

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Сравнительный анализ современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях

УДК 622.2766.6-047.44 _

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич		

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	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич

Тема работы:

Сравнительный анализ современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-65/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Обзор современных технологий применения гидравлического разрыва пласта. Классификация видов гидравлического разрыва пласта. Анализ технологического процесса гидравлического разрыва пласта на примере стандартного пропантного ГРП. Анализ эффективности современных технологий применения ГРП на различных коллекторах месторождений России.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич		10.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич

Тема работы:

Сравнительный анализ современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	<i>Гидравлический разрыв пласта: обзор технологий проведения</i>	30
22.03.2023	<i>Стандартный гидравлический разрыв пласта: технология проведения и возможные осложнения</i>	20
06.04.2023	<i>Анализ эффективности современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях месторождений России</i>	30
20.04.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
03.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.Г-М.Н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 103 страницы, 25 рисунков, 11 таблиц. Список литературы включает 31 источник.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, скважина, заканчивание скважин, продуктивный пласт, проппант, нефть, интенсификация добычи, трудноизвлекаемые запасы.

Объектом исследования являются продуктивные пласты, сложенные терригенными и карбонатными коллекторами.

Целью работы является проведение анализа эффективности современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях месторождений Российской Федерации.

В процессе работы были рассмотрены технологические особенности различных методик проведения гидравлического разрыва пласта, а также проведён анализ эффективности их применения.

Экономический раздел работы содержит расчёты дебита до и после проведения работ по гидравлическому разрыву пласта, данные о прибыли от продаж добытых углеводородов, эксплуатационные и капитальные расходы.

В социальном разделе работы рассмотрены вопросы охраны труда, промышленной и противопожарной безопасности, охраны окружающей среды.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА: ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ	13
1.1 Гидравлический разрыв пласта: определение, цели и задачи	13
1.2 Виды ГРП по типу применяемой жидкости	17
1.3 Виды ГРП по способу инициации развития и закрепления трещин	27
1.4 Виды ГРП по числу воздействий на пласт	31
2 СТАНДАРТНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА: ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ И ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ.....	43
2.1 Подготовка к работе.....	43
2.2 Процесс работы	48
2.3 Возможные осложнения в процессе работы	51
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ.....	54
3.1 Применение технологии стандартного проппантного МГРП на Вынгапуровском месторождении.....	54
3.2 Применение кластерного МГРП по технологии NiWAY на Приобском месторождении	59
3.3 Применение различных технологий кислотного ГРП на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края	65
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
4.1 Исходные данные и нормативная база для расчёта экономических показателей работ.....	75

4.2 Расчёт экономических показателей проекта работ.....	82
4.3 Экономическая оценка проекта работ	84
4.4 Сопоставление технико-экономических показателей варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП.....	84
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	88
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.2 Производственная безопасность.....	89
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	91
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия	93
5.3 Экологическая безопасность	94
5.3.1 Защита атмосферы.....	95
5.3.2 Защита гидросферы	96
5.3.3 Защита литосферы.....	97
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
5.5 Выводы... ..	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

ВВЕДЕНИЕ

Первые попытки гидравлического разрыва пласта (ГРП) были осуществлены в 1947 году на газовом месторождении в США. Начало применения метода ГРП в промышленном масштабе датируется 1949 годом – также в США, где благодаря отличным результатам этих первых работ, использование ГРП как средства увеличения добычи стало расти стремительными темпами [1].

Несмотря на первоначальный успех большинства работ по ГРП, стало понятно, что для обеспечения более высокого темпа добычи необходимо совершенствование технологии, применение новых, более совершенных методик [2].

На заре применения ГРП за рубежом, сервисные и добывающие компании тратили много времени и значительные средства на исследования и разработки. Впоследствии, теории, описывающие процесс ГРП становились более комплексными и точными. Оборудование и материалы, используемые в работах, со временем совершенствовались, наряду с совершенствованием самого процесса работы. Практическим путём было доказано, что ГРП представляет собой чрезвычайно эффективный метод интенсификации разработки и повышения отдачи пластов-коллекторов [2].

Общее число операций по ГРП в СССР в 1953-1962 гг. составляло около 1500 операций в год, и в 1959 году достигло уже 3000 операций. Позже произошёл спад активности до 100 операций в год, так как после ввода в разработку крупных высокодебитных месторождений Западной Сибири интерес к ГРП в отрасли существенно снизился, в результате чего с начала 1970-х по конец 1980-х годов в отечественной нефтедобыче ГРП в промышленных масштабах практически не использовался. Однако, в конце 1980-х годов, накануне распада СССР, интерес к гидравлическому разрыву пласта возродился, и за период 1988-1995 гг. в Западной Сибири проведено свыше 1600 операций ГРП [3].

В наши дни, гидравлический разрыв пласта на месторождениях России зарекомендовал себя в качестве высокоэффективного метода повышения отдачи пластов-коллекторов.

ГРП представляет собой комплексный процесс, требующий высокого профессионального уровня исполнителей, тщательной работы по подготовке скважины, оборудования и доставке материалов, а также требующий анализ целого ряда факторов работы залежи.

Актуальность данной работы обусловлена высокой эффективностью ГРП как метода интенсификации разработки и повышения нефтеотдачи пластов, который широко применяется на нефтегазовых месторождениях в России и за рубежом.

Цель работы – провести анализ современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях месторождений Российской Федерации.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- проанализировать основные технологии проведения гидравлического разрыва пласта;
- рассмотреть технологические особенности проведения типовой операции по гидравлическому разрыву пласта на примере стандартного пропантного ГРП;
- провести анализ эффективности ряда современных технологий проведения гидравлического разрыва пласта в терригенных и карбонатных коллекторах месторождений России.

В настоящее время в условиях ожесточения борьбы за место на геополитической арене, поддержание высокого уровня добычи в нефтегазовой отрасли России становится не только залогом экономического роста и стабильности, но и инструментом, позволяющим обеспечить рост авторитета нашей страны во всём мире. Следовательно, применение новых методов и технологий в сфере добычи нефти и газа становится как никогда актуальным и жизненно важным.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ:

- АДПМ** – агрегат депарафинизации мобильный;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- ГНКТ** – гибкая насосно-компрессорная труба;
- ГПП** – гидropескоструйная перфорация;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ** – геолого-техническое мероприятие;
- КГРП** – кислотный гидравлический разрыв пласта;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- КНК** – компоновка низа колонны;
- ЛВД** – линия высокого давления;
- МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- МКГРП** – многостадийный кислотный гидравлический разрыв пласта;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ПАВ** – поверхностно-активное вещество;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПНП** – повышение нефтеотдачи пластов;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ППУ** – передвижная паровая установка;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- СПО** – спускоподъёмная операция;
- УВ** – углеводороды;
- ФЕС** – фильтрационно-ёмкостные свойства;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- ЭЦН** – электроцентробежный насос.

1 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА: ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ

1.1 Гидравлический разрыв пласта: определение, цели и задачи

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это нагнетание в скважину жидкости при давлении, превосходящем давление разрыва породы, по сути является основным методом интенсификации работы нефтяных, газоконденсатных, газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

В настоящее время, ГРП зарекомендовал себя в качестве эффективного геолого-технического мероприятия, которое способно обеспечить кратное увеличение добычи нефти и объёма закачки рабочего агента в пласт как в низко проницаемых коллекторах, так и коллекторах с хорошей проницаемостью. Данное мероприятие обеспечивает более полный охват и введение в разработку новых запасов, а также стимулирует разработку в целом по месторождению.

После проведения ГРП дебит скважины должен значительно возрасти. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Также, в настоящее время метод применяется и для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. Кроме того, ГРП применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотнённых песчаников.

Использование ГРП может потребоваться для достижения следующих целей:

- Рост добычи углеводородов;
- Изменение темпов падения добычи углеводородов;
- Восстановление добычи углеводородов;
- Увеличение дебита скважины;

- Оптимизация работы скважины;
- Увеличение приёмистости скважины.

Остановимся поподробнее на каждой из этих целей:

Рост добычи углеводородов – перед проведением ГРП с целью удаления растворимых солей и органических отложений, образовавшихся в скважине в процессе добычи, может потребоваться кислотная обработка. Кандидатами для проведения гидравлического разрыва пласта могут являться старые добывающие или нагнетательные скважины, которые подвергались прежде подобным обработкам. В подобных случаях даже ГРП небольшого объёма может показать свою эффективность для роста добычи углеводородов из целевого пласта и снижения потерь давления (ΔP).

Изменение темпов падения добычи углеводородов – когда добыча углеводородов, будь то нефть или газ, из отдельной скважины идёт на протяжении длительного времени (речь может идти о нескольких месяцах), небольшое падение пластового давления может способствовать загрязнению призабойной зоны пласта (ПЗП) и закупориванию перфорации. В данном случае ГРП может быть использован для повышения продуктивности ПЗП. В результате чего, высокопроницаемая трещина может существенно облегчить дренирование флюида из целевого пласта и изменить темпы падения добычи углеводородов. На рисунке 1 ниже представлен график снижения темпов падения дебита после проведённого ГРП.

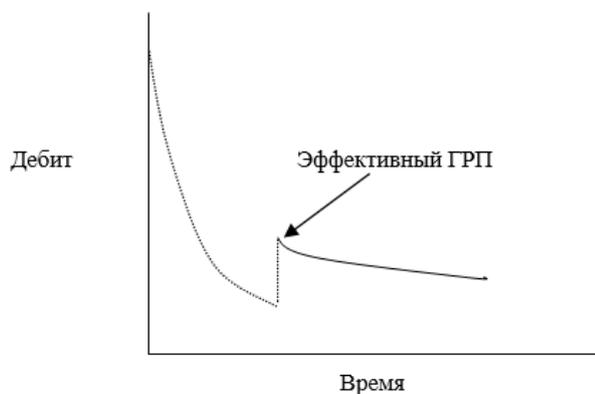


Рисунок 1 – Снижение темпов падения добычи благодаря ГРП

Восстановление добычи углеводородов – бывают случаи, когда добывающей скважине может потребоваться ремонт по причинам вроде разгерметизации НКТ и другим проблемам, связанным с заканчиванием скважины. В таких случаях скважину глушат с помощью жидкости с плотностью достаточной для предотвращения притока из пласта. Так как объём жидкости глушения может быть значительным, а сама жидкость может содержать полимеры и другие химические добавки, такого рода операции могут привести к загрязнению ПЗП и, как следствие, снижению дебита скважины. Одним из вариантов очистки загрязнённой призабойной зоны может быть проведение кислотной обработки, другой вариант восстановления продуктивности скважины – применение ГРП, благодаря которому создаётся канал высокой проводимости, восстанавливающий сообщение между незагрязнённым пластом и скважиной.

Увеличение дебита скважины – одной из наиболее распространённых целей применения ГРП является увеличение дебита. Для её достижения, в целевом пласте создаётся трещина высокой проводимости, закреплённая пропантом (либо протравленная кислотой), что приводит к увеличению производительности скважины благодаря увеличению площади дренирования.

Оптимизация работы скважины - ГРП является отличным инструментом для управления разработкой месторождений. Оперативное бурение, заканчивание скважины и проведение операции по гидравлическому разрыву пласта могут способствовать значительной экономии средств при разработке месторождения за счёт снижения количества скважин, необходимых для эксплуатации залежи. В высокодебитных скважинах благодаря проведению ГРП осуществляется поддержание требуемого уровня дебита и происходит увеличение площади дренирования с целью сокращения срока окупаемости инвестиций в разработку. В газовых скважинах ГРП может быть использован для

снижения дополнительных потерь давления, вызванных турбулентным потоком (отклонения от закона Дарси) [2].

Увеличение приёмистости скважины - наряду с образованием в пласте трещин с целью увеличения продуктивности скважин и преодоления загрязнения ПЗП, как средство повышения эффективности операций при реализации вторичных методов добычи нефти, ГРП может использоваться также для повышения приёмистости нагнетательных скважин, а также скважин используемых для захоронения солевых растворов и промышленных отходов.

Основная задача ГРП - создание высоко проводимой трещины (канала) в целевом пласте, сообщающейся с забоем скважины, с целью обеспечения притока к скважине добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) и увеличения текущего коэффициента продуктивности скважины (КИН) [3].

Помимо этого, при проведении ГРП должны быть решены такие задачи, как:

- а) удержание созданной трещины в раскрытом состоянии;
- б) удаление жидкости разрыва, закачанной в целевой пласт;
- в) повышение продуктивности скважины.

Основные факторы, от которых зависит успешность ГРП:

- правильный выбор скважины для проведения операции;
- использование технологии гидравлического разрыва пласта, оптимальной для данных условий;
- тщательная подготовка скважины к проведению ГРП;
- составление программы («дизайна») проведения операции по гидравлическому разрыву пласта согласно актуальным геологическим и геофизическим данным;
- надлежащее состояние и безаварийная работа оборудования;
- проведение ГРП в соответствии с согласованной программой, без отклонения от плана работ;

- освоение скважины после проведения ГРП.

Резюмируя, можно утверждать, что ГРП представляет собой комплексный процесс, требующий высокого профессионального уровня исполнителей, тщательной работы по подготовке скважины, оборудования и доставке материалов, а также требующий анализ целого ряда факторов работы залежи.

Далее будут рассмотрены различные технологии проведения гидравлического разрыва пласта, применяемые как за рубежом, так и на месторождениях России. Технологии ГРП классифицированы по трём основным признакам: тип применяемой рабочей жидкости, способ инициации развития и закрепления трещин, число последовательных воздействий на целевой пласт. Приведённый ниже список типов и технологий проведения ГРП не является исчерпывающим, так как цель данной работы заключается не в том, чтобы охватить все используемые технологии, а в том, чтобы обзорно рассмотреть наиболее используемые из них, в том числе и на месторождениях России. Также следует отметить, что распределение по трём типам классификаций не является строгим, так как ряд разновидностей ГРП могут быть классифицированы сразу по нескольким признакам, например кислотный ГРП может быть включён в классификации как по типу применяемой жидкости (кислотная основа), так и по способу инициации развития трещин (формирование протравленных кислотой каналов), и даже по числу воздействий (многостадийный кислотный ГРП).

1.2 Виды ГРП по типу применяемой жидкости

По типу применяемой жидкости различают следующие разновидности ГРП:

1) *Проппантный ГРП с использованием гелей на водной основе* – гидравлический разрыв пласта с использованием проппанта – расклинивающего материала, который закачивают в процессе ГРП для предотвращения смыкания созданной трещины. Эта разновидность ГРП

используется, как правило, в терригенных пластах. Когда речь заходит о гидравлическом разрыве пласта, чаще всего подразумевают именно проппантный ГРП. После создания трещины и завершения процесса ГРП проппант должен удерживать трещину в открытом состоянии под воздействием горных напряжений, чтобы сохранить ее проводимость. На рисунке 2 ниже представлена схема вертикальной трещины с закреплением проппантом. Проводимость и проницаемость закреплённой проппантом трещины значительно выше проницаемости пласта.

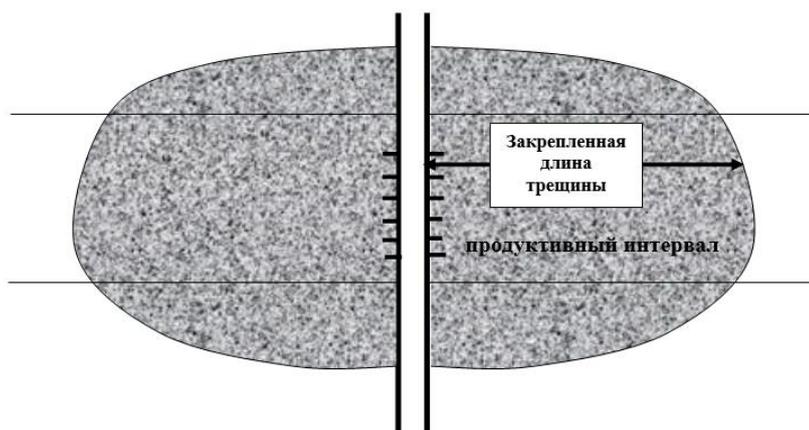


Рисунок 2 – Схема вертикальной трещины, закреплённой проппантом

Ключевым свойством жидкости для ГРП является её способность транспортировать проппант во взвешенном состоянии через наземное технологическое оборудование, НКТ, и далее – через перфорационные отверстия в пласт. Способность жидкости транспортировать проппант в основном зависит от ее вязкости, а также размера, плотности и концентрации проппанта. Для транспортировки проппанта, используемого в качестве расклинивающего материала, используются высоковязкие инертные гели [2]. Так называемые линейные и сшитые гели на водной основе – наиболее распространённый и применяемый тип жидкости для ГРП в России [3].

Преимущества ГРП с использованием гелей на водной основе:

- + легко доступны;
- + низкая стоимость;

- + применимы как для нефтяных, так и для газовых пластов;
- + широкий диапазон температурной стабильности;
- + удобны в приготовлении;
- + относительно безопасны в использовании.

Недостатки ГРП с использованием гелей на водной основе:

- потенциальный вред загрязнения некоторых типов пород, даже при использовании стабилизаторов глин и деэмульгаторов;
- разрушение жидкости не происходит на 100% - после процесса деструкции в пласте остаётся не разрушаемый остаток полимера, снижающий проводимость трещины и приток жидкости к забою скважины [3].

2) ***Пропантный ГРП с использованием гелей на углеводородной основе*** – сюда можно отнести ГРП с использованием гелей на нефтяной основе, на основе дизельного топлива, водонефтяной эмульсии [3]. Преимущество ГРП на основе углеводородов состоит в том, что базовая жидкость совместима с пластом и, тем самым, применима для пластов-коллекторов «чувствительных» к воде.

Преимущества ГРП с использованием гелей на углеводородной основе:

- + совместимость базовой жидкости с пластом.

Недостатки ГРП с использованием гелей на углеводородной основе:

- более высокая стоимость по сравнению с ГРП на водной основе;
- непредсказуемость реологических свойств геля на нефтяной основе (гель на основе дизельного топлива более стабилен и предсказуем, и его несущая способность ближе к гелю на водной основе);
- высокая пожароопасность;
- ограничение по общему тоннажу пропантанта.

3) ***Пропантный ГРП с использованием пены (N_2 , CO_2 , углеводородные пены, эмульсии)*** – пена представляет собой жидкость, состоящую из двух частей или фаз, где пузырьки газа составляют внутреннюю фазу, а жидкость – внешнюю фазу. Для того, чтобы в течение

определённого времени данная двухфазная система оставалась устойчивой, необходимо добавление специального гелеобразующего реагента, подходящего для жидкой фазы. В случае использования *Азота* (N_2) при гидроразрыве с использованием пены, газообразный азот закачивается ниже насосов в жидкость на водной основе, содержащую пенообразователь. В большинстве проводимых работ, объём азота колеблется в пределах 65 – 85% от общего объёма. Пена обладает превосходными свойствами для переноса расклинивающего агента – она позволяет переносить проппант вглубь образованной трещины без оседания до смыкания её стенок (частицы проппанта удерживаются на месте пенной структурой). Иными словами, пена позволяет распределить проппант более равномерно. Фрикционное давление пены намного ниже, чем основной жидкости. Тем не менее, поскольку из-за низкой плотности пена создаёт меньшее гидростатическое давление, устьевое давление будет выше. Это может повысить требования к гидравлической мощности. Так как пузырьки пены способствуют блокированию пор малого объёма, регулирование фильтрации осуществляется без использования добавок, понижающих водоотдачу. Это помогает уменьшить нарушение эксплуатационных качеств пласта, которое могло быть вызвано добавками для понижения фильтрации. Во многих случаях пена помогает создавать более широкие трещины, чем эквивалентные объёмы обычных жидкостей. Для гидроразрыва с использованием пены могут использоваться разнообразные типы жидкостей – это могут быть вода, водо-спиртовые смеси, углеводороды (дизельное топливо, конденсаты, сырая нефть со средним весом). При этом, следует иметь в виду, что максимальная защита пласта от повреждений может быть получена при использовании пены на углеводородной основе [1].

Углекислый газ (CO_2) может закачиваться в скважину вместе с другими флюидами при интенсификации притока для удаления из ствола скважины илистых отложений, продуктов реакции и мелких частиц. Его использование зачастую приводит к увеличению пропускной способности трещины при

ГРП, повышению продуктивности скважины позволяет более быстро провести её очистку после обработки. Углекислый газ нагнетается в жидком виде и образует эмульсию, которая превращается в пену при температуре $+31^{\circ}\text{C}$. CO_2 совместим не со всеми гелевыми системами. Углекислота, образующаяся при смешивании CO_2 с водой, может вызывать в некоторых гелевых системах преждевременное разрушение или неспособность к образованию поперечных связей.

Преимущества ГРП с использованием пены:

- + увеличение песконесущей способности рабочей жидкости;
- + возможность равномерного распределения проппанта вдоль стенок трещины;
- + возможность создания более широких трещин;
- + возможность регулировки фильтрации без использования добавок, понижающих водоотдачу;
- + разнообразие типа технологических жидкостей;
- + минимизация повреждений ПЗП при использовании пены на углеводородной основе.

Недостатки ГРП с использованием пены:

- более высокая стоимость по сравнению со стандартными ГРП на водной основе;
- риск возгорания и пожара при использовании пены на углеводородной основе [1].

4) *Проппантный ГРП с «проскальзывающей водой»* - технология используемая в-основном в Северной Америке при разработке газовых сланцев. Так называемая «проскальзывающая вода» (“slick water” – англ., запатентованный бренд компании Schlumberger) состоит из собственно воды и полимера (как правило, полиакриламида), добавленного для снижения потерь давления на трение при закачке рабочей жидкости через колонну. Для создания узких и длинных трещин скорость закачки при использовании данной технологии достаточно высока.

Технология ГРП с «проскальзывающей водой» обычно применяется в пластах высокой хрупкости с развитой системой естественных трещин.

К достоинствам ГРП с «проскальзывающей водой» можно отнести:

- + низкую стоимость;
- + незначительное загрязнение ПЗП из-за разрушения полимера без выпадения осадков;
- + сбалансированную геометрию трещин;
- + возможность образования сложных трещин;
- + высокую остаточную проводимость проппанта в пласте;
- + возможность приготовления рабочей жидкости в холодной воде.

Основными недостатками данной технологии являются:

- низкая способность к удержанию и транспортировке проппанта, как следствие – сложности с транспортировкой крупных фракций проппанта и ограничения по его максимальной концентрации;
- склонность к осаждению проппанта;
- формирование трещин меньшей ширины, по сравнению с трещинами, сформированными посредством вязкого сшитого геля;
- меньшая эффективность рабочей жидкости в сравнении с жидкостью загеленной на основе гуара [5, 8].

5) Гибридный ГРП – технология, представляющая собой комбинацию нескольких методов гидравлического разрыва пласта. В данной технологии могут использоваться различные системы рабочих жидкостей, состоящие из комбинаций «проскальзывающей воды», линейного и сшитого гелей, двухфазных систем (пен) и пр., например пены + гель, CO₂ + гель, «проскальзывающая вода» + гель. Основными требованиями к рабочим жидкостям на уровне подачи проппанта, является обеспечение его эффективного передвижения на требуемое расстояние по образованным трещинам.

К достоинствам гибридных ГРП можно отнести:

- + возможность получения более длинных эффективных трещин;

+ возможность использования расклинивающего материала более крупных фракций;

+ меньшую степень повреждения ПЗП.

Область применения данной технологии: пласты с развитой естественной трещиноватостью, относительно водочувствительные пласты [5].

б) **Кислотный ГРП** – гидравлический разрыв пласта, в котором в качестве жидкости разрыва используется кислота, конкретнее – гели на кислотной основе (линейный и сшитый гели), вспененные кислоты. Эта разновидность ГРП применяется в случае карбонатных пластов. Ещё перед первым применением ГРП в Северной Америке в конце 1940-х годов для воздействия на нефтяные и газовые пласты обычно применялась соляная кислота. Ранние кислотные обработки представляли собой очистку скважины, забоя и перфорационных отверстий. Было известно, что закачиваемая кислота удаляла не только растворимые загрязнения призабойной зоны, но и взаимодействовала с карбонатными породами, увеличивая проницаемость призабойной зоны. Созданная с помощью кислоты и высокого давления сеть трещин и каверн не требует закрепления проппантом. На рисунке 3 ниже представлены схемы проппантного и кислотного ГРП.



Рисунок 3 – Проппантный и кислотный ГРП

В конце закачки трещина закрывается, а протравленные кислотой каналы остаются открытыми (см. рисунок 4 ниже). От обычной кислотной обработки отличается гораздо большим объёмом используемой кислоты и давлением закачки, превышающим давление разрыва горной породы.

Эффективность кислотного ГРП зависит от способности протравливания, обуславливающего проводимость трещины. В зависимости от литологического типа, большинство карбонатных коллекторов гетерогенны и представляют собой градации от чистого известняка (CaCO_3) до доломита ($\text{CaMg} [\text{CO}_3]_2$) и доломитизированного известняка. Ангидрит (CaSO_4), относительно неактивный – если сравнить с реакцией кислоты с карбонатами, также часто присутствует в форме включений [3]. При закачке кислоты в трещину, удаление карбонатов происходит намного быстрее, чем других минералов. Это обуславливает неровность поверхности трещины. Пустое пространство в протравленных кислотой каналах создает высокую пропускную способность трещины, обеспечивающей увеличение притока к скважине даже при применении кислотного ГРП в скважинах с высоким уровнем дебита.

Как правило, кислотный ГРП состоит из следующих этапов:

- *этап закачки инертной вязкой жидкости («подушка»)* - (обычно стабильная система сшитой жидкости) для создания системы трещин;
- *этап закачки вязкой кислоты*, вытравливающей в поверхности трещины каналы высокой проводимости;
- *этап закачки инертного геля-разделителя* для вытеснения кислоты в конец трещины, контроля водоотдачи и поддержания дальнейшего роста трещины;
- *этап закачки загущенной кислоты* для дальнейшего взаимодействия кислоты с поверхностью трещины;
- *этап закачки инертного геля-вытеснителя* для продавки загущенной кислоты вглубь трещины;

- этап обработки закрытой трещины – для увеличения проницаемости призабойной зоны;
- заключительный этап - продавка – вытеснение оставшейся в скважине кислоты в пласт.

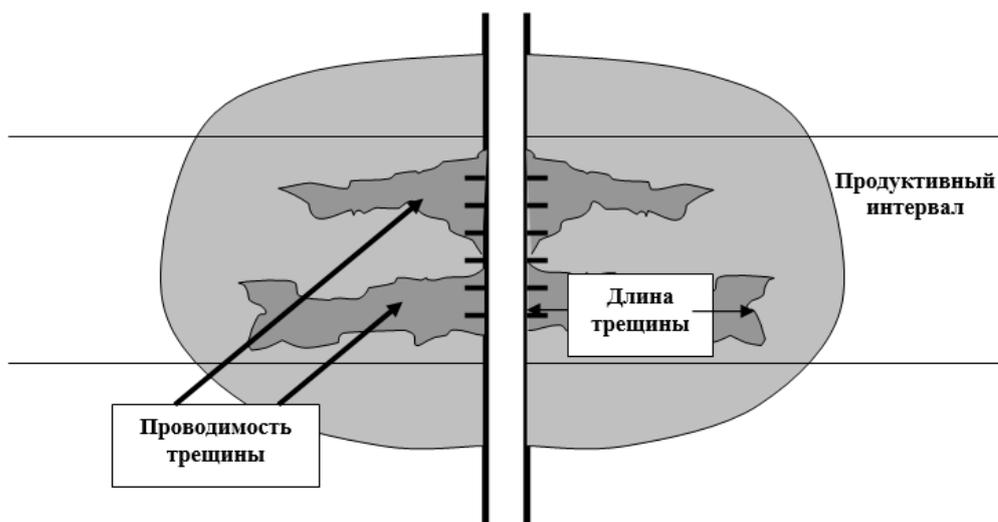


Рисунок 4 – Схема кислотного ГРП и протравленных кислотой каналов

В некоторых случаях, для повышения продуктивности скважин, добывающих из карбонатных пластов, могут быть применены как кислотный ГРП, так и проппантный ГРП. Однако, следует иметь в виду, что каждый процесс имеет свои преимущества и недостатки, которые должны быть тщательно проанализированы при выборе типа воздействия на данный пласт [2].

Таблица 1.1 – Преимущества и недостатки кислотного и проппантного ГРП на карбонатных коллекторах

Кислотный ГРП	Проппантный ГРП
<p style="text-align: center;"><i>Преимущества</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • прост в проведении; • кислота растворяет породу и увеличивает проводимость каналов; • ограничения устьевого давления обычно не являются проблемой за исключением закачки «подушки»; 	<p style="text-align: center;"><i>Преимущества</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • геометрия трещины (закрепленная длина и высота) зависит от скорости поступления проппанта и его распределения в трещине; • рабочие жидкости инертны и не требуют применения ингибиторов;

<ul style="list-style-type: none"> • проводимость трещины может быть выше, чем при использовании проппанта; • быстрая очистка скважины и быстрая реакция скважины; • отсутствие беспокойств по поводу преждевременного экранирования трещины (осложнения в виде преждевременной остановки закачки по причине превышения максимального давления на устье). 	<ul style="list-style-type: none"> • в глубоких скважинах для обеспечения высокой проводимости трещины может быть использован проппант повышенной прочности; • объем трещины пропорционален общему объему закачанной жидкости; большие длины трещин возможны в более плотных породах; • фильтрация жидкости в пласт может относительно легко контролироваться с помощью различных добавок.
<p style="text-align: center;"><i>Недостатки</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • фильтрация жидкости в пласт выше по причине взаимодействия кислоты с породой; • получение длинных (протравленных кислотой) трещин затруднено; • стабильная проводимость трещины при высоких давлениях закрытия требует оперативного распределения закачиваемой кислоты; • глубокие скважины с высокой температурой требуют более дорогостоящих кислотных растворов; • необходимость использования ингибиторов коррозии; • тенденция к восстановлению мягких карбонатных пород при высоких давлениях закрытия. 	<p style="text-align: center;"><i>Недостатки</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • высокая стоимость материалов при больших объемах ГРП (жидкости и проппанта); • постоянными проблемами являются сложности с размещением проппанта в трещине и преждевременное экранирование трещины («СТОП по давлению» - осложнение в виде преждевременной остановки закачки по причине превышения максимального давления на устье); • в высокодебитных скважинах может происходить вынос проппанта; • очистка скважины после преждевременного экранирования трещины может потребовать значительных затрат; • мягкие карбонатные породы при высоких давлениях закрытия могут повлечь вдавливание проппанта

7) *ГПП по технологии FiberFRAC* – суть её состоит в добавлении в жидкость разрыва органических саморазрушающихся волокон. Волокна формируют внутри жидкости с расклинивающим материалом усиливающую «сетку», которая помогает удерживать и переносить расклинивающий материал в образовавшуюся трещину в процессе работы по ГПП. После закрытия трещины и выхода скважины на режим, благодаря воздействию температуры, происходит растворение волокон в пластовых условиях. Продукты распада выносятся потоком добываемого флюида.

Достоинства ГПП по технологии FiberFRAC:

- + увеличение песконесущей способности рабочей жидкости (геля);
- + равномерное распределение проппанта по высоте трещины;
- + возможность уменьшения концентрации гелеобразователя благодаря высокой песконесущей способности волокон.

Недостатки ГПП по технологии FiberFRAC:

- более высокая стоимость по сравнению со стандартной технологией;
- вероятность выхода из строя ЭЦН из-за выноса волокон в процессе эксплуатации скважины [8].

1.3 Виды ГПП по способу инициации развития и закрепления трещин

По способу инициации развития и закрепления трещин, технологии проведения ГПП можно классифицировать следующим образом:

1) *Стандартный ГПП* - технология состоит в закачке в скважину с определённым расходом на протяжении всей операции сначала буферной стадии (подушки), далее - геле-проппантовой смеси с нарастающим давлением при размещении в пласте расклинивающего материала, и продавки этой смеси в пласт (график закачки изображён на рисунке 5 ниже). Составление дизайна (проектирование программы) закачки осуществляется по методикам, предусматривающим равномерную подачу проппанта с нарастающей концентрацией для его размещения в созданных трещинах.



Рисунок 5 – График закачки стандартного пропантного ГРП

К достоинствам стандартных ГРП можно отнести:

- + относительная простота выполнения операции;
- + хорошие песконесущие свойства базовой жидкости ГРП;
- + относительно невысокая стоимость;
- + использования минимального комплекта технологического оборудования (техника флота ГРП).

Основными недостатками данной технологии являются:

- низкая остаточная проводимость трещины;
- риски прорыва трещины по высоте.

2) **Метод концевое экранирование (TSO – Tip Screen-Out – англ.)** - технология стандартного ГРП со специализированной программой закачки, способствующей формированию пропантного барьера, который ограничивает рост трещин в длину и увеличивает их высоту. Это достигается путем уменьшения объема подушки, продолжительностью начальных фаз подачи расклинивающего материала и приемов, способствующих увеличению агрессивности графика закачки пропантанта [4]. Данная технология позволяет создавать относительно короткие (несколько десятков метров длиной) и достаточно широкие трещины. Увеличение раскрытия (ширина-высота) закреплённой пропантом трещины ведёт к увеличению её гидравлической проводимости. Практическим путём было доказана связь роста производительности скважин со степенью раскрытия образованных и закреплённых методом TSO трещин.

Ещё одним преимуществом от использования данной технологии можно считать предотвращение выноса расклинивающего материала, так как более длинные трещины, образованные с помощью стандартного метода пропантного ГРП, дольше смыкаются, в результате чего часть пропанта может осесть в нижней их части. Это приводит к образованию, так называемых «пустот» в пропантной пачке, что способствует выносу пропанта при последующей добыче из скважины. В свою очередь, технология концевое экранирования обеспечивает более быстрое смыкание трещины, позволяя минимизировать вынос расклинивающего агента. На рисунке 6 схематически изображено формирование трещины методом концевое экранирования.

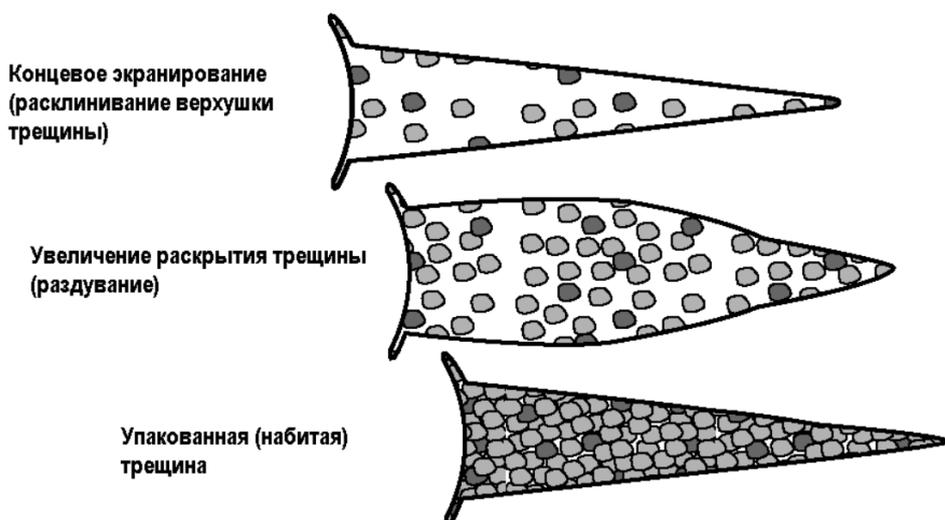


Рисунок 6 – Формирование трещины методом концевое экранирования (TSO)

3) *ГРП с технологической остановкой закачки* – разновидность стандартной технологии пропантного ГРП, в программе закачки которого предусмотрены несколько кратковременных остановок подачи жидкости (5–30мин) на буферной стадии («подушка»), когда происходит инициация и развитие трещин.

Область применения данной технологии: продуктивные пласты высотой более 20м с проницаемостью свыше 40 мД и значительной расчленённостью – с экранами, которые могут превышать 10м [4].

4) **Изоляционный (экраноустанавливающий) ГРП** – разновидность проппантного ГРП с дополнительной стадией закачки оторочки изолирующего материала (цементного состава или других изолирующих элементов) в процессе развития образованных трещин на стадии «подушки» перед закачкой проппанта в пласт. Параметры данной стадии определяются количеством трещин, созданных вне целевого интервала пласта [4].

Область применения данной технологии: продуктивные пласты с малой толщиной экранов (менее 3м), которые отделяют их от водоносных горизонтов.

5) **«Слепой» ГРП** – технология операции по гидравлическому разрыву пласта, основанная на теоретических предположениях, особенность которой заключается в отсутствии отслеживания за инициацией трещины.

Достоинства «слепого» ГРП:

- + отсутствие необходимости в технологическом оборудовании или мероприятиях с целью получения равнопроходного сечения хвостовика;
- + увеличение площади дренирования, с привлечением ранее не работавших горизонтов.

Основными недостатками данной технологии являются:

- отсутствие запланированной селективности;
 - вероятность «попасть» в уже выработанный горизонт;
 - риск осложнений ввиду возможных утечек через открытые интервалы
- [8].

6) **Струйный ГРП** – разновидность стандартного ГРП, при котором инициация, развитие и закрепление трещины происходит при работе через гидropескоструйные перфораторы. Воздействие осуществляется в два этапа: гидropескоструйная перфорация (ГПП) и проведение закачки проппанта с его последующей продавкой через созданные отверстия. В процессе закачки

энергия давления жидкости разрыва, движущейся в НКТ, преобразуется в соплах насадок перфоратора в кинетическую энергию реактивной струи. В сформированной полости скорость реактивной струи снижается, растёт статическое давление, и при некоторых параметрах достигает значения, достаточного для инициации трещины. Получаемая из отверстий перфоратора сеть трещин формирует «общую» трещину разрыва.

Достоинства струйного ГРП:

- + возможность точного позиционирования заданного интервала инициации трещины;
- + теоретическая возможность создания и развития трещины в наиболее благоприятном направлении [4].

1.4 Виды ГРП по числу воздействий на пласт

По количеству стадий и числу воздействий на пласт, технологии проведения ГРП можно классифицировать следующим образом:

1) **Одиночный ГРП** – стандартная однократная операция по гидравлическому разрыву пласта, будь то проппантный либо кислотный ГРП.

2) **Многостадийный ГРП (МГРП)** – объектами применения данной технологии являются залежи, обусловленные большой мощностью продуктивных отложений, и проявление равномерной выработки в силу объективных геолого-технологических ограничений требует применения не менее двух последовательных операций. Разделение интервалов между целевыми ГРП обеспечивается селективными работами, установкой мостов изоляции, применением пакеров, специального подземного оборудования или методов заканчивания скважин.

Многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах (МГРП) – последовательное выполнение операций по гидравлическому разрыву пласта в одной скважине. Оно позволяет повышать уровень рентабельности от

добычи нефти, в то время как, ГРП в наклонно-направленных скважинах может не приносить должного объёма рентабельности в разработке.

Стандартный МГРП можно разделить на 2 подвида:

- согласно общей технологии;
- согласно технологии применения пакерных компоновок.

Первая предусматривает спуск в скважину специальной насадки, которая при движении в горизонтальной цементированной части с помощью закачки проппанта осуществляет многократный разрыв пласта, создавая трещины высокой проводимости в нефтенасыщенном коллекторе и, таким образом, интенсифицируя приток углеводородов.

При использовании второй технологии, в горизонтальную часть скважины опускается хвостовик с циркуляционными муфтами и системой заколонных пакеров для изоляции интервалов. В момент спуска хвостовик, оборудованный муфтами с открывающимися окнами, герметичен и не допускает сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. В ходе операции, в поток жидкости ГРП направляются шары определённого размера по принципу «матрешки» - начиная с шара самого малого диаметра, которые, «садясь» в седла, расположенные в муфтах, активируют их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии ГРП, сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины (см. рисунок 7). Теоретически число интервалов в горизонтальных скважинах может достигать до десятков, но при разработке месторождений в Западной Сибири обычно проводят от трех до десяти операций по ГРП, которые позволяют создать систему трещин высокой проводимости, значительно увеличивая дебит скважины.

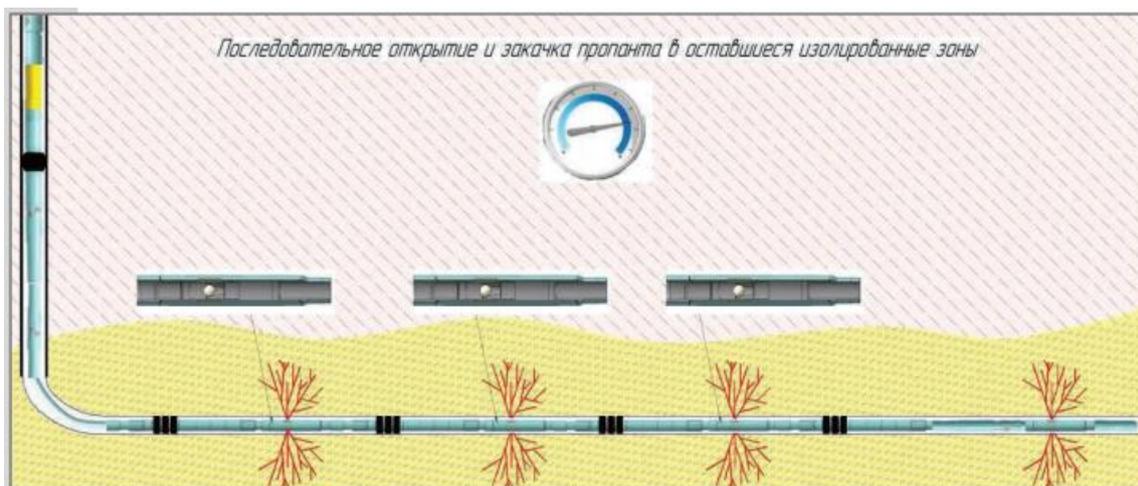


Рисунок 7 – Последовательное открытие портов и закачка пропантa с использованием четырёхпортовой компоновки для МГРП

Применение постоянных систем заканчивания (пакерные компоновки) при МГРП уменьшает технологические риски, поскольку ограничивается число спускоподъемных операций (СПО) для посадки и удаления мостовых пробок и повышается эффективность каждой стадии ГРП за счет учета параметров отдельных зон.

Продуктивность горизонтальных нефтяных скважин после ГРП значительно повышает уровень дополнительной добычи нефти и способствует сокращению затрат на бурение.

Технологию МГРП можно считать ключом к успеху сланцевой революции в Северной Америке. Данная технология гидравлического разрыва пласта не даром применяется при заканчивании горизонтальных скважин – она позволяет увеличить площадь контакта с продуктивным пластом. Эффективность применения МГРП при разработке газосланцевых месторождений зависит от оптимальности дизайна боковых стволов – по сути, боковые стволы должны буриться параллельно друг другу и перпендикулярно максимальному сжимающему напряжению, кроме того, необходимо избегать проникновения в структурные осложнения. Применительно к газосланцевым месторождениям, проведение МГРП, не смотря на высокую стоимость, представляется экономически

целесообразным. Данный метод наиболее подходит для обработки многослойных залежей и скважин с длинным боковым стволом, и, так как содержание газа в разных слоях сланцев отличается, применение МГРП позволяет эту проблему разрешить [5].

К достоинствам МГРП можно отнести:

- + способность обработки многочисленных интервалов пласта;
- + локализованная обработка;
- + высокая экономическая эффективность за счёт добычи из увеличенной площади дренирования.

Среди недостатков МГРП можно выделить:

- эффективность зависит от оптимальности дизайна бокового ствола;
- риск экономических потерь из-за осложнений;
- относительно высокая стоимость.

Область применения данной технологии: многослойные продуктивные залежи, горизонтальные скважины с длинным боковым стволом [5].

3) *Кластерный МГРП по технологии HiWAY* – подразумевает использование волоконных материалов, за счет которых проппант более эффективно удерживается в подвешенном состоянии и меньше оседает из кровельной части трещины вниз. А после закрытия трещины волокна растворяются и выносятся на поверхность, не препятствуя дальнейшему движению углеводородов.

Технология HiWAY является эксклюзивной разработкой компании Schlumberger, была выпущена на рынок услуг по проведению ГРП в 2010 году и смогла получить достаточно широкое распространение. Всего через 2 года после ее появления на рынке было проведено 10 тыс. операций с применением HiWAY. Следует отметить, что около 20% от общего числа работ по ГРП, проводимых компанией Schlumberger, были выполнены с использованием этой технологии.

Ещё одна особенность данной технологии состоит в том, что при стандартном ГРП закачка проппанта в пласт происходит непрерывно, а при

HiWAY — циклическим образом. Принципиальное отличие подобного «кластерного» ГРП состоит в создании высокопроводящих каналов внутри итоговой трещины, обеспечивающих значительно более высокую проводимость по сравнению с обычным ГРП. Существование таких каналов обуславливается специальной техникой закачивания смеси ГРП, позволяющей разделять кластеры насыщенного пропантом раствора и чистый раствор.



Рисунок 8 – Циклическая закачка пропантa при HiWAY в сравнении со стандартным ГРП

Достоинства кластерных МГРП по технологии HiWAY:

- + более высокая проводимость трещины;
- + более низкая стоимость работ за счёт экономии на пропанте, логистических расходах;
- + ускорение общего цикла проведения МГРП;
- + снижение риска осложнения в виде преждевременной остановки закачки по превышению максимального давления на устье («СТОП» по давлению).

Недостатки кластерных МГРП по технологии HiWAY:

- возможность выхода из строя ЭЦН в процессе эксплуатации скважины по причине выноса волокон;
- экономия в сравнении с малотоннажными пропантными ГРП незначительна [6, 8].

4) *МГРП по технологии Plug&Perf* – относительно новая технология, разработанная в Северной Америке, и с успехом применяющаяся на месторождениях России (“пробка и перфорация” – в буквальном переводе с англ.), суть которой состоит в том, что перед работой производится перфорация определённого интервала, после чего выполняется комплекс работ по гидравлическому разрыву пласта, после чего «отработанный» интервал отсекается пакер-пробкой, которая спускается в скважину на геофизическом кабеле вместе с перфоратором. После установки пакер-пробки на заданной глубине, перфоратор поднимается выше – для работы на следующем интервале, и т.д. Пакер-пробки изготавливаются либо из композитных материалов, которые не растворяются, что требует их разбуривание, либо из растворимых сплавов, например на основе магния, которые не требуют разбуривания и позволяют проводить комплекс операций МГРП быстрее, проще и эффективнее. Схема компоновки Plug&Perf изображена на рисунке 9 ниже.



Рисунок 9 – Компоновка Plug&Perf (перфорационная система с пакер-пробкой) для спуска на геофизическом кабеле

Достоинства МГРП по технологии Plug&Perf:

- + возможность позиционирования заданного интервала закачки;
- + потенциал для широкой вариативности программы закачки (количество зон воздействия, реология рабочей жидкости);

- + операции по отсечению ненужных интервалов и проведение перфорации в целевых зонах за 1 СПО;
- + низкие потери на трение при закачке рабочих жидкостей;
- + после разбуривания пакера-пробки остаётся равнопроходной диаметр хвостовика;
- + потенциальная возможность для дополнительного цикла МГРП на неотработанных ранее интервалах;
- + минимизация затрат на освоение после ГРП.

Недостатки МГРП по технологии Plug&Perf:

- технологическая сложность использования компоновки данного типа относительно стандартных технологий [9, 10].

5) **Одновременный ГРП** – ещё одна относительно новая технология (впервые применена в 2006 г.), используемая в Северной Америке при разработке газовых сланцев. Технология представляет собой одновременное проведение ГРП на двух или более соседних скважинах, взаимодействующих между собой, с целью создания более комплексной системы трещин посредством переноса напряжения, вызванного предыдущей стадией ГРП, в последующую стадию ГРП. В результате чего, становится возможным получить более высокий начальный дебит и поддержать стабильный уровень добычи на более длительный срок [5].

Успешность проведения данного типа ГРП зависит от степени напряжённости и хрупкости сланцевых пород. На практике, при использовании одновременного ГРП расстояние между целевыми скважинами зачастую составляло 300-450 м. Скважины с определённым расстоянием между ними подбирались исходя из особенностей целевого пласта, начального напряжения и напряжения в ПЗП после предыдущих работ.

К достоинствам одновременных ГРП относят:

- + экономия времени;

+ усиление взаимодействия при одновременном ГРП на нескольких скважинах, формирование сложной сети трещин;

+ повышенный начальный дебит.

Область применения данной технологии: высокая плотность сетки скважин, небольшое расстояние между скважинами.

б) **Повторный ГРП** - характеризуются совпадением интервалов первичного и дальнейшего воздействия. За время эксплуатации скважин после проведения первичного ГРП проводимость трещин может значительно снижаться вследствие выноса расклинивающего материала и постепенного смыкания трещины. Производительность скважин с подобными проблемами может быть восстановлена с помощью повторного ГРП.

Данный тип гидравлического разрыва пласта позволяет переориентировать азимут трещины. Извлечение пластового флюида посредством гидравлической ширины трещины приводит к локальному изменению пластового давления. Зона дренирования приобретает форму эллипса вдоль созданной трещины. Уменьшение пластового давления в данной зоне вызывает более быстрое снижение максимального горизонтального напряжения, параллельного созданной трещине, в сравнении с напряжением минимальным. Если изменения давления достаточно велики, то изначальное направление минимального горизонтального напряжения преобразуется в новое направление максимального напряжения внутри эллиптической области пониженного пластового давления. В результате чего, развитие новой трещины гидроразрыва будет происходить перпендикулярно направлению изначальной трещины. По достижении границы зоны пониженного давления, вторичная трещина изменит своё направление на 90° .

К достоинствам повторного ГРП можно отнести:

+ возможность увеличения добычи и восстановления первоначального дебита скважины;

+ переориентация ранее созданных трещин разрыва.

Область применения данной технологии: старые скважины, эксплуатационные скважины с пониженной производительностью [5].

7) ***Повторный МГРП по технологии Spot Frac*** – при использовании данной технологии для проведения ГПП и повторного ГРП производится отсечение зон двухпакерной компоновкой. Данная технология является эксклюзивной разработкой компании NCS Multistage Unlimited. Технология Spot Frac позволяет решить проблему повторной стимуляции трещин при снижении продуктивности скважин, на которых ранее уже проводился МГРП. Суть Spot Frac заключается в следующем: в избранный интервал или муфту ГРП спускается компоновка Spot Frac, открытые участки разобщаются пакерами, при необходимости производится ГПП, далее – операция по гидравлическому разрыву пласта. Для проведения следующей стадии МГРП компоновка поднимается и устанавливается в другом избранном интервале. После чего процедура повторяется. В такой последовательности можно провести несколько стадий.

К достоинствам МГРП по технологии Spot Frac можно отнести:

- + возможность контроля над закачкой проппанта в определённый интервал с временной изоляцией не стимулируемых интервалов;
- + проведение всех стадий за 1 СПО;
- + возможность включения в компоновку гидropескоструйного перфоратора;
- + технология адаптирована под российские условия.

Среди недостатков данной технологии можно выделить:

- длительность проведения общего цикла операций;
- риск заколонного перетока и попадания проппанта на пакерное оборудование;
- риск прихвата двухпакерной компоновки в горизонтальном участке в случае осложнений;
- высокие давления закачки из-за больших потерь давления на трение

[7].

8) **Повторный МГРП с малогабаритным хвостовиком** – одна из технологий проведения повторного МГРП в горизонтальных скважинах. Перед проведением повторного ГРП осуществляется перекрытие открытых портов малогабаритной обсадной колонной.

К достоинствам МГРП с малогабаритным хвостовиком можно отнести:

- + прогнозируемые сроки реализации;
- + возможность контроля над процессом ГРП.

Среди недостатков данной технологии можно выделить:

- возможность проведения только одной операции повторного МГРП;
- отсутствие возможности проводить исследования в скважине после проведения МГРП [7].

9) **Повторный МГРП с химическим отклонением** – при использовании данной технологии осуществляется блокировка существующих трещин изолирующим составом. Инновационность данной технологии состоит в применении специального вещества, химического отклонителя, которое блокирует старые трещины, после чего в скважину закачивается жидкость с расклинивающим материалом для нового ГРП. Вновь образовавшаяся трещина опять блокируется химическим отклонителем, после чего проводится ещё один ГРП, и т.д., что предотвращает неэффективное использование рабочей жидкости. Через определённый промежуток времени химический отклонитель разрушается и вымывается из трещин пластовым флюидом.

К достоинствам МГРП с химическим отклонением относят:

- + отсутствие металлоёмких элементов конструкции;
- + возможность проведения более одного повторного ГРП;
- + более низкая стоимость реализации;
- + небольшие сроки проведения операции.

Среди недостатков данной технологии можно выделить:

- отсутствие возможности контроля за процессом МГРП [7].

10) *МГРП через гибкую насосно-компрессорную трубу (ГНКТ) по технологии AbrasiFRAC* - Технология AbrasiFRAC была разработана компанией Schlumberger в качестве метода сокращения продолжительности цикла ГРП и ввода новых скважин в эксплуатацию. AbrasiFRAC представляет собой комбинацию двух типов операций: ГРП и ГНКТ с использованием современной компоновки низа колонны (КНК) – перфоратора AbrasiJET, что позволяет проводить гидропескоструйную перфорацию (ГПП) с подачей абразивного материала через ГНКТ, изоляцию зон проппантом (при необходимости), промывку скважины по окончании обработки всех зон и вызов притока скважины [11]. Изображение колтюбинговой установки ниже на рисунке 10.



Рисунок 10 – Колтюбинговая установка компании Schlumberger в работе

Преимущества МГРП с помощью ГНКТ:

- + возможность отдельной целевой обработки маломощных пропластков;
- + эффективность освоения и ускоренный вывод скважины на режим;
- + сокращение числа СПО для общего цикла интенсификации;
- + возможность заканчивания скважины без привлечения установки КРС.

Недостатки МГРП с помощью ГНКТ:

- зависимость глубины целевого пласта от возможностей колтюбинговой установки;
- комплекс возможных технологических трудностей: эрозия ГНКТ, подбор технологических жидкостей, контроль за глубиной спуска инструмента, ликвидация прихвата инструмента в случае осложнений.

Как видно из обзора выше, существующие типы и технологии проведения гидравлического разрыва пласта обладают своими достоинствами и недостатками, которые, наряду с геологическими характеристиками целевых пластов и соображениями экономической эффективности, обуславливают выбор отдельной технологии для конкретных условий. Прежде чем приступать к анализу эффективности отдельных методик и технологий на конкретных примерах, представляется необходимым более подробно рассмотреть процедуру ГРП на примере стандартного проппантного гидравлического разрыва пласта с гелем на водной основе - с учётом технологических особенностей и возможных осложнений.

2 СТАНДАРТНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА: ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ И ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ

2.1 Подготовка к работе

Рассмотрим технологию проведения типовой операции по гидравлическому разрыву пласта на примере стандартного проппантного ГРП с рабочей жидкостью в виде геля на водной основе, как наиболее распространённого и применяемого типа жидкости для ГРП в России [3].

ГРП представляет собой комплексный процесс, который требует высокого профессионального уровня вовлечённого персонала, значительного объёма работ по подготовке скважины, технологического оборудования ГРП и операций по доставке материалов.

Основным фактором, определяющим необходимость проведения ГРП в скважинах, является неполучение на них ожидаемого в соответствии с регламентами бурения скважин (известными коллекторскими свойствами пласта) дебита нефти.

Основные критерии, которым должна удовлетворять скважина:

- Наличие необходимых остаточных запасов нефти.
- Достаточная пластовая энергия.
- Отсутствие конструктивных ограничений (осложнений).
- Наличие барьеров между нефте- и водонасыщенными пластами.
- Экономическая составляющая [3].

Планирование ГРП на скважине начинается с изучения геологического потенциала объекта обработки, технического состояния скважины, опыта проведенных ранее работ по интенсификации, статистических данных результатов ГРП по данному пласту. Далее составляется дизайн - программа работ по ГРП с учетом получения оптимальной по геометрии трещины разрыва, даются рекомендации по подготовке скважины к ГРП и дальнейшему освоению.

Необходимые данные для проектирования дизайна ГРП:

- Данные о типе заканчивания скважины (тип и параметры перфорации, конструкция скважины).

- Данные о свойствах пласта (ФЕС пласта, каротажный материал, данные о механических свойствах пласта, пластовое давление, положение ВНК и ГНК, и т.п.).

- Данные о рабочей жидкости и добавках к ней (реологические свойства).

- Данные о расклинивающем материале (физические свойства проппанта).

- Данные по добыче скважины (исторические данные).

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также, на этапе корректировки дизайна по полученным на месте работ данным, - результаты проведения, так называемого мини ГРП (подробнее о данной информационной разновидности ГРП далее).

После выбора скважины-кандидата, а также утверждения программы закачки ГРП, в процессе подготовки к ГРП необходимо провести ряд технологических операций:

- подготовку кустовой площадки для расстановки технологического оборудования;

- извлечение подземного насосного оборудования (при необходимости);

- шаблонирование, скреперование, промывку скважины, отбивку забоя;

- перфорацию;

- завоз НКТ, пакера на кустовую площадку;

- спуск НКТ и посадку пакера;

- завоз и установку ёмкостей для рабочей жидкости;

- завоз необходимого объёма проппанта и хим. реагентов;

- завоз воды, заполнение ёмкостей и нагрев рабочей жидкости;

- доставку и расстановку технологического оборудования для ГРП (флот ГРП) на кустовой площадке;
- тестирование оборудования перед началом работы.

Основное технологическое оборудование ГРП (флот ГРП) включает в себя следующие единицы передвижной техники: смесительная установка («Блендер» ГРП), насосные агрегаты высокого давления (насосы ГРП), установка для подачи химических реагентов, станция контроля ГРП (в которой, в зависимости от типа конструкции, может находиться отсек полевой лаборатории ГРП), гидратационная установка (установка для приготовления геля «на лету») - в случае, если не используется предварительное замешивание рабочей жидкости в ёмкостях, автомобиль с открытым кузовом для перевозки элементов ЛВД (Линии Высокого Давления), агрегат для поддержания давления в затрубном пространстве.

Вспомогательное технологическое оборудование ГРП может включать в себя: ППУ (Передвижная Паровая Установка) для отпаривания элементов технологического оборудования в условиях низких температур, АДПМ (Агрегат Депарафинизации Мобильный) для нагрева рабочей жидкости в ёмкостях, песковоз (как правило, полуприцеп) для транспортировки проппанта, топливозаправщик, автокран для загрузки проппанта в песковоз перед работой, вахтовый автобус для перевозки персонала бригады ГРП (см. рисунок 11) [3].



Рисунок 11 – Технологическое оборудование флота ГРП после расстановки и монтажа на кустовой площадке

При использовании жидкостей ГРП на водной основе до начала работ проводится тестовое испытание на образование эмульсий с водой и пластовым флюидом - для определения концентрации ПАВ, деэмульгатора и оптимальной загрузки гелирующего агента во избежание образования в пласте устойчивых эмульсий. Накануне работ производится тест на совместимость рабочей жидкости и проппанта с полимерным покрытием (RCP – Resin Coated Proppant – «проппант с полимерным покрытием», англ.), а также для подтверждения необходимой загрузки брейкера (деструктора) для разрушения геля, контактирующего с проппантом RCP. Помимо этого, накануне работ производится тест на разрушение проппанта и его ситовой анализ (для всех фракций проппанта, включая RCP). Перед началом работы обязательно проведение бактериологического анализа на кустовой площадке с использованием имеющихся химических реагентов и проб завезённой воды из ёмкостей. Допустимым результатом бактериологического анализа является падение вязкости загеленной воды не более 2 сантипуаз (сПз) в течение часа. Неудовлетворительный результат бактериологического анализа может повлечь за собой слив, очистку ёмкостей, и завоз свежей воды, с последующей повторной проверкой качества, что подразумевает дополнительные временные и финансовые затраты [3].

После завоза оборудования, материалов, расстановки техники и необходимых тестов рабочей жидкости, перед началом операции по основному ГРП необходимо проверить актуальность данных по целевому пласту на предмет возможной корректировки. Единственным доступным способом наблюдения и контроля развития трещины в реальном времени является интерпретация записи давления. Процесс ГРП обычно проходит в следующей последовательности:

- разрыв породы;
- инициация трещины;
- развитие трещины;
- закрытие трещины.

Знание величин давлений на этих этапах является ключевым в успешном дизайне и проведении закачки основного ГРП [1]. Для уточнения этих данных, перед проведением основной операции по ГРП, проводится так называемый *мини ГРП* – диагностическая закачка, выполняемая на жидкости и при расходе основного ГРП, цель которой состоит в уточнении эффективности рабочей жидкости, величины пластовых напряжений и потерь давления на трение по актуальным пластовым условиям на месте работ. Подобная диагностическая закачка может состоять из двух тестов – нагнетательного и калибровочного.

«Нагнетательный тест» - комплекс обязательных работ, проводимых с целью проверки герметичности НКТ и пакера, параметров инициации трещины, определения пластового давления и прочих данных.

«Калибровочный тест» - комплекс работ, проводимых с целью определения эффективности рабочей жидкости, величины минимальных пластовых напряжений, оценки потерь давления на трение в зоне перфорации и ПЗП, а также вероятность создания множественных трещин (так называемые утечки, зависимые от давления) [3]. Пример записи устьевого давления представлен на рисунке 12 ниже.

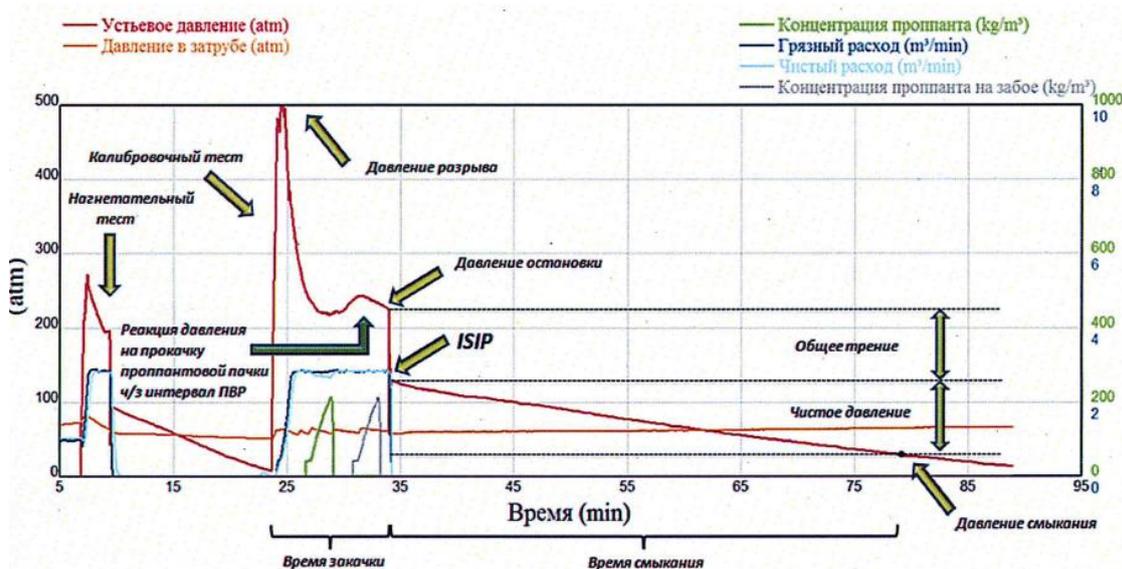


Рисунок 12 – Пример записи устьевого давления при мини ГРП

Благодаря мини ГРП можно получить актуальные значения параметров целевого пласта, которые имеют критическую важность для основной работы:

- давление разрыва породы;
- градиент разрыва породы;
- давление мгновенной остановки насосов ISIP (Instantaneous Shut-In Pressure – «мгновенное давление остановки закачки» - англ.);
- давление закрытия трещины;
- потери давления на трение в НКТ;
- потери давления на трение в зоне перфорации;
- потери давления на трение в ПЗП;
- эффективность жидкости;
- приблизительный объём жидкости для буферной стадии (стадия «подушки») [1].

Данные о целевом пласте, полученные по результатам мини ГРП используются для последующей калибровки модели программы закачки на актуальные параметры пласта. После уточнения всех необходимых данных начинается подготовка к основной работе по ГРП в виде загрузки проппанта в песковоз и нагрева общего объёма жидкости.

2.2 Процесс работы

Процесс ГРП начинается с закачки буферной стадии, так называемой «подушки», которая служит для инициации и развития трещины. Объём буферной стадии напрямую влияет на создаваемую геометрию трещины - он зависит от массы закачиваемого проппанта, фильтрационных свойств пласта, а также свойств жидкости ГРП. Упрощённо говоря, объём проппанта равен объёму трещины, созданному «подушкой». Иногда, с целью прочистки зоны перфорации, в буферную стадию может включаться пропантовая пачка небольшого объёма, состоящая из расклинивающего материала более мелкой фракции (например, 20/40).

При выходе на плановый расход закачки используется один насосный агрегат высокого давления, который начинает работу на низшей передаче на холостых оборотах, после чего, по подтверждении отсутствия препятствия для прокачки рабочей жидкости через наземный трубопровод высокого давления и НКТ, остальные насосы ГРП оперативно включаются в работу с быстрым увеличением расхода до достижения параметра, указанного в дизайне ГРП, без превышения максимального рабочего давления. Для успешного проведения работы необходимо контролировать два давления:

- рабочее устьевое давление;
- давление в затрубном пространстве.

Давление может контролироваться с помощью датчиков, которые передают данные в станцию контроля ГРП. Как правило, используют два датчика установленных в основной линии, и два датчика установленных на затрубной линии. Рабочее устьевое давление отражает гидравлическую связь с создаваемой трещиной. Для определения характера развития трещины и распределения проппанта измеряемое на поверхности давление проецируется на пластовые условия. Для предотвращения превышения максимально допустимого рабочего давления необходимо знать его значения и уметь правильно интерпретировать тренды его изменения. Как отмечает автор [3], проведение ГРП без замеров устьевого давления подобно полёту на самолёте без высотомера.

Непосредственно после закачки буферной стадии начинается закачка проппантовых стадий, то есть стадий закачки базовой жидкости совместно с проппантом. Это главная операция в процессе основного ГРП, во время которой производится закачка расклинивающего материала в скважину, и далее в пласт. Общий объём проппанта в совокупности с объёмом буферной стадии, является основным параметром, определяющим геометрию создаваемой трещины.

Проппантовые стадии характеризуются:

- Минимальной и максимальной концентрацией проппанта.

- «Агрессивностью» - темпом набора концентрации проппанта.
- Различают плановый и ступенчатый графики набора концентрации проппанта [3].

На рисунке 13 ниже представлены графики закачек с плавным и ступенчатым набором концентрации.

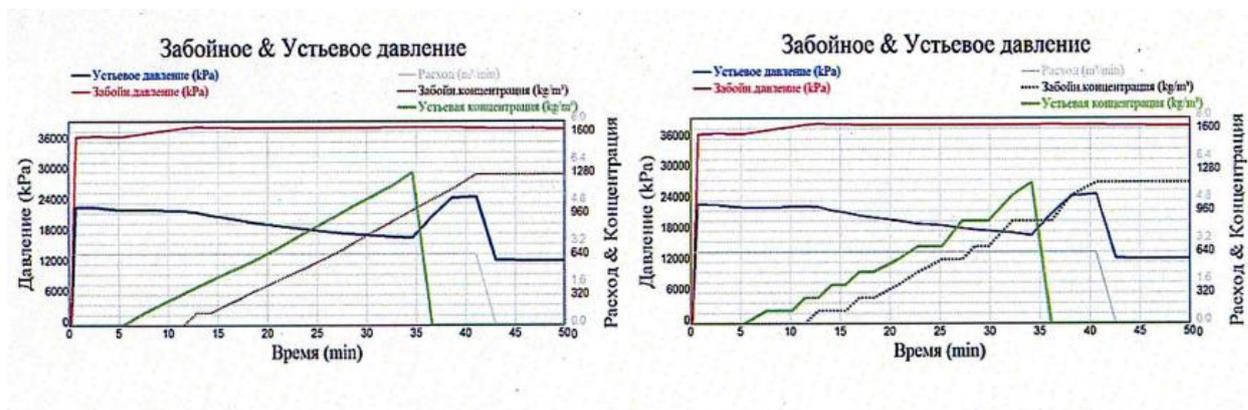


Рисунок 13 – Пример графиков закачки с плавным и ступенчатым набором концентрации в процессе стандартного проппантного ГРП

Концентрация проппанта, в свою очередь, наряду с основными характеристиками расклинивающего материала определяет проводимость проппантовой пачки. Выбор максимальной концентрации зависит от геологических и технических условий скважины. Необходимо как можно точнее следовать согласованной программе проведения работы, стараясь избегать резкого повышения плановой концентрации проппанта, особенно на начальных стадиях [2]. Регулирование концентрации проппанта осуществляется посредством изменения скорости вращения шнеков смесительной установки («блендера»). Контроль за концентрацией производится с помощью плотномера.

На заключительных проппантовых стадиях, как правило, идёт закачка проппанта RCP более крупных фракций (16/20 или даже 12/18). Данный тип проппанта с полимерным покрытием используется для «упаковки» созданной

трещины – с целью удержания разрушаемых частиц и контроля выноса расклинивающего материала [3].

По выработке общего запланированного объема проппанта с поверхности осуществляется переход к завершающей стадии всей работы, которая называется стадией продавки. Продавка представляет собой стадию очистки устьевого и внутрискважинного оборудования от проппанта и размещения последней порции проппанта (чаще всего РСР) в пласте.

По окончании закачки основного ГРП, фактическое количество закачанного в скважину проппанта определяется исходя из остатка проппанта в бункерах песковоза – в случае успешной закачки этот остаток должен равняться нулю. После проведения работы флот ГРП съезжает с кустовой площадки, скважина оставляется на распад геля (на период около суток) под остаточным давлением.

2.3 Возможные осложнения в процессе работы

Рассмотрим наиболее распространенные типы технологических осложнений, которые могут возникнуть в процессе стандартного ГРП.

1) **«СТОП» по превышению максимального допустимого рабочего давления** (см. график на рисунке 14) – внеплановая остановка закачки по причине превышения максимального рабочего давления, связанная с оставлением проппанта в стволе скважины.

Основные причины СТОПов:

- недостаточная ширина трещины (неконтролируемый рост трещины по высоте, извилистость, несколько конкурирующих трещин);
- недостаточный объём трещины – упаковка трещины (недостаточный объём буферной стадии, дополнительные утечки в процессе работы);
- проблемы с транспортировкой проппанта через зону перфорации / ПЗП;

- технические и технологические нарушения в процессе ГРП [3].

Одним из технологических нарушений, которое может привести к СТОПу является потеря расхода рабочей жидкости в процессе ГРП, так как расход жидкости оказывает непосредственное влияние на формирование геометрии трещины, его снижение может повлечь преждевременное смыкание стенок трещины под действием пластовых напряжений и, как следствие, неспособность разместить в ней запланированный объём проппанта.

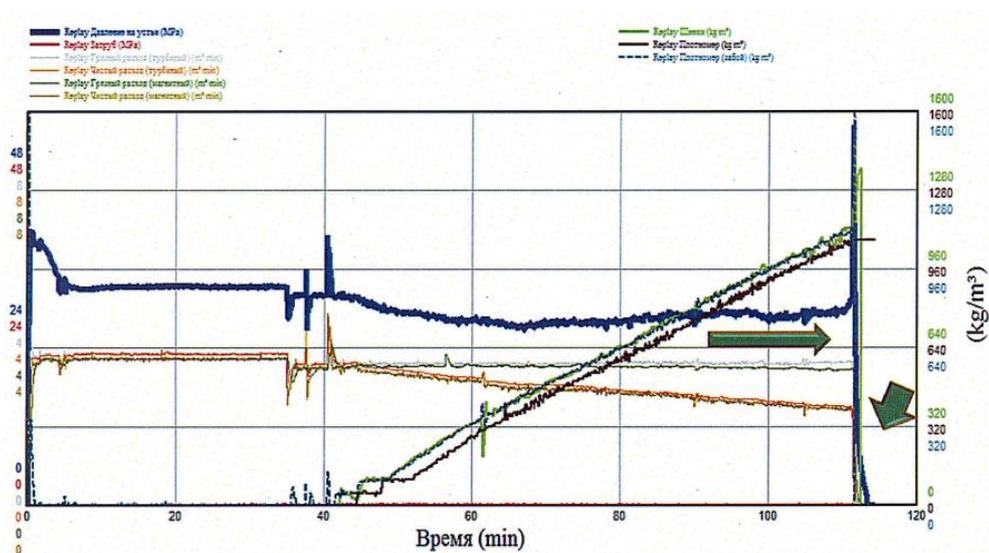


Рисунок 14 – Пример СТОПа на графике закачки стандартного проппантного ГРП

2) *Гидродинамическая связь между затрубным пространством и НКТ* – осложнение может проявляться через узловые технологические соединения, подземное оборудование (негерметичность пакера, обсадной колонны) и т.д. О нём свидетельствуют неожиданные изменения затрубного давления. На практике во время проведения ГРП осуществляется обязательный контроль затрубного давления. В зависимости от давления на устье (в НКТ), противодействие в затрубном пространстве поддерживается с помощью агрегата на уровне 60 – 100 атм. [3]. В случае выявления данного осложнения, работу останавливают, проводят комплекс технологических мероприятий по дополнительному тестированию на сообщение с затрубным

пространством и, в случае подтверждения, флот ГРП съезжает с кустовой площадки до устранения причин осложнения.

3) *Незапланированная перепродавка проппанта в пласт* - превышение планового объёма продавки на заключительной стадии работы, которое может быть вызвано сбоем в работе оборудования, просчётом инженерно-технического персонала на месте работ, либо являться вынужденной мерой реагирования на прочие осложнения, требующие внеплановый переход на стадию продавки.

Объём стадии продавки рассчитывается из суммы объёмов устьевого и внутрискважинного оборудования, объёма скважины от низа хвостовика НКТ до верха перфорационных отверстий, с вычетом необходимого объёма недопродавки:

$$V_{\text{продавки}} = V_{\text{наземной линии}} + V_{\text{нкТ}} + V_{\text{скважины}} - V_{\text{недопродавки}} \quad (1)$$

Перепродавка проппанта в пласт может быть причиной отсутствия эффекта после ГРП.

Таким образом, из более подробного обзора технологии стандартного гидравлического разрыва пласта, представленного выше, можно сделать вывод, что даже одиночный проппантный ГРП представляет собой весьма непростой процесс, подразумевающий множество переменных, комплекс взаимодействия технологического и человеческого факторов, которые могут повлиять на эффективность его применения. Эти факторы и переменные следует иметь в виду прежде, чем приступать к анализу эффективности более современных и продвинутых технологий ГРП в различных пластовых условиях.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ

3.1 Применение технологии стандартного проппантного МГРП на Вынгапуровском месторождении

Вынгапуровское месторождение является крупным нефтегазоконденсатным месторождением в Западной Сибири, которое расположено в Ноябрьском районе Тюменской области на границе Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Практически все типы пластов Вынгапуровского месторождения характеризуются наличием неравномерных прослоев песчаников, аргиллитов, алевролитов и глин. При этом, незакономерное распределение прерывистых и монолитных коллекторов в продуктивных пластах является важной отличительной особенностью Вынгапуровского месторождения. Данная особенность создаёт закономерные сложности в проведении сопоставимой по темпам выработки нефти, которая содержится в различных типах пластов-коллекторов. Крупнейшим объектом добычи можно считать пласт БВ₈¹ мегнионской свиты, который содержит почти две трети запасов нефти месторождения, и на долю которого приходится 72,2% от общей добычи нефти [13].

Авторами статьи [13], был проведён сопоставительный анализ показателей добычи скважин Вынгапуровского месторождения по итогам применения операций многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Как отмечают авторы статьи [13], за весь период эксплуатации Вынгапуровского месторождения было выполнено свыше 10000 геолого-технических мероприятий (ГТМ), наиболее эффективным из которых зарекомендовал себя ГРП, за счёт которого было получено около 60% от общего объёма дополнительной добычи. На рисунке 15 ниже изображён график динамики

ГРП с привязкой к дополнительной добыче нефти на Вынгапуровском месторождении.

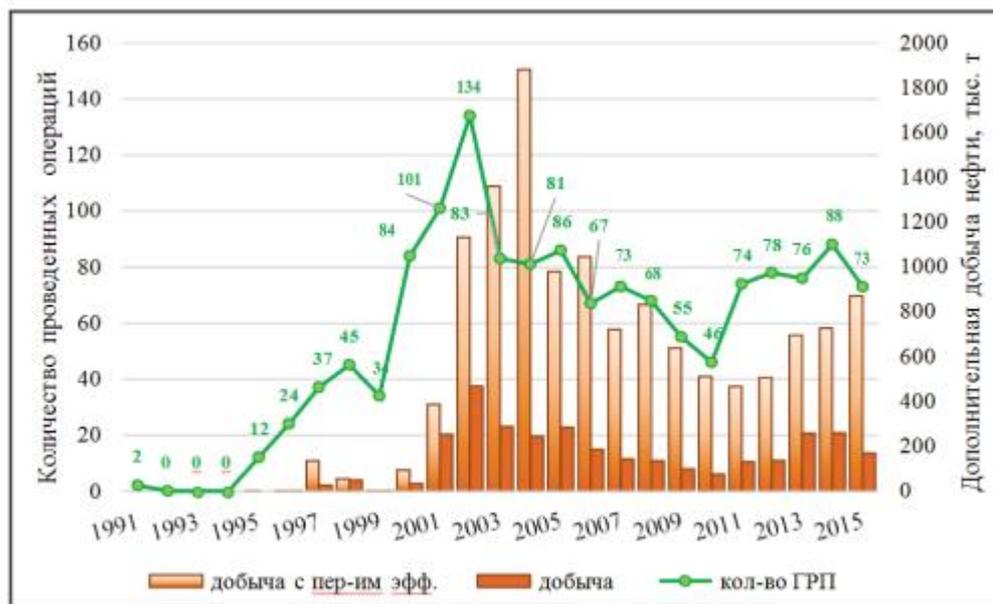


Рисунок 15 – График динамики выполнения ГРП и дополнительной добычи нефти от ГРП на Вынгапуровском месторождении 1991-2015 гг.

ГРП как метод интенсификации на Вынгапуровском месторождении стал использоваться начиная с 1991 года на целевом пласте БВ₈¹. Наиболее активное использование ГРП как метода интенсификации добычи стало происходить начиная с 2001 года, и уже в течение 2001-2016 гг. проводилось около 80 операций ежегодно на скважинах добывающего фонда и на большей части скважин нового фонда при их освоении. Как указано в статье [13], для эффективной выработки запасов «трудной» нефти на Вынгапуровском месторождении, традиционные методы вскрытия пласта и интенсификации не давали желаемого эффекта. В этой связи, появилась необходимость применения современных передовых технологий, одной из которых стал метод многостадийного гидравлического пласта (МГРП) при освоении горизонтальных скважин. Данный метод использовался на пластах-коллекторах с низкой продуктивностью, проницаемость которых составляла менее 0,01 мкм².

Эффективность применения метода стандартного МГРП на скважинах месторождения оценивалась авторами статьи [13] посредством сопоставительного анализа дебитов нефти до МГРП и после его проведения (см. рисунок 16).

Бурение горизонтальных скважин в низкопродуктивных коллекторах началось в конце 2011 г. – с целью повышения эффективности освоения в ухудшающихся условиях краевых зон месторождения.

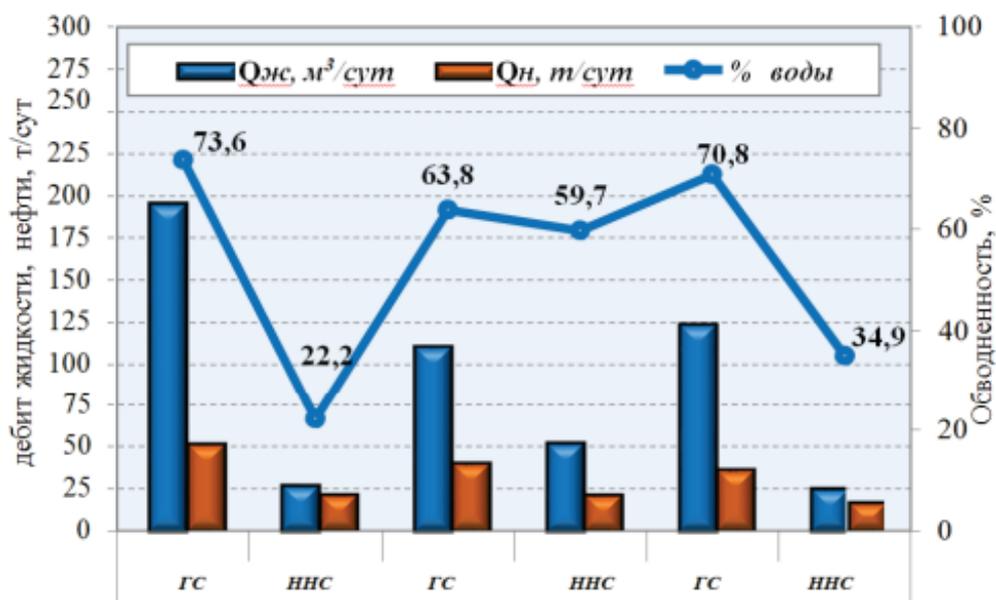


Рисунок 16 – График сравнения динамики дебитов жидкости, нефти и обводнённости наклонно-направленных скважин после стандартных ГРП и горизонтальных скважин после МГРП по целевому пласту БВ₈¹

Бурение горизонтальных скважин, при освоении которых использовалась технология МГРП, которое начало внедряться на Вынгапуровском месторождении с конца 2011 г., позволило существенно увеличить входной дебит нефти – почти в два раза по сравнению дебитами наклонно-направленных скважин, после проведённых стандартных пропантных ГРП [13].

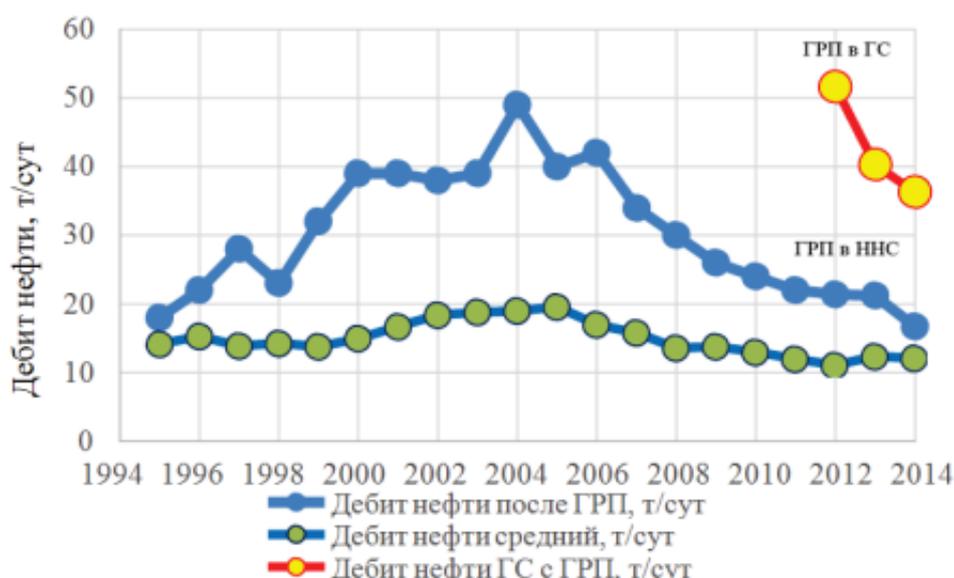


Рисунок 17 – График сравнения динамики дебитов нефти по целевому пласту БВ₈¹

Общее сравнение дебитов наклонно-направленных скважин после ГРП и горизонтальных скважин после МГРП по целевому пласту БВ₈¹ за период 2012-2014 гг. наглядно демонстрирует преимущество технологии МГРП по эффективности: в 4 раза - по дебиту жидкости, в 2,2 раза – по дебиту нефти (см. рисунок 17 выше). Хотя, стоит отметить, что общие затраты на проведение работ по гидравлическому разрыву пласта, в случае МГРП также выше, так как среднее количество операций по ГРП увеличивается с 1 (в случае проведения стандартного ГРП на ННС) до 5 [13]. В таблице 3.1 приведены данные по эксплуатации горизонтальных скважин после МГРП и наклонно-направленных скважин после ГРП на целевом пласте БВ₈¹ Вынгапуровского месторождения

Таблица 3.1 – Данные по эксплуатации горизонтальных скважин после МГРП и наклонно-направленных скважин после ГРП, пласт БВ₈¹ Вынгапуровского месторождения

Год	Тип скважин	Количество скважин	Годовые отборы		Накопленный отбор нефти, тыс. т	Параметры работы скважин			Время работы одной скважины	Количество стадий ГРП на одной скважине	Удельный отбор нефти тыс. т/скв.
			жидкости, тыс. т	нефти, тыс. т		Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут			
2012	ГС	15	214,5	56,5	262,0	195,8	73,6	51,6	73	4,2	17,5
	ННС	42	189,1	147,1	147,0	27,5	22,2	21,4	163	1	3,5
2013	ГС	52	1085,6	392,9	857,0	111,2	63,8	40,3	188	5,8	16,5
	ННС	14	95,3	38,4	60,2	52,6	59,7	21,2	129	1	4,3
2014	ГС	55	1309,4	382,7	382,7	124,2	70,8	36,3	192	6,8	6,9
	ННС	9	17,9	11,7	11,7	25,6	34,9	16,7	78	1	1,3

Можно резюмировать, что, несмотря на недостатки МГРП в виде более высоких затрат и рисков экономических потерь при возможных осложнениях, ввод горизонтальных скважин в эксплуатацию с помощью МГРП демонстрирует очевидную эффективность, на примере работ на Вынгапуровском месторождении, в виде кратного увеличения показателей добычи нефти из целевого пласта БВ₈¹.

3.2 Применение кластерного МГРП по технологии HiWAY на Приобском месторождении

Разработка южного лицензионного участка Приобского месторождения в Западной Сибири в последнее время активно развивается с применением многостадийных ГРП (МГРП) с применением больших объёмов рабочей жидкости и проппанта - в качестве метода, позволяющего добиться наиболее эффективной эксплуатации скважин [12]. Пласты АС₁₀ – АС₁₂, обеспечивающие основу добычи нефти на Южно-Приобском месторождении, характеризуются низкими значениями проницаемости (0,5-5,0 мД) и высокой степенью расчленённости, что в течение относительно долгого периода не позволяло рассчитывать на существенные экономические показатели разработки. Лишь спустя приблизительно двадцать лет с момента открытия месторождения в 1982 году, в эксплуатацию начали вводить скважины с интенсификацией посредством метода гидравлического разрыва пласта. Однако, при последующем развитии и разработке Южно-Приобского месторождения возник комплекс новых трудностей, которые связаны с геологическими особенностями пластов-коллекторов. Коллекторские свойства пластов на новых разрабатываемых участках обуславливают необходимость бурения и ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин. В этой связи, представляется целесообразным обратиться к мировому опыту ввода в эксплуатацию подобного рода скважин с использованием наработок и технологий по интенсификации, которые обладают потенциалом роста эффективности и снижения производственных расходов [12]. При использовании данного вида интенсификации на российских месторождениях (с учётом количества стадий МГРП на скважину), целевые пласты характеризуются большими расстояниями между трещинами ГРП – по сравнению с зарубежными примерами. Другой особенностью российских месторождений является приоритет для формирования продольно направленных по отношению к стволу скважины трещин – по причине риска водонефтяного контакта. В горизонтальных скважинах, помимо риска

нежелательного роста трещин в высоту, также необходимо уделять внимание снижению потерь давления на трение в колонне и зонах перфорационных отверстий. Риск СТОПов, подразумевающих преждевременную незапланированную остановку ГРП, и соответствующие временные и ресурсные затраты на устранение последствий, приобретает особую важность в случае работ по МГРП на горизонтальных скважинах – в сравнении с вертикальными и наклонно-направленными скважинами. С учётом вышесказанного, для применения в подобных условиях представляется актуальной технология кластерного МГРП HiWAY компании Schlumberger, которая впервые в России была применена именно на Южно-Приобском месторождении [12].

Суть данной технологии, обзорно рассмотренной в Главе 1 данной работы, состоит в использовании волоконных материалов для удерживания и транспортировки частиц проппанта. После закрытия трещины волокна растворяются и выносятся на поверхность, не препятствуя движению добываемого флюида. При этом, закачка проппанта происходит циклически. В результате чего, внутри трещины создаются каналы, которые обеспечивают значительно более высокую проводимость по сравнению со стандартной технологией ГРП. Формирование подобных высокопроводящих каналов достигается посредством циклической техники закачки смеси ГРП, которая позволяет разделять кластеры насыщенного проппантом раствора и чистый раствор [6, 8]. Технология циклической закачки попеременно чистой и пропантовой смеси значительно снижает вероятность СТОПов. Другим преимуществом данной технологии является снижение расходов на ГРП благодаря снижению объёма используемых материалов и связанных с этим логистических расходах: как показала практика использования данной технологии, проппанта требуется на 45% меньше (в сравнении со стандартным ГРП), за счёт чистых пульсов; жидкости требуется до 20% меньше за счёт агрессивного набора концентрации; времени на общий цикл операций по МГРП тратится до 25% меньше [12].

В России применение кластерного МГРП по технологии NiWAY на Южно-Приобском месторождении можно считать первым массовым проектом применения кластерных МГРП в горизонтальных скважинах (см. рисунок 18). Авторами статьи [12] было проведено сравнение продуктивности двух групп скважин на Южно-Приобском месторождении – на которых был проведён проппантный МГРП по стандартной технологии, и по кластерной технологии NiWAY. Отмечается, что за период 2014 – 2016 годов на территории Южно-Приобского месторождения было проведено свыше 240 операций МГРП по технологии NiWAY в 43 горизонтальных скважинах. Большая часть этого объёма операций была выполнена в южной части месторождения, где в качестве целевого пласта использовался пласт АС₁₂¹, особенность которого состоит в неоднородном напластовании и наличии подстилающего водного горизонта.

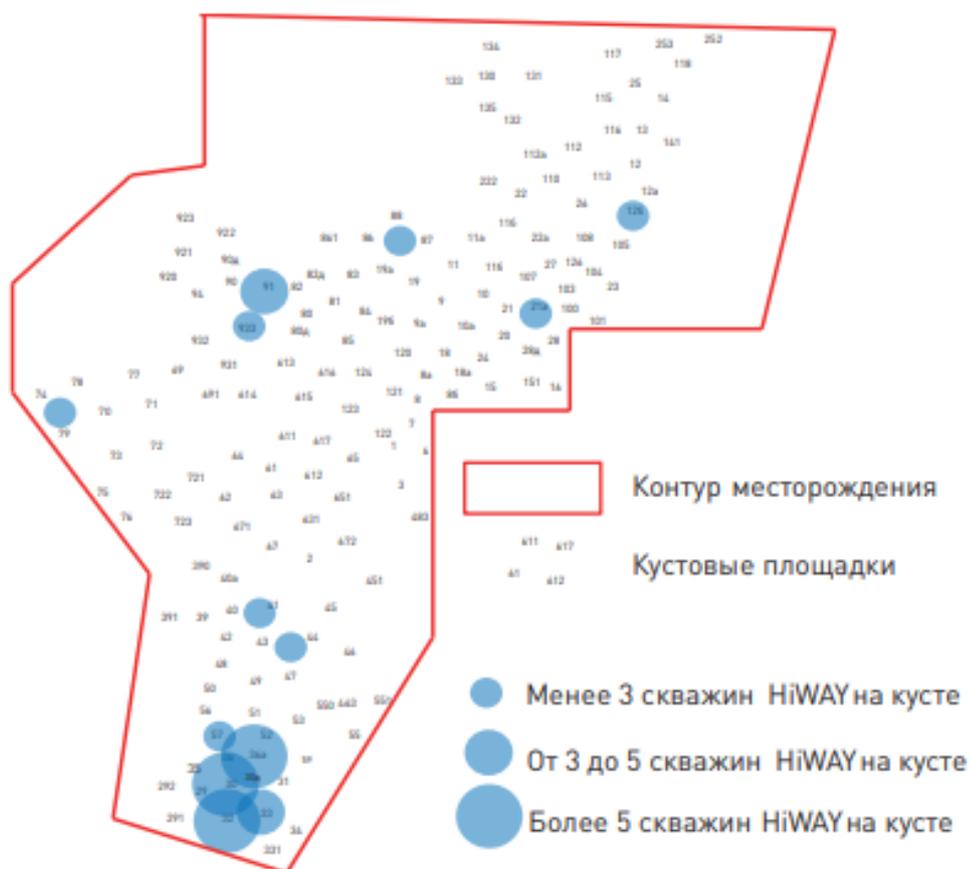


Рисунок 18 – Область применения кластерного МГРП по технологии NiWAY на контуре Южно-Приобского месторождения 2014-2016 гг.

К программам закачки работ на целевых пластах с подстилающей водой предъявляются особые требования: трещина должна распространяться в верхнюю часть пласта, при этом не терять расклинивающий материал в его нижней части. Прорыва трещины через перемычки избежать, как правило, не удаётся, но инженеры-дизайнеры стараются сделать график закачек максимально агрессивным за счёт снижения общего объёма смеси при увеличении полудлины трещины и тоннажа проппанта [12].

В этих условиях, по мнению [12], применение кластерного МГРП по технологии NiWAY даёт ряд преимуществ. Во-первых, благодаря снижению риска СТОПов становится возможной закачка с высокой агрессивностью набора концентрации. В отличие от стандартных МГРП, в программу закачки которых закладывается максимальная концентрация 900-1000 кг/м³, по технологии NiWAY максимальная концентрация проппанта составляет 1200 кг/м³ и более, при том, что выход на максимальную концентрацию происходит гораздо быстрее, и свыше 70% проппанта закачивается на концентрации более 1000 кг/м³. Во-вторых, благодаря высоким концентрациям волоконных материалов, проппант с большей эффективностью удерживается в смеси в подвешенном состоянии и меньше склонен к оседанию из верхней части трещины. Предназначение волокон состоит в удерживании расклинивающего материала во время транспортировки и во момент между остановкой закачки и закрытием трещины. При более длительном закрытии трещины – в случае выявления высокой эффективности жидкости по результатам мини ГРП – концентрация волоконных материалов увеличивается для надёжности удержания проппанта [12].

Сравнение продуктивности скважин авторами статьи [12] по результатам применения данной технологии производилось с учётом усреднения показателей работы всех горизонтальных скважин на каждой из кустовых площадок.

В первом случае, для характеристики продуктивности по результатам работ было взято 27 скважин, на которых был использован кластерный МГРП по технологии HiWAY, и 21 скважина, на которых был проведён проппантный МГРП по стандартной технологии.

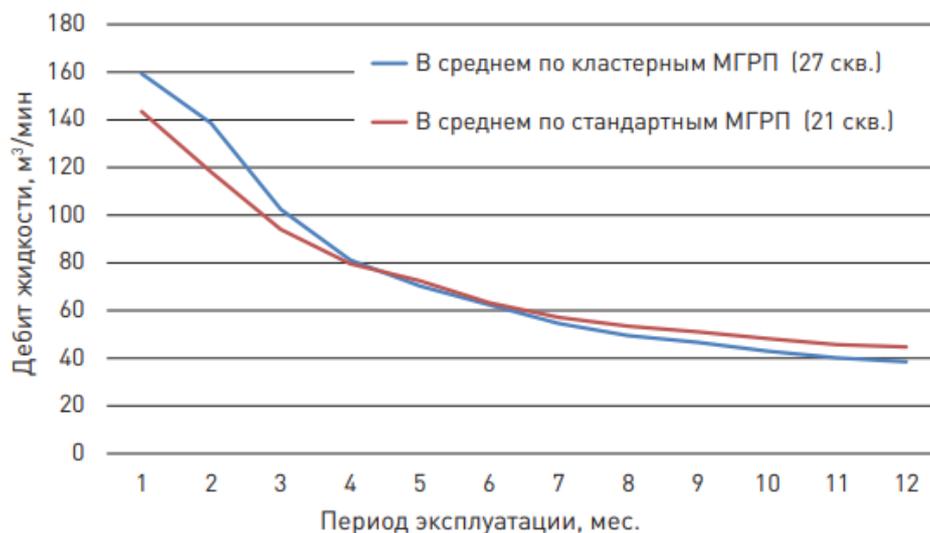


Рисунок 19 – Дебиты после применения кластерной и стандартной технологий МГРП на пласте АС₁₂¹

Как видно из графика на рисунке 19, дебиты из двух групп скважин в принципе сопоставимы, хотя на начальном этапе технология HiWAY показывает преимущество. После шести месяцев эксплуатации, показатели скважин с проведёнными МГРП по технологии HiWAY становятся несколько ниже соответствующих показателей скважин, введённых в эксплуатацию посредством стандартной технологии МГРП, что, по мнению авторов статьи [12], вызвано не особенностями технологии, а недостаточной компенсацией отбора жидкости из-за нехватки скважин ППД в первые месяцы эксплуатации.

Во втором случае, для сопоставительной характеристики продуктивности были взяты работы по МГРП на менее многочисленной группе скважин на пласте АС₁₂³⁻⁵, где обводнённость добываемого флюида не превышает 30% и программы работ по МГРП характеризуются увеличенными объёмами с целью эффективного вскрытия всего целевого

пласта. В этой группе для сравнения взято 6 скважин со средним кН пластов около 10 мДм, на которых был использован кластерный МГРП по технологии HiWAY, и 22 соседние горизонтальные скважины со средним значением кН 12,4 мДм, на которых был проведён проппантный МГРП по стандартной технологии.

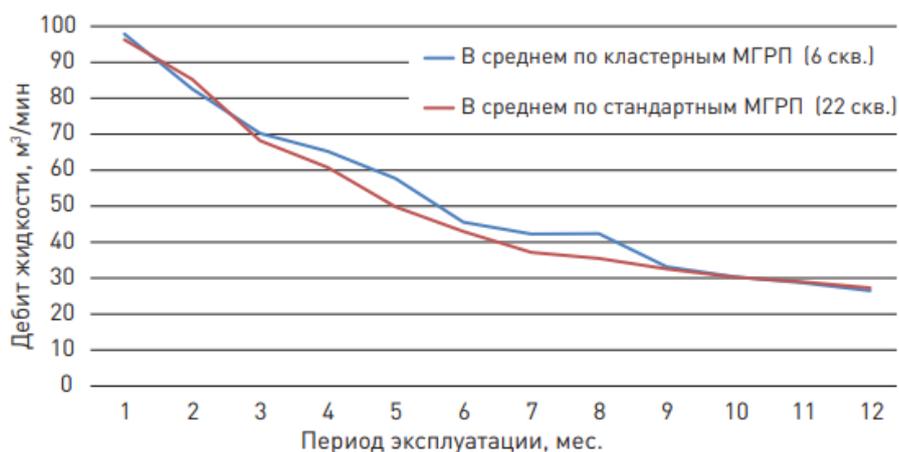


Рисунок 20 – Дебиты после применения кластерной и стандартной технологий МГРП на пласте АС₁₂³⁻⁵

Как видно из графика на рисунке 20, дебиты скважин, введённых в эксплуатацию по стандартной и кластерной технологиям МГРП не сильно отличаются за период наблюдения в течение года, при том, что скважины, на которых был применён HiWAY, были введены в эксплуатацию несколько позже, и в середине сравнительного периода эксплуатации их дебит несколько превышает дебит скважин после стандартных МГРП.

Для достижения большей репрезентативности, авторы статьи [12] провели сопоставление обеих групп скважин не только по дебитам жидкости, но и по нефтепродуктивности, и на рисунке 21 (ниже) видно, что дебиты нефти по скважинам с кластерным МГРП по технологии HiWAY превышают аналогичные показатели скважин с МГРП по стандартной технологии.

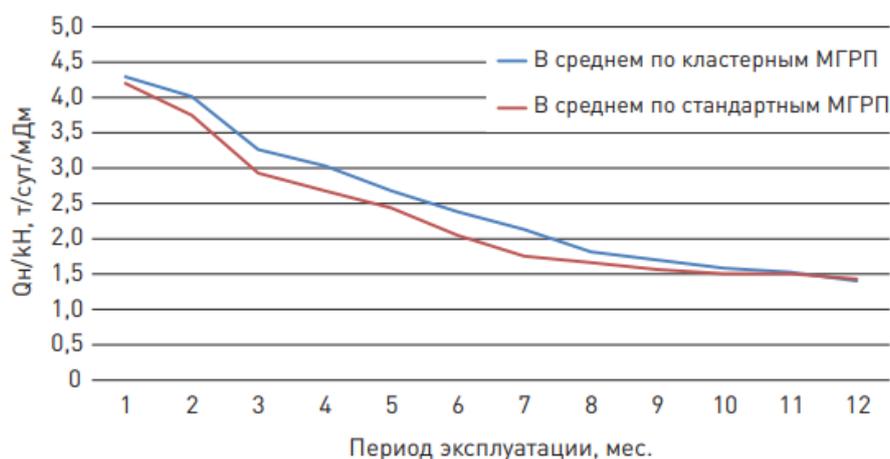


Рисунок 21 – Дебиты нефти, после применения кластерной и стандартной технологий МГРП

В качестве заключения из проведённого исследования, можно отметить, что технология кластерного МГРП HiWAY практически зарекомендовала себя в качестве надёжной альтернативы МГРП по стандартной технологии, что в целом данная технология позволяет быстрее и эффективнее заканчивать скважины с рядом очевидных преимуществ, основным из которых можно назвать экономическую целесообразность - ввиду меньшего количества требуемого объёма проппанта, необходимого для создания трещин той же геометрии, меньшего объёма смеси и затрат на логистику для доставки соответствующих материалов. Основной же вывод, который можно сделать из результатов данного сравнительного исследования, состоит в том, что кластерная технология HiWAY как минимум не уступает стандартной технологии МГРП – ни в одной из сравниваемых групп скважин HiWAY не уступил по продуктивности, а в некоторых случаях демонстрировал очевидное преимущество.

3.3 Применение различных технологий кислотного ГРП на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края

В наши дни во всём мире можно отметить тенденцию к снижению добычи нефти из терригенных коллекторов традиционного типа, наряду с

растущим вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных по большей части в карбонатных отложениях. Для повышения эффективности при разработке месторождений данного типа проводятся различные мероприятия по интенсификации, цель которых – увеличение продуктивности добывающих скважин и темпов выработки запасов при разработке. Кислотный ГРП (КГРП) является одним из наиболее распространённых методов интенсификации добычи из скважин на карбонатных коллекторах. Проведение КГРП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в данном регионе осложняется особенностями геологического строения залежей, разнообразием минералогического состава пород пластов-коллекторов и свойств пластовых флюидов [16].

Большая часть нефтяных месторождений Пермского края разрабатывается ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Эти месторождения можно условно разделить на три группы – Южную, Северную и Ножовскую. Залежи имеют непростое геологическое строение, со значительной расчленённостью разреза и низкой проницаемостью. Нефти Южной группы месторождений характеризуются повышенной вязкостью, парафинистые, со средним и высоким содержанием газа. Для нефтей Северной группы месторождений характерны малая вязкость, наличие парафинов и высокое содержание газа. Нефти Ножовской группы месторождений отличаются высокой вязкостью, парафинистые, с незначительным содержанием газа [16].

Карбонатные коллекторы месторождений Пермского края характеризуются разнообразной структурой порово-пустотного пространства. По результатам исследований образцов керна, проведённых с помощью методов рентгеновской томографии, установлено, что в южной части региона (например, Осинское месторождение) в коллекторах преобладает поровая структура без выраженных каверн и трещин. В северной части региона, пустотные пространства коллекторов характеризуются более сложным строением, с наличием зон обладающих естественной трещиноватостью и каверзностью (Гагаринское

месторождение), наличием микротрещин, а также пористостью разнообразного типа – как равномерной (Маговское месторождение), так и неравномерной (Уньвинское месторождение) [16].

Для целевых пластов Южной группы месторождений (Т – Бш – Срп - В₃В₄ - КВ₁ - Пд) характерны следующие параметры:

- *Пласт Т* – эффективная нефтенасыщенная толщина 0,5-17,0 м; коэффициент пористости 0,07-0,21 д. ед.; расчленённость 1,0-32,0 д. ед.; начальное пластовое давление 50-152 атм.;

- *Пласты Бш – Срп* - эффективная нефтенасыщенная толщина 0,7-27,3 м; коэффициент пористости 0,10-0,19 д. ед.; расчленённость 2,0-21,4 д. ед.; начальное пластовое давление 103-220 атм.

- *Пласты В₃В₄ - КВ₁ – Пд* - эффективная нефтенасыщенная толщина 0,7-4,5 м; коэффициент пористости 0,11-0,21 д. ед.; расчленённость 1,0-7,5 д. ед.; начальное пластовое давление 100-128 атм. [15].

Как указано в работе [15], на скважинах Южной группы месторождений (пласт Т) с целью интенсификации добычи применялись такие методы, как радиальное бурение, кислотные обработки, а также кислотные ГРП различных разновидностей. В числе использованных разновидностей КГРП можно выделить *многостадийный КГРП (МКГРП)*. В период с 2012 по 2015 гг. в данном регионе (пласт Т) была пробурена 31 горизонтальная скважина с типом заканчивания в виде МКГРП с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов в коллекторах с низкой проницаемостью. При этом, согласно данным, которые были опубликованы [15], дебит в этих скважинах вырос в 1,5 раза по сравнению со горизонтальными скважинами без ГРП. На рисунке 22 ниже представлены графики сопоставления дебитов на скважинах с разными типами заканчивания – по пласту Т.

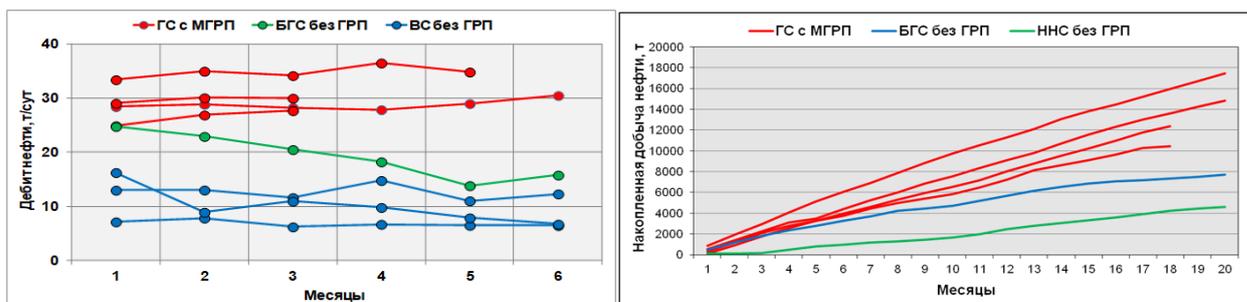


Рисунок 22 – Сопоставление дебитов нефти (т/сут) на графике слева, и накопленной добычи нефти (т) на графике справа – на скважинах с различными типами заканчивания (пласт Т, Южная группа месторождений)

В качестве ещё одной разновидности КГРП, которая применялась для интенсификации добычи из карбонатных коллекторов Южной группы месторождений (пласт Т), автор работы [15] выделяет *КГРП с применением гидрофобной эмульсии*. Объектом применения данной технологии явились скважины с повышенной обводнённостью добываемой продукции.

Особенность технологии КГРП с применением гидрофобной эмульсии, исходя самого названия, заключается в использовании эмульсионных систем, дисперсный характер которых позволяет рабочей жидкости отфильтровываться в пропластки и трещины с наибольшей проницаемостью, а также придаёт рабочей жидкости способность к загущению при смешивании с пластовыми водами в процессе фильтрации вглубь пласта, и наоборот – придаёт способность к разжижению при диспергировании с нефтью [15]. В 2015 году, работы по КГРП с применением гидрофобной эмульсии были проведены на 5 скважинах, целевой пласт Т (рисунок 23). По результатам проведения этой разновидности КГРП на данных скважинах были отмечены следующие результаты [15]:

- + Средний прирост дебита нефти составил 6,9 т/сут.
- + Увеличение коэффициента продуктивности по нефти во всех случаях.
- + Меньший прирост обводнённости, по сравнению результатами стандартной технологии КГРП.

+ Положительные технико-экономические показатели.

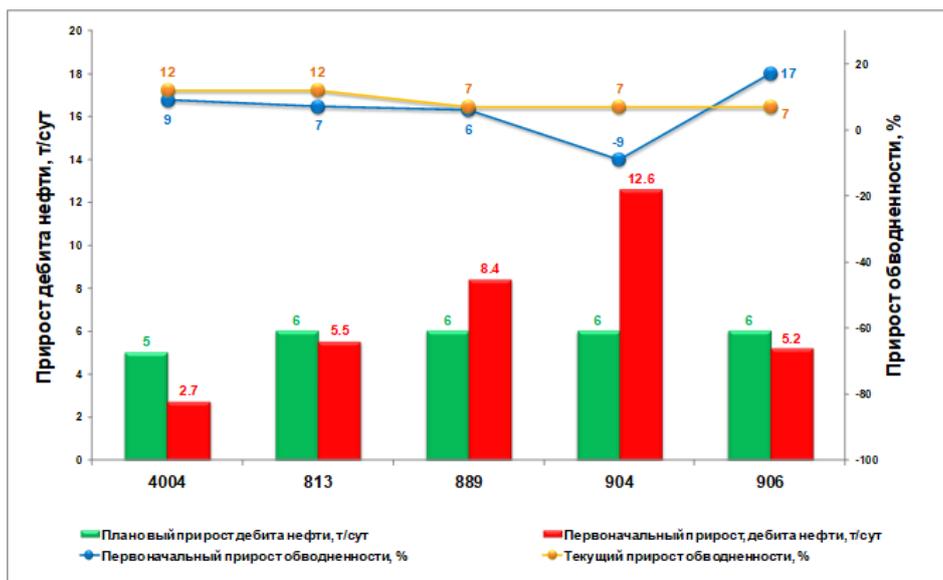


Рисунок 23 – Сопоставление плановых и фактических параметров на пяти скважинах (пласт Т, Южная группа месторождений), после проведения КГРП с гидрофобной эмульсией

Как отмечает [15], реализация технологии использования гидрофобной эмульсии, позволяет расширить критерии подбора скважины для ГРП по показателю обводнённости до 50%. При использовании стандартной технологии, этот показатель составляет менее 30%.

Для пластов Северной группы месторождений (Т – Фм – Фр) характерны параметры:

- эффективная нефтенасыщенная толщина 0,9-22,2 м; коэффициент пористости 0,08-0,13 д. ед.; расчленённость 3,5-40,0 д. ед.; начальное пластовое давление 182-278 атм. [15].

Скважины Северной группы месторождений (пласты Т – Фм – Фр) характеризуются резким снижением продуктивности / динамики дебитов, которое происходит по ряду причин, основными из которых являются: высокая прерывистость (линзовидность) коллекторов, низкие фильтрационно-ёмкостные свойства поровой матрицы, а также малая ёмкость трещин, наряду со снижением трещинной проницаемости [15].

Наряду с такими методами интенсификации, как кислотные обработки и радиальное бурение, на данных скважинах применялись различные разновидности кислотного гидравлического разрыва пласта (см. рисунок 24 ниже).

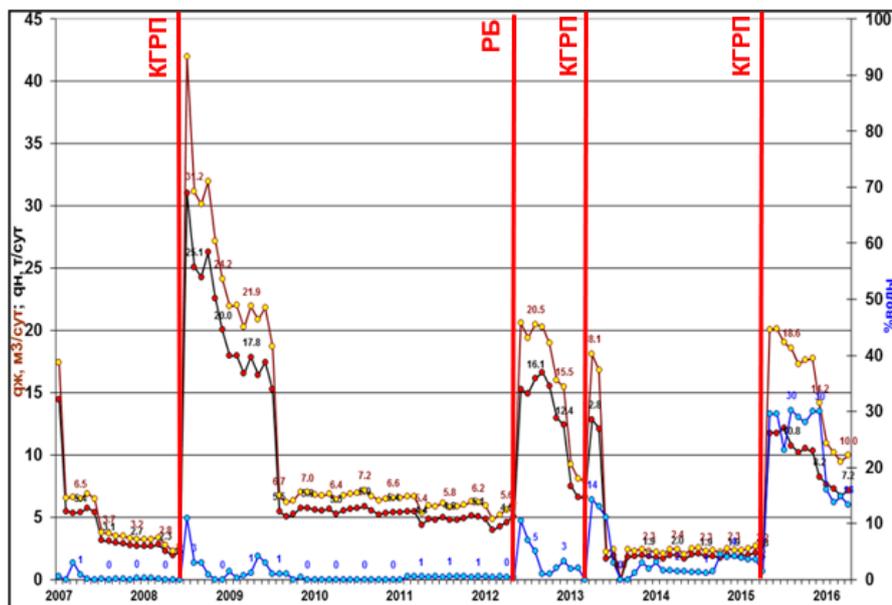


Рисунок 24 – Динамика дебитов жидкости (м³/сут.) и нефти (т/сут.), после проведённых операций по КГРП и Радиальному бурению (РБ) на одной из скважин Северной группы месторождений – за период 2007-2016 гг.

Одной из разновидностей КГРП, опробованных на пластах Северной группы месторождений, был **КГРП с закреплением проппантом**. Целью данной разновидности кислотного ГРП было увеличение эффективности КГРП благодаря повышению продолжительности эффекта. В качестве скважин-кандидатов на проведение данных операций выбирались скважины, со следующими характерными особенностями:

- Низкая продолжительность эффекта от стандартных КГРП.
- Повышенная расчленённость (10-30 ед.) и неоднородность разреза.
- Пониженное пластовое давление.

Технология проведения КГРП с закреплением проппантом состояла в следующем:

1. Поочерёдная закачка стадий геля-отклонителя со средним объёмом 120 м³ и кислотного состава среднего объёма около 100 м³.
2. Подача пропантовой пачки в стадии с гелем отклонителем. Расклинивающий материал в данном случае выступает в качестве механического отклонителя кислотного состава.
3. В стадию продавки также включается пропантная пачка со средней массой около 8 т. – с целью закрепления образовавшейся трещины.

По результатам проведения КГРП с закреплением пропантом были выявлены следующие преимущества данной технологии в сравнении со стандартным КГРП:

- + Были получены более низкие темпы падения дебита нефти - 6%, после применения КГРП по стандартной технологии этот показатель составлял около 16% (см. рисунок 25 ниже).
- + Длительность эффекта выросла с 9 мес. до 18 мес.
- + Дополнительная добыча нефти увеличилась на 48% - по сравнению со стандартной технологией КГРП [4].

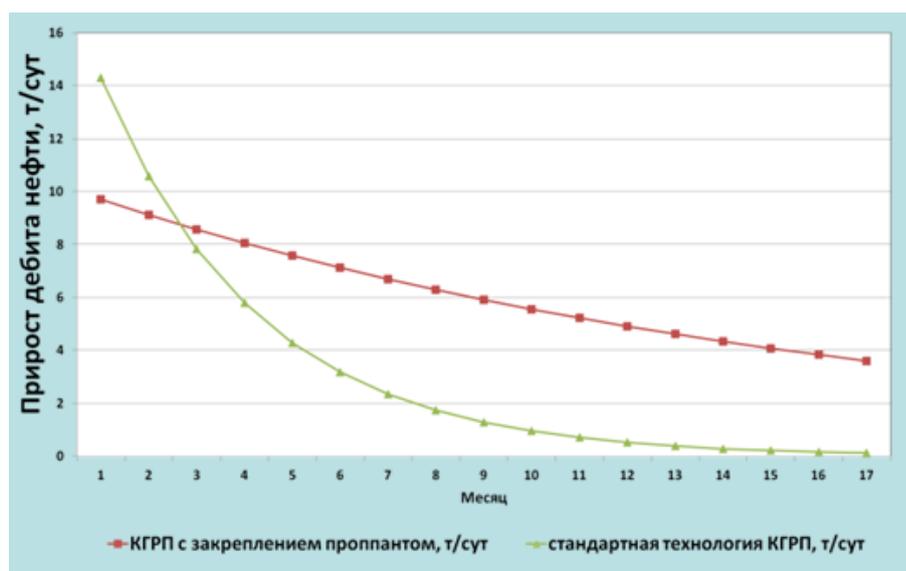


Рисунок 25 – Сопоставление темпов падения приростов дебита нефти (т/сут), после проведённых операций по стандартной технологии КГРП и КГРП с пропантом

В общем и целом, как заключает [15], за период с 2007 по 2015 гг. на месторождениях Пермского края было применено 15 различных технологий ГРП в карбонатных коллекторах. Помимо упомянутых выше *МКГРП*, *КГРП с закреплением проппантом* и *КГРП с гидрофобной эмульсией*, это *стандартные одиночные КГРП*, *КГРП без стадий с гелем-отклонителем*, *эмульгированный КГРП с ксилолом*, *пенный КГРП с азотом* и другие разновидности КГРП. В число использовавшихся в карбонатных коллекторах технологий гидравлического разрыва пласта входили и проппантные ГРП (*стандартный одиночный проппантный ГРП*, *термогазокислотный ГРП*, *ГРП с жидкостью разрыва на углеводородной основе*), которые применялись на скважинах с низкой эффективностью стандартных КГРП, обусловленной в том числе пластовым давлением, превышающим давление насыщения, наличием плотных перемычек в кровле и подошве целевого пласта высотой не менее 3,5 м и т.п. Хотя первоначальная эффективность проппантного ГРП в указанных коллекторах оказалась несущественно выше – в 1,2 раза по сравнению с КГРП, продолжительность эффекта воздействия была больше (продолжительность эффекта в данном случае увеличивается за счёт создания трещин большей длины и увеличенной проводимости, о чём свидетельствуют более высокие показания чистого давления P_{net}) [15].

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрею Алексеевичу

Школа	ИППР	Отделение Школа	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело. специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость проведения стандартного пропантного (одиночного) ГРП.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведены расчеты эффективности проведения ГРП по стандартной технологии с использованием пропанта и гелем на водной основе на месторождении X.</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операции, а также от курса цен на нефть.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проведём экономическую оценку для типовых операции по гидравлическому разрыву пласта в виде стандартных проппантных ГРП, проведённых на месторождении X. силами сервисной компании Y. для нефтедобывающего предприятия Z. Необходимость экономической оценки предполагаемых работ по гидравлическому разрыву пласта отвечает критерию достижения экономического эффекта от максимально полного извлечения нефти и получения прибыли благодаря дополнительной добыче при условии соблюдения требований техники безопасности и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность отдельной работы по ГРП выражается в расчёте прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: расходы на мобилизацию персонала, техники и материалов, затраты на дальнейшие подготовительные работы, проведение основной работы по ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации данного проекта мы предполагаем получить дополнительную добычу нефти в объёме 92 829 тыс. т. (таблица 4.1) за три года эксплуатации.

Целью проводимых мероприятий является оценка экономической эффективности операций стандартного (одиночного) проппантного гидравлического разрыва пласта на месторождении X.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести расчёт эффективности проведения стандартного проппантного ГРП;
- определить от чего зависит эффективность стандартного проппантного ГРП;

- проанализировать количество и направленность отчислений из бюджетных средств.

Следующие показатели являются основополагающими для принятия проекта к реализации: дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направленных на освоение нефтяного месторождения X., расчёт NPV даёт ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведённых чистых поступлений к суммарному объёму капитальных вложений. Значение индекса доходности интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, то работа является эффективной, если $PI < 1$, то работа не рентабельна.

4.1 Исходные данные и нормативная база для расчёта экономических показателей работ

Исходные данные для расчёта экономических показателей проекта работ по ГРП приведены в таблице 4.1 и таблице 4.2

Таблица 4.1 – Экономические условия расчёта

Показатели	Единица измерения	Величина
Количество проведённых работ по ГРП	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс. т.	92,8
Стоимость одной работы по ГРП	тыс. руб.	3061,0385
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб. / т.	7800
Норма дисконта	%	15
Расчётный период	год	3

Таблица 4.2 – Данные для расчёта экономической эффективности

Скважина	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти благодаря ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2019г.		2020г.		2021г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
121	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
122	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
127	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
131	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
132	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
134	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
143	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
144	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
145	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
146	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
ИТОГО по скважинам:									94280	187913	92829

Прогноз добычи нефти без ГРП составляет 94280 т.

Добыча нефти после ГРП составляет 187913 т., что соответствует:

В 2019 году – 72 336,1 т.

В 2020 году – 64 178,2 т.

В 2021 году – 51 398,7 т.

Дополнительная добыча нефти посредством ГРП составляет 92829 т., и за рассматриваемый период выглядит следующим образом:

В 2019 году – 35 734 т.

В 2020 году – 31 704 т.

В 2021 году – 25 391 т.

Расчёт затрат на процесс проведения стандартного проппантного ГРП на одной скважине выполнен на основании сметы затрат и нормативов.

Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята на уровне 7800 руб./т.

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$V_t = (C_n \times Q_n), \quad (4.1)$$

где, C_n – цена реализации в t-ом году, руб./т.,

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год, т.

Определим прирост выручки благодаря дополнительной реализации нефти:

$V_1 = 35734 \times 7800 = 278\,725\,200$ руб., за 2019 год.

$V_2 = 31704 \times 7800 = 247\,291\,200$ руб., за 2020 год.

$V_3 = 25391 \times 7800 = 198\,049\,800$ руб., за 2021 год.

Прирост выручки за 3 года составил 724 066 200 рублей.

Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны исходя из зависимости нормативно-технологических показателей.

Таблица 4.3 – Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Единица измерения	Величина
Расходы на энергию по извлечению нефти	Руб./т.	6,6
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка рабочей жидкости)	Руб./т.	99,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Руб./т.	13,39
Расходы по технологической подготовке нефти	Руб./т.	92,95
Обслуживание скважин	Тыс. руб./скв.	398,84
Балансовая стоимость ОПФ	Млн. руб.	10,92
Остаточная стоимость ОПФ	Млн. руб.	3,25
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в том числе ПРС)	Руб./т.	468,52
Цеховые расходы	Тыс. руб./т.	141,31
Общепроизводственные расходы	Тыс. руб./скв.	708,24
Прочие производственные расходы	Тыс. руб./скв.	19,63

Расчёт эксплуатационных затрат

Обслуживание скважин:

$$Z_{об} = 398\,840 \times 10 = 3\,988\,400 \text{ руб. за 1 год.}$$

$Z_{об} = 3\,988\,400 \times 3 = 11\,965\,200 \text{ руб. за 3 года (весь рассматриваемый период).}$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$$Z_{эл/эн} = 72\,336,1 \times 6,6 = 477\,418,26 \text{ руб., за 2019 год.}$$

$$Z_{эл/эн} = 64\,178,2 \times 6,6 = 423\,576,12 \text{ руб., за 2020 год.}$$

$$Z_{эл/эн} = 51\,398,7 \times 6,6 = 339\,231,42 \text{ руб., за 2021 год.}$$

Итого по энергетическим затратам за 3 года – 1 240 225,8 руб.

Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка рабочей жидкости) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{зак} = 72\,336,1 \times 99,9 = 7\,226\,376,39 \text{ руб., за 2019 год.}$$

$$Z_{зак} = 64\,178,2 \times 99,9 = 6\,411\,402,18 \text{ руб., за 2020 год.}$$

$$Z_{зак} = 51\,398,7 \times 99,9 = 5\,134\,730,13 \text{ руб., за 2021 год.}$$

Итого затраты по закачке рабочей жидкости за 3 года – 18 772 508,7 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{сб} = 72\,336,1 \times 13,39 = 968\,580,38 \text{ руб., за 2019 год.}$$

$$Z_{сб} = 64\,178,2 \times 13,39 = 859\,346,1 \text{ руб., за 2020 год.}$$

$$Z_{сб} = 51\,398,7 \times 13,39 = 688\,228,59 \text{ руб., за 2021 год.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 2 516 155,07 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$Z_{подг} = 72\,336,1 \times 92,95 = 6\,723\,640,5 \text{ руб., за 2019 год.}$$

$$Z_{подг} = 64\,178,2 \times 92,95 = 5\,965\,363,7 \text{ руб., за 2020 год.}$$

$$Z_{подг} = 51\,398,7 \times 92,95 = 4\,777\,509,2 \text{ руб., за 2021 год.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 17 466 513,4 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в том числе ПРС) за каждый год расчётного периода:

$$Z_{ПРС} = 72\,336,1 \times 468,52 = 33\,890\,909,57 \text{ руб., за 2019 год.}$$

$$Z_{ПРС} = 64\,178,2 \times 468,52 = 30\,068\,770,26 \text{ руб., за 2020 год.}$$

$$Z_{ПРС} = 51\,398,7 \times 468,52 = 24\,081\,318,92 \text{ руб., за 2021 год.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования за 3 года – 88 040 998,75 руб.

Текущие затраты в целом:

$$Z_{тек} = Z_{об} + Z_{эл/эн} + Z_{зак} + Z_{сб.} + Z_{подг} + Z_{ПРС} \quad (4.2)$$

$$Z_{тек} = 49\,685\,765,1 \text{ руб., за 2019 год.}$$

$$Z_{тек} = 47\,716\,858,36 \text{ руб., за 2020 год.}$$

$$Z_{тек} = 39\,009\,418,26 \text{ руб., за 2021 год.}$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 136 412 041,72 руб.

Капитальные вложения

Расчёт капитальных вложений производится с учётом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данной работе подобные

вложения не предусмотрены, и в качестве капитального вложения рассматривается стоимость работы по гидравлическому разрыву пласта.

Сюда входит также оборудование, предоставляемое подрядной организацией для выполнения работ по ГРП: 4 насосного агрегата высокого давления (насосы ГРП), смесительная установка (блендер ГРП), песковоз (для транспортировки проппанта), манифольд, станция контроля ГРП (с отсеком полевой лаборатории), комплект подвески НКТ, колонная головка (арматура ГРП), извлекаемый пакер, скрепер.

Персонал для проведения инженерно-сопроводительных операций в процессе отдельной работы по стандартному проппантному ГРП: инженер, лаборант.

Персонал, задействованный в работе, состав бригады ГРП: мастер по ПНП, 2 оператора блендера ГРП, 8 операторов насосных агрегатов, оператор станции контроля, оператор песковоза, 2 машиниста автокрана.

Стоимость услуг по проведению стандартного проппантного ГРП приведена в таблице 4.4 ниже.

Таблица 4.4 – Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инж. сопровождения	150 часов	136 500
Оборудование		
Техника флота ГРП	9	1 235 000
Пакер	1	91 000
Колонная головка	1	325 000
Подвеска НКТ	До 1500м	416 000
Скрепер	1	65 000
Материалы		
Жидкость разрыва на водной основе	руб./м ³	7150
Проппant	руб./т.	70 908,5
Проппant ВогоProp	руб./т.	29 380
Мобилизационные расходы		
Мобилизация и демобилизация		685 100

Итого стоимость отдельной работы по стандартному пропантному ГРП составляет 3 061 038,5 руб. и внесена в таблицу 4.1 (Экономические условия).

Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные, и во внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{V_t - \Delta t - N_t}{(1 + E_H)^{t - t_p}}, \quad (4.3)$$

где, Π_t – прибыль от реализации продукции;

T – расчётный период оценки деятельности предприятия;

V_t – выручка от реализации продукции;

Δt – эксплуатационные затраты с амортизацией;

N_t – сумма налогов;

E_H – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно, текущий и расчётный года.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{эсп.}} = Z_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв.}} \quad (4.4)$$

$Z_{\text{эсп.}} = 104\,198\,896,36$ руб., за 2019 год.

$Z_{\text{эсп.}} = 92\,911\,840,45$ руб., за 2020 год.

$Z_{\text{эсп.}} = 75\,239\,803,86$ руб., за 2021 год.

Итого за 3 года расчётного периода – 272 350 540,67 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$\Pi_t = V_t - (Z_{\text{эсп.}} + N_{\text{ндс}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}}) \quad (4.5)$$

$\Pi_1 = 127\,630\,290,84$ руб., за 2019 год.

$P_2 = 112\,774\,588,29$ руб., за 2020 год.

$P_3 = 89\,492\,028,6$ руб., за 2021 год.

Итого за 3 года расчётного периода – $329\,896\,907,73$ руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$H_{\text{пр}} = 127\,630\,290,84 \times 20/100 = 25\,526\,058,17$ руб., за 2019 год.

$H_{\text{пр}} = 112\,774\,588,29 \times 20/100 = 22\,554\,917,66$ руб., за 2020 год.

$H_{\text{пр}} = 89\,492\,028,6 \times 20/100 = 17\,898\,405,72$ руб., за 2021 год.

Итого за 3 года расчётного периода – $65\,979\,381,55$ руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$P_{\text{пр.}} = P_t - H_{\text{пр}} \quad (4.6)$$

$P_{\text{пр.}} = 102\,104\,232,67$ руб., за 2019 год.

$P_{\text{пр.}} = 90\,219\,670,63$ руб., за 2020 год.

$P_{\text{пр.}} = 71\,593\,622,88$ руб., за 2021 год.

Итого за 3 года расчётного периода – $263\,917\,526,18$ руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$P_{\text{пр.диск.}} = 88\,786\,289,28$ руб., за 2019 год.

$P_{\text{пр.диск.}} = 78\,451\,887,5$ руб., за 2020 год.

$P_{\text{пр.диск.}} = 62\,255\,324,24$ руб., за 2021 год.

Итого за 3 года расчётного периода – $229\,493\,501,02$ руб.

4.2 Расчёт экономических показателей проекта работ

Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности определяется как сумма текущих годовых потоков, приведённых к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}} \quad (4.7)$$

где, NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

P_t – прибыль от реализации в t -м году;

A_t – амортизационные отчисления в t -м году;

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t -м году.

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$NPV_1 = 61\,310\,656,68$ руб., за 2019 год.

$NPV_2 = 52\,760\,849,83$ руб., за 2020 год.

$NPV_3 = 39\,369\,237,96$ руб., за 2021 год.

Итого NPV за 3 года расчётного периода – $153\,440\,744,47$ руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта работ, так как поступлений от его реализации достаточно для возмещения затрат и обеспечения минимально требуемого уровня доходности.

Индекс доходности

Индекс доходности (PI) – отношение суммарных приведённых чистых поступлений к суммарному объёму капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t - t_p}}}{\sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1 + E_H)^{t - t_p}}}, \quad (4.8)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (728\,076\,528,01 / 1,15) / (42\,172\,728 / 1,15) = 1,7$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 0$, что в свою очередь свидетельствует об эффективности проекта работ.

Период окупаемости ($P_{ок}$) – продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются её положительными значениями. Период окупаемости может быть определён из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t - t_p}} = 0, \quad (4.9)$$

где, $P_{ок}$ – период возврата вложенных средств в годах.

Определим прибыль предприятия за месяц:

$$P_{ср} = 250\,721\,650,01 / 36 = 6\,964\,490,28 \text{ руб./мес.}$$

Определим период окупаемости проведённого ГРП:

$$P_{ок} = 42\,172\,728 / 6\,964\,490,28 = 6 \text{ мес. (0,5 года).}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года – период, за который значение NPV и дальше положительно.

4.3 Экономическая оценка проекта работ

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений», РД 153-39-007-96.

Как показал расчет экономической эффективности, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение дополнительной добычи нефти в размере 250,721 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах месторождения Х. приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Экономическая оценка эффективности проекта работ

Показатели	Значения (по годам)		
	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Прирост добычи нефти, тыс. т.	35,7	31,7	25,4
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	278,7	247,3	198
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	104,2	92,9	75,2
Сумма налогов и платежей, млн. руб.	131,6	116,6	93,2
Прибыль предприятия, млн. руб.	102,1	90,2	71,6
Поток денежной наличности, млн. руб.	61,3	52,7	39,3
Индекс доходности, доли ед.	1,7		
Срок окупаемости, год	0,5		

4.4 Сопоставление технико-экономических показателей варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП

В работе определены технико-экономические показатели, к числу которых относятся: эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности, индекс доходности, период окупаемости вложенных средств. Данные показатели были рассчитаны по 10 скважинам месторождения Х. и динамике за 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа основного и проектного вариантов (с применением одиночного проппантного ГРП) представлены ниже в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением одиночных проппантных ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		без ГРП	с ГРП
Проектная добыча нефти	тыс. т.	94,3	187,1
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс. м ³	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учётом амортизационных отчислений	млн. руб.	258,6	530,9
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	138,3	291,8
Индекс доходности	ед.	-	1,7
Срок окупаемости	годы	-	0,5

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

1. Согласно расчётным данным, вариант с применением ГРП является более эффективным по основным экономическим параметрам, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 153,441 млн. руб., а дисконтированный доход государства составит 254,5 млн. руб. за 3 года.
2. При проведении гидравлического разрыва пласта по стандартной технологии с использованием проппанта и с гелем на водной основе, дополнительная добыча за 3 года составит 92,8 тыс. т. нефти.
3. Срок окупаемости проекта работ составляет 6 месяцев.

Определено, что эффективность проведения ГРП зависит от конечного прироста дебита нефти по результатам выполнения работ, а также от курса цен на нефть.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

3-2Б8Г1		Мирошниченко Андрею Алексеевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Сравнительный анализ современных технологий применения гидравлического разрыва пласта в различных геолого-промысловых условиях

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение:</p> <p>– характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения;</p> <p>– описание рабочей зоны (рабочего места) при проведении операции по гидравлическому разрыву пласта.</p>	<p><i>Объект исследования:</i> геологические и технологические риски при проведении операции по гидравлическому разрыву пласта.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтегазовые месторождения России.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> резко континентальный климат</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> скважинное оборудование, специализированное технологическое оборудование, рабочие отсеки специализированной техники с оборудованием для управления и контроля за процессом гидравлического разрыва пласта.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров работы и устранение неисправностей в процессе подготовки и проведения операции по гидравлическому разрыву пласта.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47.</p> <p>Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 22902-78. Система «человек- машина. Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования».</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>– анализ выявленных вредных и опасных факторов;</p> <p>– обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные со световой средой.

	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Химические реагенты; 2. Сосуды, работающие под давлением; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: печатки, специальная обувь, беруши, наушники, противогаз, защитные очки, каска, огнетушители.</p>
3. Экологическая безопасность	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение промышленными и бытовыми отходами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных вод.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха при работе выхлопных систем специализированного технологического оборудования; тепловое воздействие вследствие испарения части нагретой рабочей жидкости.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>Наиболее возможные ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> —разрыв трубопроводов, подающих рабочие жидкости с реагентами в скважину; —разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; —взрыв и пожар. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов линии подачи рабочих жидкостей, находящейся под высоким давлением.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Мирошниченко Андрей Алексеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объекты добычи нефти и газа являются объектами с высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Операция по гидравлическому разрыву 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.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Технология проведения гидравлического разрыва пласта практически реализуется 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 [17].

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 местностям, 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 по ГРП должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [18].

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 [19, 20].

5.2 Производственная безопасность

В процессе проведения ГРП на нефтяных и газовых месторождениях могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 5.1) [21]. Все работы, которые выполняют сервисные компании, предоставляющие услуги по гидравлическому разрыву пласта, 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 5.1 – 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 [22]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [23]
3. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [24]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП23-05-95* [25]
6. Химические реагенты	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [26]
7. Высокое давление	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [27]
8. Электромагнитное поле (электрический ток)	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [28]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия

5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Работы по ГРП выполняются на открытом воздухе. По этой причине они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра и естественных излучений. Метеорологические условия, в свою очередь, 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 [22]; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих.

При определённой температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы запрещаются (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – 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

5.2.1.2 Повышенный уровень шума

Работа оператора по ГРП связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, который создаётся работающим специализированным технологическим оборудованием на кустовой площадке (технические установки и агрегаты). На удаленные месторождения работников могут доставлять на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБ, что является превышением нормы. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на кустовых площадках предусматривается рациональная планировка производственных объектов и соответствующая расстановка технологического оборудования, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками [23].

5.2.1.3 Повышенный уровень вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте для персонала бригады ГРП обусловлен работой специализированного технологического оборудования на кустовой площадке, включая насосные агрегаты по закачке рабочей жидкости в скважину. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц [24]. При вибрации производительность работника снижается, увеличивается вероятность получения травмы. Для защиты от вибрации используются резиновые перчатки.

5.2.1.4 Опасные и вредные производственные факторы, связанные со световой средой

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

прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия

5.2.2.1 Химические реагенты

При проведении гидравлического разрыва пласта существует риск утечек углеводородов, а также реагентов, содержащихся в рабочей жидкости ГРП из скважинной арматуры и элементов линий высокого и низкого давления в технологическом оборудовании. При этом происходит контакт человека с парами вещества утечки, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Важно соблюдать меры предосторожности при проведении ГРП. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника [26].

5.2.2.2 Сосуды, работающие под давлением

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая, при определенных условиях, может реализоваться и повлечь за собой 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 и шлангах, соединяющих насосы и ёмкости с реагентами, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления в соответствии с ГОСТ 34347-2017 [27].

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.

5.2.2.3 Производственные факторы, связанные с электрическим током

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 [28]. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. Также следует использовать средства защиты от поражения электрическим током: перчатки, обувь, подставки, указатели, щиты.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором сопровождается антропогенным воздействием на окружающую среду. К такому 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.

5.3.1 Защита атмосферы

При проведении мероприятий по повышению нефтеотдачи, к которым относится гидравлический разрыв пласта, а также в процессе добычи нефти, на кустовых площадках выделяются углеводороды в различных фазовых состояниях – сюда можно отнести выбросы через неплотность фланцевых соединений специализированного технологического оборудования, запорно-регулирующей арматуры и сальниковых уплотнений обвязки устья скважин.

Значительный ущерб природным комплексам наносится в случае аварий. Основными причинами аварий являются: не отвечающий критериям безопасности монтаж специализированного технологического оборудования, механические повреждения и 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, своевременно проведённый техосмотр оборудования и дефектоскопия трубопроводов и элементов их соединений.

В компании, предоставляющей услуги по гидравлическому разрыву пласта, должен быть разработан, утверждён и принят к исполнению план действий на случай аварийной ситуации. Ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 в таблице 5.3 ниже [29].

Таблица 5.3 – 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

5.3.2 Защита гидросферы

Особое негативное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Среди разнообразных причин загрязнения подземных вод можно выделить следующие:

- разлив химических реагентов и нефти;
- перетоки флюида в затрубном / заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- нарушения правил хранения и утилизации хозяйственно-бытовых или твёрдых отходов.

После закачки рабочей жидкости гидроразрыва с примесью химических реагентов в пласт, нагнетательную скважину рекомендуется промывать достаточным объёмом инертной жидкости. Сброс жидкости необходимо производить в сборную ёмкость, а остатки реагентов собирать и доставлять в места утилизации. При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения, необходимо оградить место аварии, рассыпанные или разлитые вещества покрыть адсорбционным материалом, прекратить отбор подземных вод в зоне аварии для хозяйственно-питьевого водоснабжения [30].

5.3.3 Защита литосферы

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают углеводороды, а также химические реагенты, используемые в операциях по гидравлическому разрыву пласта. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов из элементов соединений трубопроводов и шлангов при подготовительных операциях, а также в процессе работы;
- утечка реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования обвязки устья 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.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с [31], при проведении операции по гидравлическому разрыву пласта может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, таких как: разрыв линии высокого давления и её элементов, через которую происходит закачка рабочей жидкости с химическими реагентами в скважину; разгерметизация устья скважины в процессе закачки с последующими газонефтеводопроявлением (ГНВП), взрывом и пожаром.

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.

5.5 Выводы

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, задействованных в проведении операций по гидравлическому разрыву пласта, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. В условиях проведения ГРП основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее химическими реагентами и углеводородами.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является базисом эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть решены в первую очередь ещё на этапе планирования любых операций по повышению нефтеотдачи, к которым относят ГРП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведён анализ основных технологий проведения гидравлического разрыва пласта, рассмотрены технологические особенности проведения типовой операции по ГРП, а также проведён анализ эффективности ряда современных технологий проведения ГРП в терригенных и карбонатных коллекторах месторождений России.

Использование современных методик гидравлического разрыва пласта на месторождениях России экономически целесообразно и имеет большие перспективы для применения на различных типах залежей, что обусловлено наличием значительных запасов углеводородов в низкопродуктивных коллекторах.

На примере Вынгапуровского месторождения очевидны преимущества технологии пропантного МГРП на горизонтальных скважинах по сравнению с проведением стандартных ГРП на наклонно-направленных скважинах на целевом пласте БВ₈¹ – не смотря на повышенные риски и более высокую стоимость работ МГРП, дебит нефти выше в 2,2 раза. В данных условиях, применение пропантного МГРП в скважинах с горизонтальным окончанием представляется более рациональным.

Применение кластерного МГРП по технологии NiWAY хорошо зарекомендовало себя на целевых пластах АС₁₀–АС₁₂ Приобского месторождения, которые характеризуются низкой проницаемостью и высокой степенью расчленённости. По результатам анализа применения данного метода, видно, что не смотря на незначительное преимущество в росте дебита в сравнении с стандартной технологией МГРП, технология NiWAY позволяет быстрее и эффективнее заканчивать скважины, ввиду меньших расходов на используемые материалы, включая логистические расходы по их доставке, и по причине меньших рисков технологических осложнений.

Использование кислотного ГРП практически доказало свою эффективность на месторождениях Пермского края, где запасы

углеводородов приуроченные к низкопроницаемым, неоднородным и расчленённым карбонатным коллекторам, вовлекаются в разработку посредством различных технологий КГРП. Анализ применения различных методик КГРП показал рост дебита – в среднем в 1,5 раза (прирост около 10 т/сут). При этом, на скважинах, где применение КГРП не показало достаточной эффективности, целесообразно рассмотреть применение КГРП с закреплением проппантом. Результаты анализа показали, что данная разновидность КГРП позволяет увеличить продолжительность эффекта от стандартных кислотных операций, за счёт более низких темпов падения дебита нефти, и почти полуторакратного увеличения дополнительной добычи по сравнению со стандартной технологией КГРП.

По результатам проведённого анализа эффективности указанных выше методов и технологий ГРП, на примере месторождений России, можно сделать вывод, что их применение даёт очевидный экономический эффект в относительно недолгой перспективе. Перед тем, как делать выбор в пользу той или иной разновидности ГРП, нужно понять простую истину – универсального метода не существует, так как месторождения имеют свои особенности, и каждая технология должна быть адаптирована к условиям применения. Необходимо учитывать геологические особенности залежи, проводить тщательную и продуманную работу по подготовке скважины, оборудования и материалов, не жалеть средств в обучение высококвалифицированного персонала. Также представляется необходимым проводить исследования и разработки новых ещё более эффективных методик, в условиях экономических вызовов и непростой геополитической обстановки последнего времени, не забывая и об экологической безопасности - для предотвращения непоправимого вреда недрам и окружающей среде, как основному и невозполнимому богатству нашей страны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Интенсификация добычи. Пособия для обучения / Billy Almon, Jeff Fleming, Kathy Mead, Von Parkey // Halliburton Energy Institute. – 2003 - с. 13-15, 37-38, 191, 196-197, 210.
2. Hydraulic Fracturing Applications (Применение гидравлического разрыва пласта) / Alfred R. Jennings, Jr. P.E. // Enhanced Well Stimulation, Inc. – 2003. – с. 6-8, 30, 62, 97-99, 153.
3. Base Engineering Course. (Базовый инженерный курс) // Trican Well Services. – 2013. – с. 6-7, 28-29, 67-68, 72, 82-85, 92-95, 107, 111-112, 157-159, 227, 234-237, 251-253, 272-273.
4. Классификация гидроразрывов пласта. Проектирование операций ГРП / Е. В. Власенко // Молодой ученый. - 2019. - № 2 (240). - с. 16-18.
5. Обоснование применимости технологии гидроразрыва пласта для разработки газосланцевых толщ бассейна Сычуань (по аналогии со сланцевыми толщами США) / Циу Пин, В.С. Якушев // Актуальные проблемы добычи газа. -2016. - № 2 (26). – с. 42-45.
6. Проведение ГРП по технологии HiWAY с применением высокотемпературного фибер-волокна на Уренгойском месторождении / Л. Р. Хабибуллин, О. А. Тугушев // Молодой ученый. — 2020. — № 11 (301). — с. 230-232.
7. Анализ технологий проведения многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах / Э.А. Акопян, Л.Ю. Степанец // Инновационная наука. – 2018. - №7-8. – с. 17-18.
8. Новый взгляд на ГРП. Поиск перспективных решений проблемы повторной стимуляции / В.Т. Киршин // ООО «РН-Уватнефтегаз». – 2019. – с. 3.
9. Опыт проведения высокорасходного МГРП по технологии Plug & Perf на карбонатных коллекторах нетрадиционного типа / К.В. Мироненко, А.А. Кудряшов, Д.В. Ткачѳв // журнал «Neftegaz.RU». – 2022. - №5-6.

10. Применение технологии Plug & Perf при многозональном гидроразрыве в скважинах с горизонтальным окончанием. Опыт поточного выполнения кислотных разрывов / П.С. Демакин // Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» // – 2018. - №4 (066). – с.46-48.

11. AbrasiFRAC – передовое направление в эффективном комплексе операций по интенсификации притока скважины / А.Н. Сердюк, В.А. Кузнецов, М.В. Николаев, Р.Ф. Гумеров, К.В. Бурдин // Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» // – 2010. - №1 (031). – с.32-35.

12. Кластерный ГРП в горизонтальных скважинах / А. Юдин, У. Мавлеткулов, Н. Чебыкин, А. Сердюк // Oil&Gas Journal Russia – 2018. - №4, с.48-53.

13. Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении / И.Т. Шкряба, С.Ф. Мулявин, И.И. Клещенко, В. Ю. Кусакин // Нефть и Газ – 2017. - №4, с.89-92.

14. Применение метода гидроразрыва пласта для повышения дебита нефти на Вынгапуровском месторождении / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Аванесов // Булатовские чтения. Сборник статей – 2018, с.133-138.

15. Технологии интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах Пермского края / А.С. Казанцев // Презентационный материал – 2016, Россия, Пермь.

16. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края / В.А. Новиков, Д.А. Мартюшев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2020. - Т.20, №1. - с.72-87.

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

18. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
19. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
20. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность.
25. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
26. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
27. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
28. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
29. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
30. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
31. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.