\Pi_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (15)$$

где $\Delta\Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.; $\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т; C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т; ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = 136557 \cdot (26090 - (2756.7 - 12,0093700)) = 3187967396 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - H_{\text{пр}}, \quad (16)$$

где $H_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб. (согласно нормативному документу от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 09.11.2020) (с изм. и доп., вступ. в силу с 15.11.2020) НК РФ «Налог на прибыль организаций» налог составляет 20 % от прибыли).

$$H_{\text{пр}} = 0,2 \cdot 3187967396 = 637\,593\,479,2 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 3187967396 - 637\,593\,479,2 = 2550373,917 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2550373,917 тыс. руб.

5.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 136557,085 т тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (17)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}) = 13,3 - 13,3 \cdot 0,9 = 1,33$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}) = 1,33 - 1,33 \cdot 0,9 = 0,133$$

$$\Delta Q_2 = \Delta Q_{(q)} = 1,33 \text{ т.} \cdot 365 \text{ дней} \cdot 0,97 \cdot 29 \text{ скв.} = 13655,7085 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_3 = \Delta Q_{(q)} = 0,133 \text{ т.} \cdot 365 \text{ дней} \cdot 0,97 \cdot 29 \text{ скв.} = 1365,57085 \text{ т.}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (18)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн; $C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 136557,085 \text{ т.} \cdot 26090 = 3562774348 \text{ рублей}$$

$$\Delta B_2 = 13655,7085 \text{ т.} \cdot 26090 = 356277434,8 \text{ рублей}$$

$$\Delta B_3 = 1365,57085 \text{ т.} \cdot 26090 = 35627743,48 \text{ рублей}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (19)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.; $Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (20)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 136557,085 \text{ т.} \cdot 2756,7 \cdot 0,63 = 237161557,2 \text{ рублей}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 13655,7085 \text{ т.} \cdot 2756,7 \cdot 0,63 = 23716155,72 \text{ рублей}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 1365,57085 \text{ т.} \cdot 2756,7 \cdot 0,63 = 2371615,572 \text{ рублей}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (21)$$

где $C_{ИМ}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.; $N_{скв}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{мер} = 1565,7 * 29 = 45405,3 \text{ тыс. рублей}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{доп 1} + Z_{мер} = 45405300 + 237161557,2 = 282\,566\,857,2 \text{ рублей}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{доп 2} = 23716155,72 \text{ рублей}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{доп 3} = 2371615,572 \text{ рублей}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{н/обл t} = \Delta V_t - \Delta Z_t, \quad (22)$$

где ΔV_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.; ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{н/обл 1} = 3562774348 - 282\,566\,857,2 = 3280207490 \text{ рублей}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл 2} = 356277434,8 - 23716155,72 = 332561279 \text{ рублей}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл 3} = 35627743,48 - 2371615,572 = 33256127,9 \text{ рублей}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta N_{пр t} = \Delta\Pi_{н/обл t} \cdot N_{пр} / 100, \quad (23)$$

где $N_{пр}$ – ставка налога на прибыль, % (взять ставку за 2018 год).

$$\Delta N_{пр 1} = 3280207490 * 0,2 = 656041498,1 \text{ рублей}$$

$$\Delta N_{пр 2} = 332561279 * 0,2 = 66512255,81 \text{ рублей}$$

$$\Delta N_{пр 3} = 33256127,9 * 0,2 = 6651225,581 \text{ рублей}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta V_t - \Delta Z_t - N_t = \Delta\Pi_{н/обл t} - N_t \quad (24)$$

$$\Delta ДП_1 = 3280207490 - 656041498,1 = 2624165992 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_2 = 332561279 - 66512255,81 = 266049023,2 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 33256127,9 - 6651225,581 = 26604902,32 \text{ руб.};$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$\text{ПДН}_t = \Delta\text{ДП}_t - \text{КВ}_t \quad (25)$$

$$\text{ПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 2624165992 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_2 = 266049023,2 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_3 = \Delta\text{ДП}_3 = 26604902,32 \text{ руб.};$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t \quad (26)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 2624165992 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = 2890215016 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-3} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = 2916819918 \text{ руб.};$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \Delta\text{ДП}_t / (1 + i)^t, \quad (27)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 7945146456,75 / (1 + 0,15)^1 = 2281883472 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = 798171069,695 / (1 + 0,15)^2 = 201171284,1 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = 79814706,9695 / (1 + 0,15)^3 = 17493155,14 \text{ руб.};$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t \quad (27)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 2281883472 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 2483054756 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2500547911 \text{ руб.};$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представить в виде таблицы 6.

Таблица 6 - Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	282566857,2	23716155,72	2371615,572

Прирост добычи нефти, тыс. тонн	136557,085	13655,7085	1365,57085
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3562774348	356277434,8	35627743,48
Текущие затраты, тыс. руб.	282566857,2	23716155,72	2371615,572
Прирост прибыли, тыс. руб.	282566857,2	23716155,72	2371615,572
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	282566857,2	23716155,72	2371615,572
Денежный поток, тыс. руб.	2624165992	266049023,2	26604902,32
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2624165992	266049023,2	26604902,32
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2624165992	2890215016	2916819918
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2281883472	201171284,1	17493155,14
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2281883472	2483054756	2500547911

5.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура,

исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие показатели проекта, получила название анализа устойчивости проекта. Он вкратце сводится к следующему:

в качестве переменной выбирается один из численных показателей, все остальные считаются постоянными и имеют некоторые заданные значения (проектные);

выбирается разумный диапазон возможных колебаний изменений;

для крайних значений этого диапазона и для проектируемого значения переменной рассчитываются все важнейшие показатели оценки проекта (например, IRR, NPV, период окупаемости) и таким образом определяется влияние на них выбранной переменной.

Выбираем параметр «Снижение объёма добычи нефти на 20%» и в таблице уменьшаем строку «Прирост добычи нефти, тыс. тонн» на 20 % за все три года. Пересчитываем снова все показатели и заносим в таблицу 7 измененное значение ЧТС.

Находим разницу между изменённым значением ЧТС и базисным.

Таблица 7—Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	2281883472	1819189518	-462693953,5	20,276844 07	1,013842204	1
Увеличение капитальных вложений на 20%	2281883472	1907205061	-374678411,1	16,419699 59	0,82098498	2
Увеличение текущих затрат на 20%	2281883472	1958799840	-323083631,5	14,158638 49	0,707931924	3
	-20%	0	20%			
Объём добычи	-1,013842204	0	1,0138422			
Капитальные затраты	-0,82098498	0	0,82098498			

Эксплуатационные затраты	-0,707931924	0	0,70793192
--------------------------	--------------	---	------------

Получающиеся данные можно использовать для построения «паукообразных» (лучевых) диаграмм (рис. 26). На них серия графиков показывает, как изменяются одни (зависимые) параметры финансово-экономической оценки при изменении одного из независимых показателей проекта.

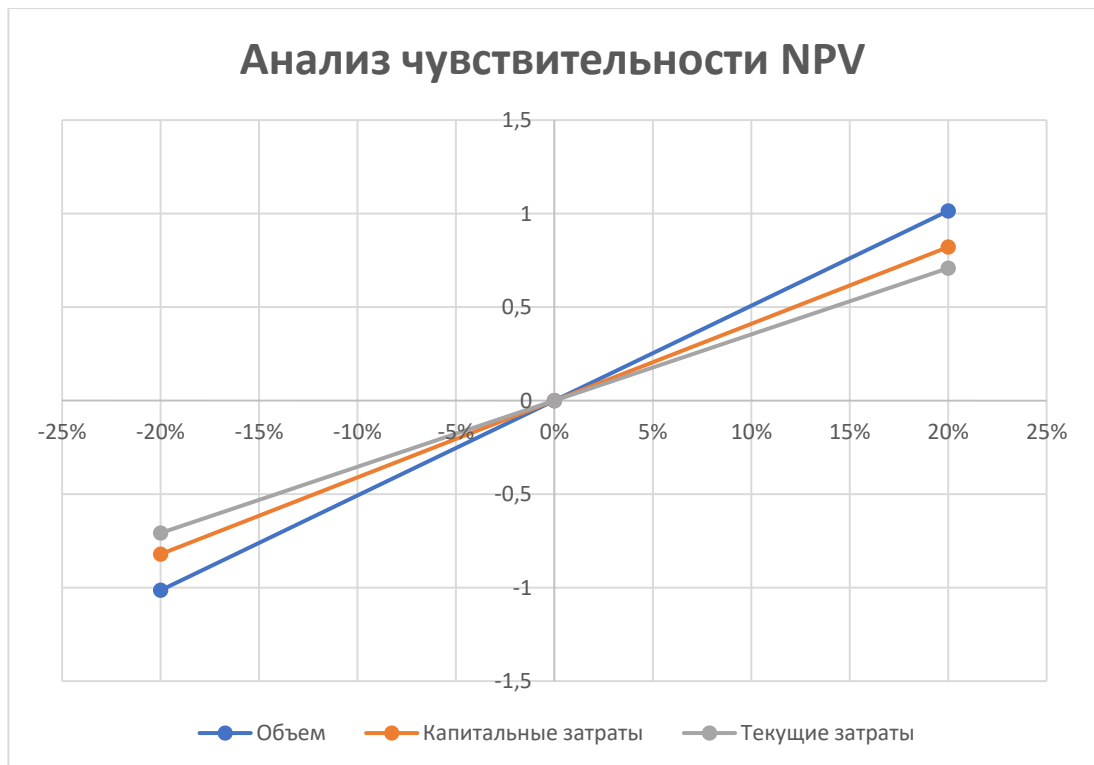


Рисунок 26 – Анализ чувствительности NPV

Вывод: как мы можем видеть, больше всего NPV зависит от объема добычи (коэффициент 1,0138422). Далее на втором месте расположились капитальные затраты (коэффициент 0,82098498). Наименьшее влияние оказывают эксплуатационные затраты (коэффициент 0,70793192).

5.4 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате реализации кластерного ГРП на 29 скважинах месторождения за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 132 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 17493155,14 тыс. руб. Рассчитанные показатели экономической эффективности позволяют сделать вывод об экономической целесообразности настоящего технологического мероприятия по увеличению КИН. Это позволяет рекомендовать кластерное ГРП к внедрению на низкопроницаемых нефтяных месторождениях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Муратову Петру Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования являются геологические и технологические риски при проведении операции кластерного гидравлического разрыва пласта с целью увеличения нефтеотдачи в низкопроницаемых коллекторах Область применения: добывающие скважины</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина. Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования».</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: — отклонение показателей климата на открытом воздухе; — превышение уровня шума; — превышение уровня вибрации; — недостаточная освещенность рабочей зоны; — повышенная запыленность рабочей зоны.</p>

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> —химические реагенты; —высокое давление; —механические опасности; —электрический ток.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: загрязнение воздуха при сгорании газа в факелах. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение промышленными и бытовыми отходами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Наиболее возможные ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> —разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; —разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; —нарушение электроснабжения; —взрыв и пожар. <p>Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Муратов Петр Николаевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объекты добычи нефти и газа являются объектами с высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Выполнение кластерного гидравлического разрыва пласта – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности. В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Технология кластерного ГРП осуществляется непосредственно на месторождениях, поэтому из-за удаленности места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 47 ТК РФ [19].

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев.

Предусматривается выплата надбавки за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работ. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск длительностью 16 календарных дней для местностей, приравненных к районам Крайнего Севера и 24 календарных дня для районов Крайнего Севера.

Работник ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно соответствовать определенным требованиям. В конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства с целью устранения или снижения опасных и вредных факторов до определенных значений. Рабочая область оператора должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [20].

Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы и возможность передвижений. Также должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 [21, 22].

6.2 Производственная безопасность

В процессе проведения ГРП на нефтяных и газовых месторождений могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 8) [23]. Все работы, которые выполняют цеха добычи, непосредственно связаны с добычей нефти и газа и являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому

состояние травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом.

Таблица 8 — Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [24]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [25]
3. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [26]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [27]
6. Химические реагенты	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [28]
7. Высокое давление	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [29]
8. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [30]

6.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

6.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по проведению кластерного ГРП часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра,

естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [24]; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культбудки).

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы запрещаются (таблица 9).

Таблица 9 —Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

6.2.1.2 Производственный шум в рабочей зоне

Работа оператора ГРП связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Также на удаленные месторождения работников доставляют на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [25] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на нефтегазопромыслах предусматривается

рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

6.2.1.3 Превышение уровня вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД обусловлен работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [26] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. При вибрации производительность работника снижается, увеличивается вероятность получения травмы. Для защиты от вибрации используются резиновые перчатки.

6.2.1.4 Освещение рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [27] рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин—не ниже 25 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

6.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

6.2.2.1 Химические реагенты

При гидравлическом разрыве пласта есть риск возникновения утечек нефти и реагентов, содержащихся в жидкости ГРП из скважинной

арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Важно соблюдать меры предосторожности при проведении ГРП. Требования безопасности при работе с химическими реagenтами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника [28].

6.2.2.2 Высокое давление

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования.

Другая группа опасностей зависит от свойств вещества, находящегося в оборудовании, которое работает под давлением. На трубопроводах, соединяющих насосы с емкостями, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления в соответствии с ГОСТ 34347-2017 [29]. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

6.2.2.3 Электрический ток

При проведении работ на кустовых площадках источником поражения электрическим током могут быть плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления, согласно требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [30]. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. Также следует использовать средства защиты от поражения электрическим током: перчатки, обувь, подставки, указатели, щиты.

6.3 Экологическая безопасность

Процесс эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором сопровождается антропогенным воздействием на окружающую среду. К таковым относятся:

1. Нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов.
2. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования.

6.3.1 Защита атмосферы

При добычи нефти от кустовых площадок выделяются УГВ, которые

складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций. Основными причинами аварий являются: некачественное строительство, механические повреждения, коррозия трубопроводов.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений: полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, контроль швов сварных соединений трубопроводов, защита оборудования от коррозии, Применение оборудования заводского изготовления.

На предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации. Ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 [31] в таблице 10

Таблица 10 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

6.3.2 Защита гидросферы

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- разлив химических реагентов и нефти;
- перетоки флюида в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;

- хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

После закачки химических реагентов в пласт, нагнетательную скважину рекомендуется промывать достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости необходимо производить в сборную емкость, а остатки реагентов собирать и доставлять в места утилизации или уничтожения. При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии

ГОСТ 17.1.3.06-82.[32] Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

6.3.3 Защита литосферы

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые при кластерном ГРП. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов. В целях предупреждения негативного влияния антропогенного факторы необходимо проводить инструктажи для

работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров [33]. При проведении мероприятия по кластерному ГРП может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, таких как: разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; нарушение электроснабжения; взрыв и пожар.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. При нарушении герметичности оборудования есть вероятность возникновения взрыва. Работник может получить серьезные травмы и даже потерять жизнь.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует оградить опасную зону и остановить в ней работы, сообщить руководству о произошедшей ситуации, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо строго соблюдать технологический процесс, правила техники безопасности, инструкции, своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надежную работу оборудования, применять различные средства блокировки, которые позволят исключить аварии при неправильных действиях работников, периодически проверять уровень знаний

обслуживающего персонала.

6.5 Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины при проведении кластерного ГРП, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. В условиях проведения кластерного ГРП основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены доля в нефтегазовом секторе и основные объекты ТРИЗ на территории России. Также была изучена технология кластерного ГРП и проведен анализ эффективности применения этой технологии на Приобском и Малобалыкском месторождении.

В результате анализа технологии кластерного ГРП были сделаны следующие выводы:

- В течение всего периода внедрения новой технологии не произошло ни одного «СТОПА», что доказывает уникальную надежность новой технологии при размещении проппанта.

- В ачимовском и неокомском песчаных коллекторах были опробованы и успешно внедрены новые способы создания высокопроводящих каналов внутри пачки проппанта.

- С помощью этой технологии было достигнуто увеличение производства до 51%.

- За счет создания открытого канала внутри трещин требуемое количество проппанта значительно сокращается с помощью нового метода, позволяющего осуществлять гидравлический разрыв пласта без дополнительных затрат или даже с уменьшением общих затрат на стимулирование пласта.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ в процессе кластерного гидравлического разрыва пласта, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прищепа, О.М. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России: под ред. О.М. Прищепы / О.М. Прищепа, О.Ю., Аверьянова, А.А Ильинский, Д. Морариу. —Санкт-Петербург: ФГУП «ВНИИГРИ».—2014.—С. 323.
2. Козлов А.А. Минприроды России провело оценку запасов полезных ископаемых за 2019 год. — Режим доступа: http://www.mnr.gov.ru/press/news/minprirody_rossii_provelo_otsenku_zapasov_pol_eznykh_iskopaemykh_za_2019_god/?special_version=Y (дата обращения: 20.03.2020)
3. Lopatin, N. V. Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A Self- Sourced Reservoir System / N. V. Lopatin, S. L. Zubairacv. I. M. Kos. T. P. Emets. E. A. Romanov and O. V. Malchikhina // Journal of Petrology Geology — 2003. — Vol. 26. - P. 225-244.
4. ООО «Газпром проектирование». Гидравлический разрыв пласта (гидроразрыв). — Режим доступа: <https://proektirovanie.gazprom.ru/about/subsidiaries/22/> (дата обращения: 20.03.2020)
5. Economides, M.J. and Nolte, K.G.: Reservoir Stimulation, Third Edition Wiley, NY and Chichester.— 2000.—750 p.
6. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта :От теории к практике / Экономидес М., Олини Р., Валько П. // Под ред. Загуренко А.Г. :Пер. с англ. Вафин И.И. и др. -М : Ижевск: Институт компьютерных исследований, —2007. —236 с.
7. Hossain, M.M., Rahman, M.K. & Rahman, S.S. 2000. Hydraulic fracture initiation and propagation: Roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes / Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 27, no. 3, pp. 129-149

8. ГеоЗнание. Жидкости и материалы для ГРП – Список. — Режим доступа: <http://geoznanie.ru/neftegazovoe-delo/zhidkosti-i-materialy-dlya-grp-spisok/> (дата обращения: 20.03.2020)
9. Loveless, D. Fracturing Fluid Comprised of Components Sourced Solely from the Food Industry Provides Superior Proppant Transport. Loveless, D Holtsclaw, J., Saini, R., Harris, P. C., & Fleming, J. / SPE Annual Technical Conference and Exhibition. —2011. —p.8
10. Liang, F. 2016. A comprehensive review on proppant technologies. Petroleum 2 / Liang, F., Sayed, M., Al-Muntasheri, G.A., Chang, F.F., Li, L. Petroleum. —Volume 2. —2016. — p.26–39.
11. Feven Mattews. A review on polymer-nanofiller composites in developing coated sand proppants for hydraulic fracturing. Feven Mattews. Michael, Mohan Raj Krishnan, Wengang Li, Edreese H. Alsharaeh / Journal of Natural Gas Science and Engineering. —Volume 83 —2020.
12. Abubakar Isah. A comprehensive review of proppant transport in fractured reservoirs: Experimental, numerical, and field aspects. Abubakar Isah, Moaz Hiba, Khaled Al-Azani, Murtada Saleh Aljawad, Mohamed Mahmoud // Journal of Natural Gas Science and Engineering. —Volume 88. —2021.
13. Gillard, M. A New Approach to Generating Fracture Conductivity. Gillard, M., Medvedev, O. , Peña, A. , Medvedev, A. , Peñacorada F., and E. d'Huteau / SPE 135034.—2010.
14. Heitmann, N., Pitoni, E., Pipa, G., Spa, E.A., England, K., Fiber-Enhanced Visco-Elastic Surfactant Fracturing Enables Cost-Effective Screenless Sand Control, SPE 78323-MS presented at the SPE 13th European Petroleum Conference, Aberdeen, Scotland, U.K., 29-31 October 2002.
15. Патент № 2687722 С2 Российская Федерация, МПК С09К 8/80, С09К 8/92, Е21В 43/267. Укрепленные проппантные кластеры для гидроразрыва пласта : № 2017130126 : заявл. 03.03.2015 : опубл. 15.05.2019 / Д.

С. Панцуркин, Г. Хорват Сабо, М. Панга ; заявитель Шлюмберже Текнолоджи Б.В.

16. Udin A. First Steps of Channel Fracturing in Russia Set New Directions for Production Increase of the Oil Fields. Udin A., Enkababian P., Lyapunov K., Nikitin A., Sitdikov S., Serdyuk S., Serdyuk A // Paper presented at the International Petroleum Technology Conference. —Beijing. —2013. —p. 10

17. Kayumov, R. E., Klyubin, A., Yudin, A. V., Enkababian, P., Leskin, F., Davidenko, I. S., & Kaluder, Z. (2012). First Channel Fracturing Applied in Mature Wells Increases Production from Talinskoe Oilfield in Western Siberia. SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/159347-ms

18. Вершкова Е.М. Учебно-исследовательская работа студентов / Е.М. Вершкова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов. —Томск.—2020.

19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

20. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

21. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

22. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.

23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

24. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

29. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.85

30. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

31. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

32. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.