

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
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Применение гидравлического разрыва пласта с целью повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях

УДК 622.276.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Самсонов Н.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т.Г	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>ПК-26,) (АВЕТ-3б)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Самсонов Н.А.

Тема работы:

Применение гидравлического разрыва пласта с целью повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора	28.02.2020г. №59-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Теоретические основы проведения гидравлического разрыва пласта Критерии выбора скважин для проведения ГРП Оценка потенциала применения ГРП на примере Советского месторождения Оптимизация процесса проведения ГРП Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Производственная безопасность</i>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Особенности проведения	старший преподаватель

гидравлического разрыва пласта. 2. Оценка потенциала применения ГРП на примере Советского месторождения 3. Оптимизация процесса проведения ГРП	Пулькина Н.Э.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Трубченко Т.Г
5. Социальная ответственность	Ассистент Сечин А.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Особенности проведения гидравлического разрыва пласта.
2. Оценка потенциала применения ГРП на примере Советского месторождения
3. Оптимизация процесса проведения ГРП
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
---	-----------

Задание выдал руководитель/консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			2.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Самсонов Н. А.		2.03.2020

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
 Уровень образования Бакалавр
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.04.2020	Особенности проведения гидравлического разрыва пласта	30
08.05.2020	Оценка потенциала применения ГРП на примере Советского месторождения	20
23.05.2020	Оптимизация процесса проведения ГРП	30
16.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В.	к.ф.-м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

СОГЛАСОВАНО:

РУКОВОДИТЕЛЬ ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			2.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 75 страниц, 25 рисунков, 9 таблиц, 11 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, проппант, эффективность жидкости ГРП, безразмерная проводимость трещины, скин-фактор.

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

Цель работы – анализ эффективности применения ГРП на нефтяных месторождениях.

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что технология ГРП обладает высокой эффективностью и может быть рекомендована к применению на низкопродуктивных коллекторах.

В работе описан алгоритм оптимизации процесса ГРП на Советском месторождении, данный алгоритм также может быть применен и на других месторождениях, подходящих по критериям применимости ГРП.

Итогом работы является определение особенностей и ограничений технологии, анализ потенциальных способов ее оптимизации, а также алгоритм, позволяющий повышать эффективность ГРП.

С учетом значительного опыта применения ГРП на Советском месторождении в работе также проводится анализ применения легкого проппанта, а также использование жидкостей ГРП на водной основе.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

ГРП (гидравлический разрыв пласта) – формирование трещин в массивах газо-, нефте-, водонасыщенных и других горных породах под действием подаваемой в них под давлением жидкости. Операция проводится в скважине для повышения дебита за счет разветвленной системы дренирования, полученной в результате образования протяженных трещин.

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГПП – гидropескоструйная перфорация

ППД – поддержание пластового давления

СКО – солянокислотная обработка

ДП – дополнительная перфорация

Оглавление

Введение.....	10
1 Особенности проведения Гидравлического разрыва пласта	12
1.1 Теоретические основы проведения гидравлического разрыва пласта	12
1.2 Критерии выбора скважин для проведения ГРП.....	19
2 Оценка потенциала применения ГРП на примере Советского месторождения	20
3 Оптимизация процесса проведения ГРП.....	39
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	44
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	44
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	44
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	44
4.2 Структура работ в рамках научного исследования	46
4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ	47
4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования.....	48
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	51
4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ	51
4.3.2 Расчет амортизационных отчислений.....	51
5 Социальная ответственность	58
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	58
5.2 Производственная безопасность	60
5.3 Экологическая безопасность.....	66
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
Заключение	73
Список используемых источников.....	75

Введение

Гидравлический разрыв пласта является наиболее часто используемым методом увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири.

Это объясняется высокой эффективностью мероприятия – в среднем происходит повышение стартового дебита в 3-5 раз, при этом стоимость операции составляет от 500 тыс. руб. до 2 млн. руб., что делает более 80% операций рентабельными.

Помимо возможности повысить стартовый дебит, технология ГРП позволяет увеличить нефтеотдачу пласта за счет присоединения ранее недренируемых пропластков и увеличения радиуса дренирования при помощи создания длинных трещин.

Однако, не смотря на преимущества, технология ГРП имеет ряд ограничений – необходимо понимать физическую составляющую процесса для того, чтобы не происходил прорыв трещины в нецелевые зоны, требуется подбирать дизайн ГРП для предотвращения аварий и увеличения эффективности операции.

В связи с этим в работе рассматриваются основные составляющие процесса ГРП – жидкости ГРП, проппант и параметры закачки, а также приводятся основные формулы, по которым можно определить потенциальные параметры трещины, а также ожидаемый прирост по продуктивности.

На примере Советского месторождения (Томская область) анализируется накопленный опыт. Основным выводом, который можно сделать из данного анализа, является подтверждение высокой эффективности ГРП, но при этом не все операции оказывались удачными из-за прорыва воды в нецелевые интервалы.

Также в анализе приведена информация о потенциальных корректировках в дизайне – использование жидкости ГРП на углеводородной основе, применения легкого проппанта для оптимального заполнения трещины, а также применение гидropескоструйной перфорации (ГПП).

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

Актуальность работы – ГРП является основным методом увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири. По мере снижения средней проницаемости разрабатываемых месторождений все более актуальным становится оптимизация технологии ГРП.

Задачи исследования:

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

1 Особенности проведения Гидравлического разрыва пласта

Со временем происходит снижение проницаемости разрабатываемых месторождений, что приводит к снижению дебита нефти. Для того чтобы поддерживать уровень выше предела рентабельности требуется применение методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи.

Одной из самых распространенных технологий является применение гидравлического разрыва пласта.

Гидравлический разрыв пласта применяется с середины 20 века.

Изначально вследствие слабых представлений о механике пласта и влияния рабочего давления на параметры создаваемой трещины для обеспечения совместимости жидкости разрыва с породой и пластовой жидкостью использовалась сырая дегазированная нефть.

Но со временем большое количество исследований по расчету параметров гидравлического разрыва пласта, развитие технологии проведения операций, а также с появлением средств для моделирования эффективность операций заметно возросла. [1]

1.1 Теоретические основы проведения гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыв — это механический метод воздействия на пласт, при котором происходит разрыв горной породы по плоскостям минимальной прочности при помощи закачки специального флюида в пласты. Данные флюиды называются жидкостями разрыва. После создания трещины под воздействием давления жидкости происходит рост трещины, которая соединяет более продуктивные участки, естественные трещины, пласты, ранее отделенные глинистыми перемычками, что приводит к росту продуктивности трещины.

Далее в образовавшиеся трещины происходит закачка «механического песка» - проппанта, который не позволяет трещине сомкнуться.

Как видно из описания технологии гидравлического разрыва пласта

ключевую роль в процессе играют жидкость разрыва, а также проппант.

Их основными характеристиками являются:

- реологические свойства жидкости разрыва и продавливающей жидкости;
- свойства жидкости сопротивляться утечке в пласт, и в тоже время переносить проппант до трещины во взвешенном состоянии;
- способность оперативно выносить жидкости разрыва для получения минимального загрязнения проппанта и окружающего пласта;
- физические свойства проппанта.

Типовой пример графика давления при проведении ГРП приведен на рисунке 1.1.

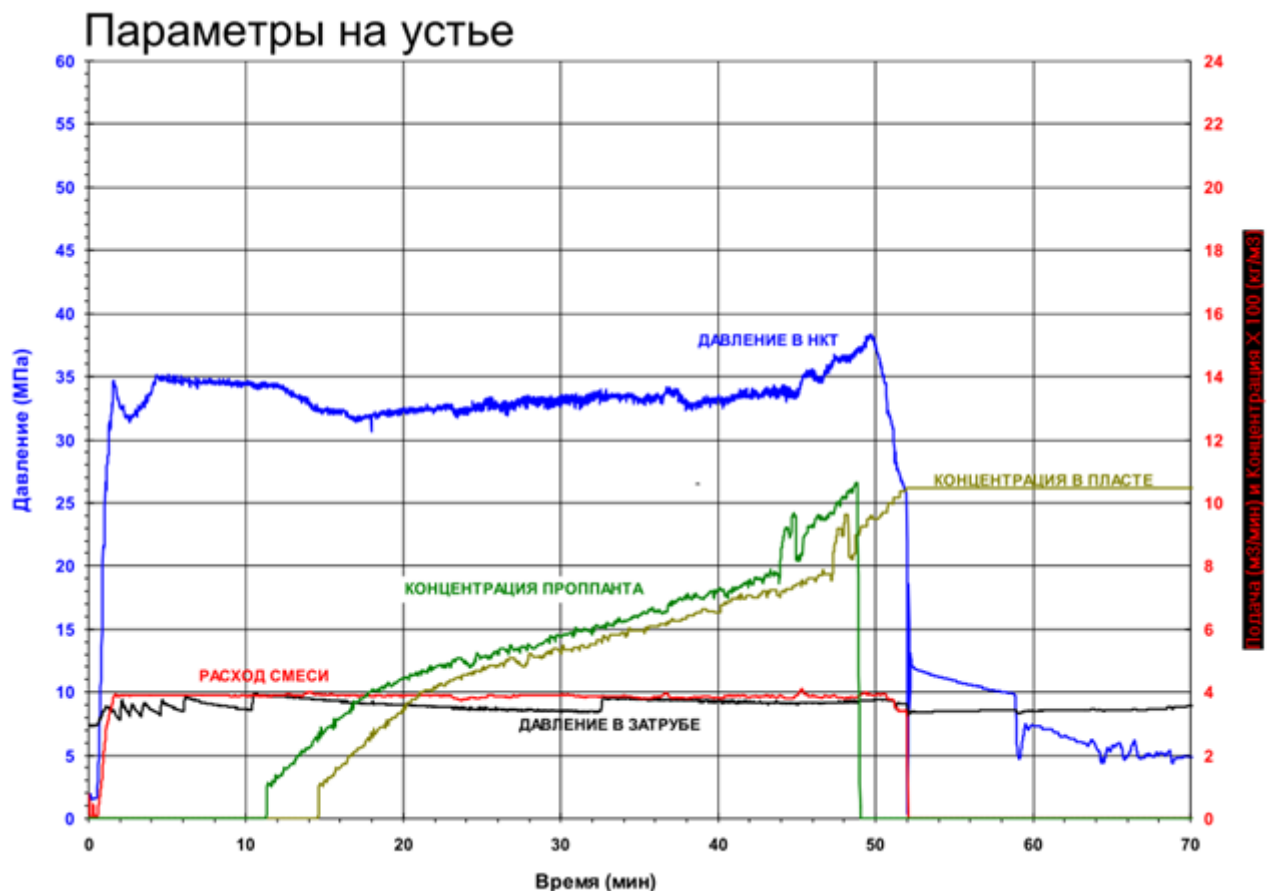


Рисунок 1.1 - График давления во время проведения операции ГРП

Основными параметрами трещины является высота (h), ширина (w) и полудлина (Xf). Типовая геометрия трещины представлена на рисунке 1.2.

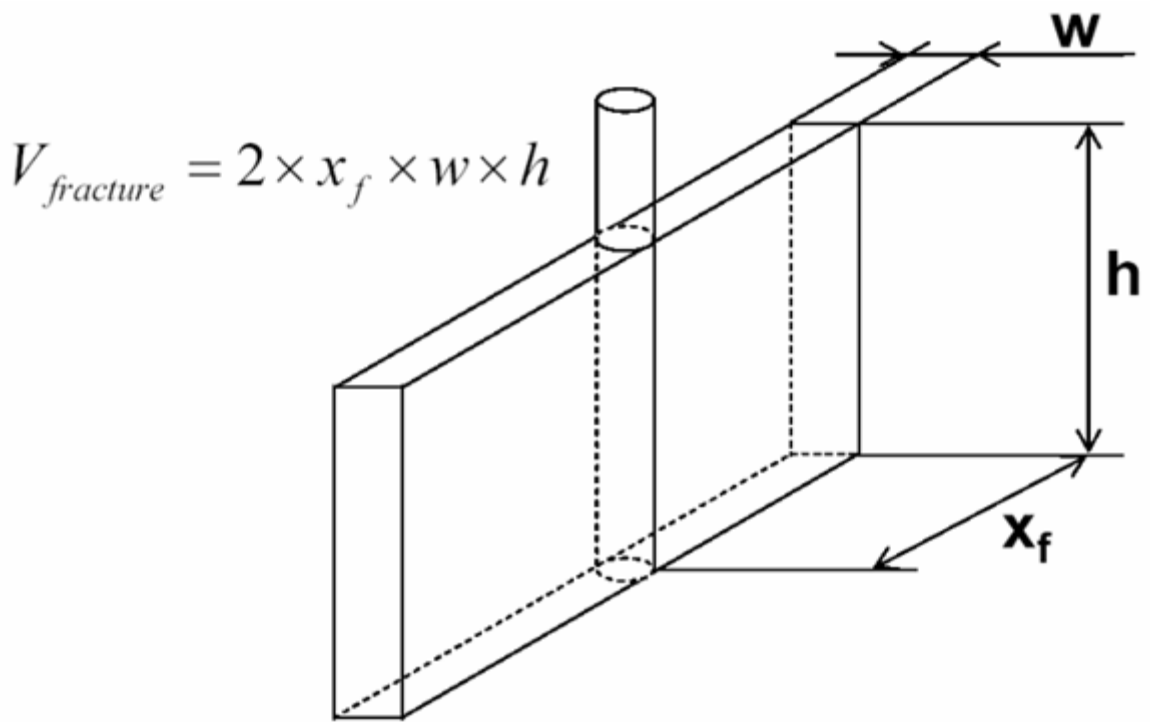


Рисунок 1.2 - Типовая геометрия трещины

Цели гидравлического разрыва пласта

- а) создание трещины;
- б) удержание трещины в раскрытом состоянии;
- в) удаление жидкости разрыва;
- г) повышение продуктивности пласта.

Создание трещины

Трещина образуется благодаря закачке жидкости разрыва в пласт до тех пор, пока давление закачки не превысит внутренние напряжения в породе, после чего произойдет образование трещины.

Удержание трещины в раскрытом состоянии

После того как трещина будет создана необходимо предотвратить ее преждевременное смыкание, для этого в жидкость добавляется специальный материал – проппант, обычно представляющий из себя песок и переносимый в трещину. Он обладает высокой проницаемостью и после создания трещины не позволяет ей захлопнуться.

Удаление жидкости разрыва

Перед пуском скважины в добычу необходимо произвести удаление жидкости разрыва, поскольку она может существенно снизить проницаемость призабойной зоны, а, следовательно, понизить эффективность операции.

Функции жидкости ГРП

- Создание трещины.
- Развитие трещины до желаемых параметров.
- Транспортировка проппанта в созданную трещину.

Требуемые характеристики жидкости ГРП

• Достаточная способность удерживать во взвешенном состоянии и транспортировать проппант.

- Низкая фильтрация.
- Низкие потери давления на трение в трубах.
- Совместимость с горными породами и пластовыми жидкостями.
- После смыкания трещины жидкость должна распадаться, не оставляя осадков.

- Низкая стоимость.
- Безопасность в обращении.

Свойства жидкостей ГРП

- Вязкость.
- Контролирует ширину трещины (в призабойной зоне).
- Влияет на перенос проппанта.
- Утечка.
- Определяет количество флюида в трещине.
- Влияет на геометрию трещины.
- Плотность.
- Определяет гидростатический градиент.
- Влияет на перенос проппанта..
- Трение.

Процесс подбора правильной жидкости разрыва и переноса проппанта является одним из ключевых в случае ГРП, поскольку именно жидкость влияет на реализацию запланированных показателей давления.

В случае чрезмерной фильтрации жидкости разрыва в пласт возможно не достижение целевой геометрии трещины.

При этом плохие фильтрационные качества требуют более высокого давления и тем самым могут ограничивать потенциал технологии.

Также важна способность жидкости переносить проппант – в случае если на забой скважины произойдет выпадение проппанта, то возможен риск возникновения СТОПа – когда давления на поверхности недостаточно для продавливания проппанта в пласт и забой скважины оказывается засыпанными проппантом, дальнейшее проведения операции становится невозможным. [2]

Основные типы жидкости – сшитый гель, линейный гель и вода.

Помимо самих жидкостей требуются специальные добавки для достижения целевых параметров:

- Разрушители вязкости (брейкеры) - необходимы для понижения вязкости после того как жидкость донесла проппант до пласта и требуется восстановление продуктивности трещины.

- Понизители водоотдачи - контроль фильтрации в пласт посредством закупорки пор.

- Бактерициды - убивают бактерии и предотвращают деградацию вязкости полимерного раствора.

- Температурные стабилизаторы – предотвращение деградации вязкости при высоких температурах.

- Буферы контроля.

- Стабилизаторы глин.

- Понизители трения.

- ПАВ.

Эффективность жидкости ГРП определяется отношением объёма созданной трещины к закаченному объёму жидкости ГРП.

Повышение продуктивности пласта

Повышение продуктивности пласта может происходить по двум причинам:

- Существенное повышение проницаемости призабойной зоны благодаря созданию высокопродуктивной трещины
- Создание канала притока флюида к скважине через высокопроницаемую продуктивную зону

Основным параметром, который характеризует проводимость трещины является безразмерная проводимость C_{fd} – формула (1.1).

$$C_{FD} = \frac{k_f \times w}{k \times x_f} = \frac{\text{трещина}}{\text{пласт}} \quad (1.1)$$

где k_f – проницаемость трещины, k – проницаемость пласта.

Данный параметр необходим для оптимизации процесса ГРП.

Перед проектировщиками всегда стоят вопросы – сколько проппанта необходимо закачать, какие жидкости разрыва и переноски проппанта использовать, какая оптимальная скорость закачки. Для понимания данных параметров обычно используется безразмерное число проппанта (1.2)

$$N_{prop} = I_x^2 C_{FD} = \frac{2k_f}{k} \frac{V_{propped}}{V_{reservoir}} \quad (1.2)$$

где I_x – степень вскрытия трещины,

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

$V_{reservoir}$ – дренируемый объем резервуара.

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

Для оптимизации процесса ГРП обычно используется J_d – безразмерная продуктивность, которая определяется для каждого случая и в дальнейшем через расчет ожидаемого профиля добычи нефти и экономики определяется оптимальные параметры ГРП – рисунок 1.3.

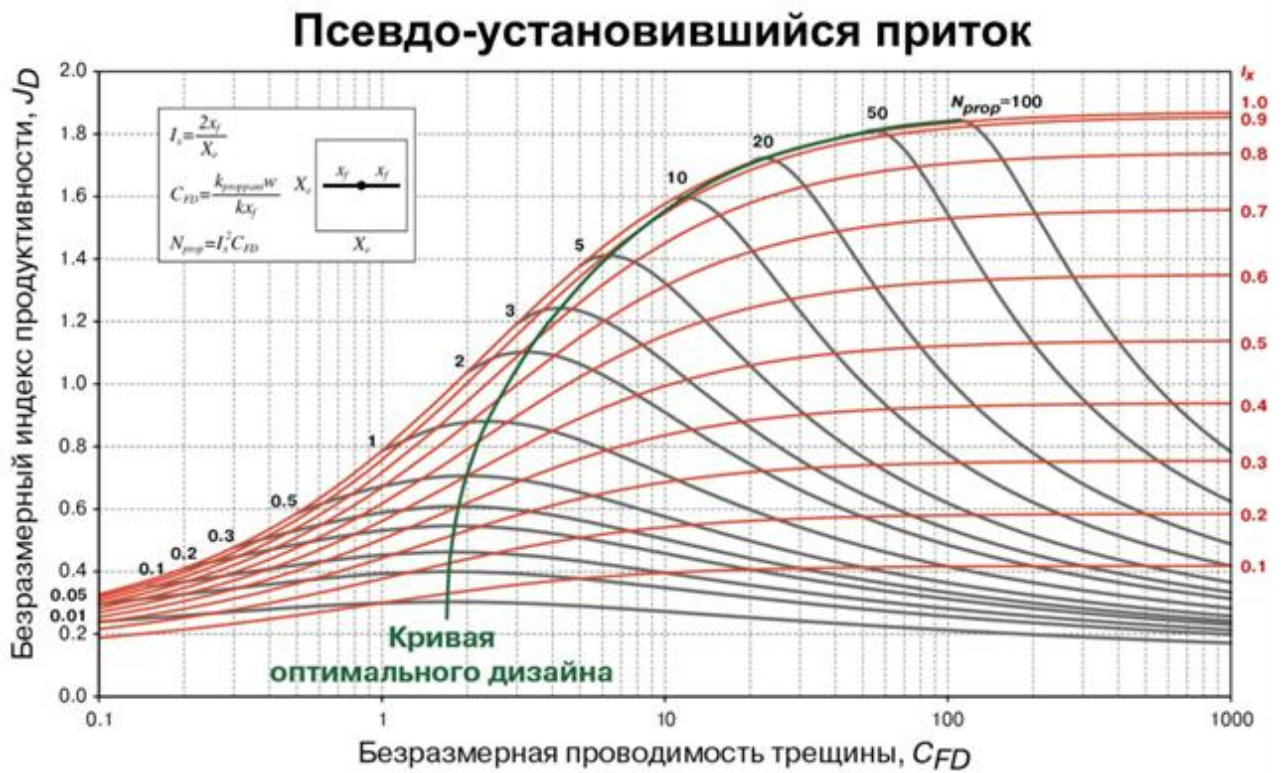


Рисунок 1.3 - Типовая кривая для определения безразмерного индекса продуктивности

При подборе оптимального дизайна необходимо следовать алгоритму:

Выбрать концентрацию проппанта на метр высоты в продуктивной зоне

$C_{prop}(T/M)$;

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

По типовым кривым определить оптимальные индекс продуктивности J_{Dopt} и безразмерную проводимость трещины C_{FDopt}

Определить оптимальную длину трещины $x_{fopt}(M)$ по формуле (1.3)

$$x_{fopt} = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fDopt} h k} \right)^{0.5} \quad (1.3)$$

Определить оптимальную ширину трещины $w_{fopt}(mm)$ по формуле (1.4):

$$w_{opt} = \left(\frac{C_{fDopt} V_f k}{hk_f} \right)^{0.5} = \frac{V_f}{x_f h} \quad (1.4)$$

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

1.2 Критерии выбора скважин для проведения ГРП

В первую очередь гидравлический разрыв пласта проводится на скважинах с низкой продуктивностью, вследствие чего они являются нерентабельными по экономическим критериям.

1. Низко проницаемые пласты. При этом важно чтобы соблюдались следующие критерии:

- эффективная толщина пласта не превышала 5 м;
- расстояния до ближайшего проницаемого пласта не превышает высоты трещины;

- скважина находится на значительном расстоянии от ВНК и ГНК;
- удовлетворительное техническое состояние скважины;

2. Также гидравлический разрыв пласта может проводится в средне или высокопроницаемых пластах, если они обладают высокой расчлененностью, либо их призабойная зона загрязнена достаточно сильно:

- более низкая продуктивность скважин по сравнению с окружением;
- наличие положительного скин-фактора на гидродинамических исследованиях;
- обводненность скважины не более 20%.

Используя данные критерии можно выбрать скважины кандидаты для гидравлического разрыва пласта. [3]

2 Оценка потенциала применения ГРП на примере Советского месторождения

Необходимо понимать, что многие параметры ГРП невозможно определить на начальной стадии, поэтому по мере роста накопленного опыта происходит оптимизация технологии.

Проведем анализ опыта применения ГРП на одном из крупнейших месторождений Западной Сибири – Советском месторождении. [4]

Гидравлический разрыв пласта проводится на Советском месторождении с 1992 г. и является одним из самым эффективным методом интенсификации притока.

Всего за время разработки было проведено 514 операций ГРП в 467 скважинах (26% фонда, на 8 скважинах гидравлический разрыв пласта был проведен сразу на 2 объекта).

Это позволило дополнительно добыть 6 567,3 тыс. т, что составляет 13% от всей добычи, полученной от дополнительных мероприятий. В среднем с каждого мероприятия получено 13 тыс. т., длительность эффекта составила 5 лет. Показатели ГРП по годам приведены на рисунке 2.1.

Гидравлический разрыв пласта увеличивает продуктивность скважин за счет снижения загрязнённости призабойной зоны, а также создания высокопроницаемых каналов, по которым происходит ускоренная фильтрация флюида.

Помимо этого, гидравлический разрыв пласта применяется на Советском месторождении для вовлечения в разработку верхней части объекта АВ1 - пластов АВ₁^{1+2a} («рябчик»), обладающего заметно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что является причиной неравномерной выработки запасов по объекту.

Но при этом необходимо принимать во внимание наличие высокопроницаемых пропластков ниже «рябчика», отделенных глиняной перемычкой. Это требует наложения ограничений на высоту трещин.

Одним из способов, позволяющих решить поставленную задачу является технология TSO (метод концевое экранирования), позволяющая создавать короткие трещины (10-20м) шириной до 30 мм. Это достигается при помощи контроля за распространением длины трещины.

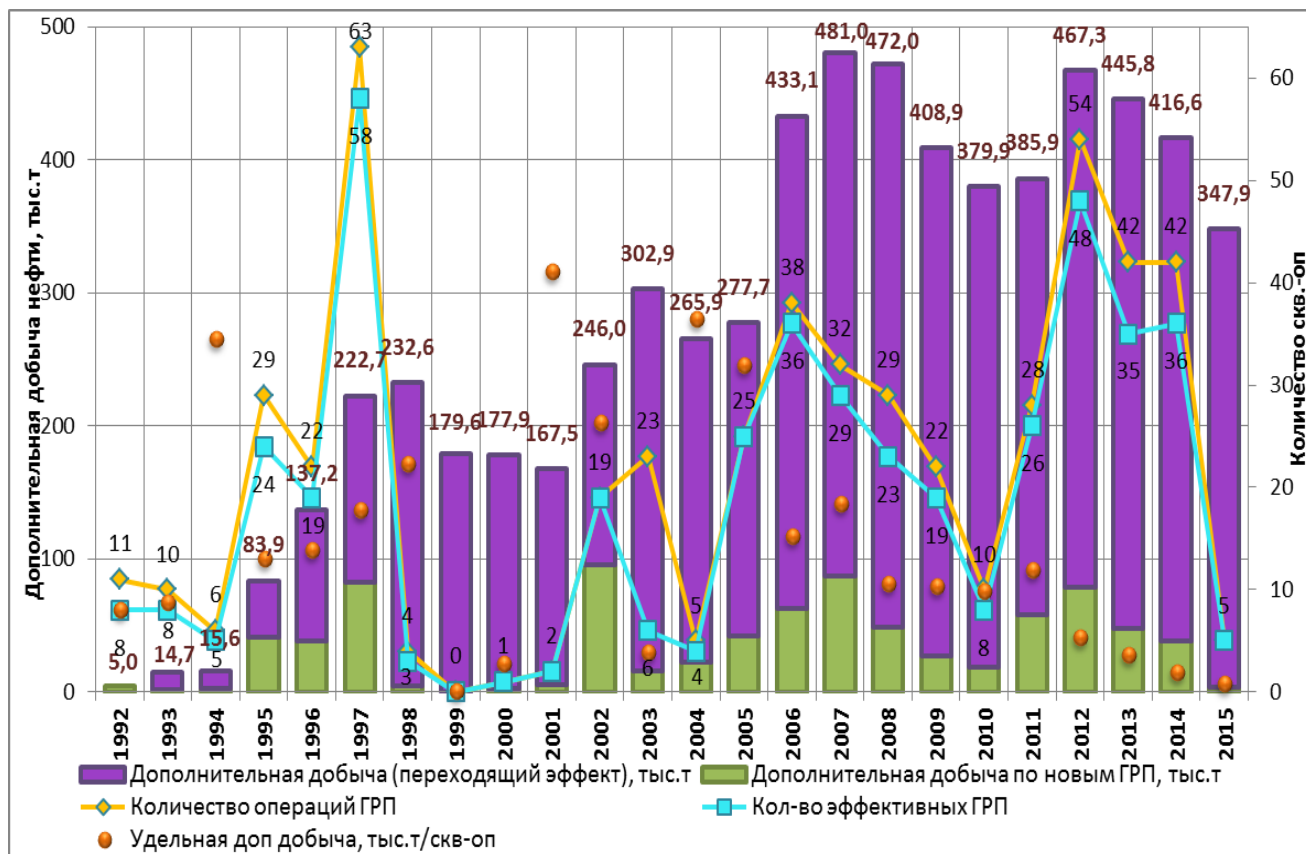


Рисунок 2.1 - Динамика показателей эффективности ГРП на Советском месторождении

При помощи фильтрационной утечки рабочей жидкости сквозь поверхности трещины, концентрация пропанта на фронте закачки растет, что становится причиной образования вблизи конца трещины пробок из пропанта, препятствующих дальнейшему распространению. В процессе операции применяются маловязкие жидкости на основе гелей, хорошо фильтрующиеся в пласт и позволяющие поддерживать эффективное давление на низком уровне.

Данная технология гидравлического разрыва пласта ГРП уменьшает затраты на проведение работ благодаря уменьшению объемов закачки жидкости и пропанта и сокращению времени проведения операции.

Из выше сказанного можно сделать вывод, что форма трещины и направление ее распространения являются самыми важными параметрами, влияющими на эффективность гидравлического разрыва пласта.

Для успешного прогнозирования проведения операции на стадии планирования необходимо учитывать ряд технологических и естественных факторов.

Естественными факторами являются:

- структурные и литологические особенности расположения пласта, фильтрационно-емкостные свойства, положения водонефтяных и газовых контактов;

- горные напряжения и стрессы;

- физико-механические свойства горных пород;

- пластовые давление и температура.

С технологической точки зрения в первую очередь необходимо обратить внимание на положение ствола скважины, влияющего на мощность пласта, технического состояние скважины (обсадной колонны), вид и качество перфорации. К числу технологических факторов, влияющих на параметры и эффективность работы трещины, относятся: пространственное положение ствола скважины относительно пласта, что определяет видимую мощность вскрытого интервала; техническое состояние обсадной колонны и цементного камня скважины; условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации). Также при дизайне ГРП необходимо учитывать проводимые геофизические исследования скважин (ГИС) и гидродинамические исследования скважин (ГДИС), для планирования распространения трещины.

На Советском месторождении ГРП выполняли следующие компании: Schlumberger, Newco, ПетроАльянс, КАТКОнефть (основной подрядчик).

Для анализа, в данной работы был выбран объект АВ₁, поскольку на него приходится 90% всех операций.

Эффективность применения ГРП приводится в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Суммарные показатели эффективности ГРП на Советском месторождении

Год	Кол-во операций ГРП	Кол-во эффективных ГРП	Дополнительная добыча нефти	Дополнительная добыча по новым ГРП, тыс. т	Накопленная доп добыча по новым ГРП (на 10.01.2016)	Удельная дополнительная добыча
	скв.-оп	скв.-оп	тыс. т	тыс. т	тыс. т	тыс. т/скв.-оп.
1995	11	8	5,0	5,0	87,1	7,9
1996	10	8	14,7	2,0	87,2	8,7
1997	6	5	15,6	2,3	206,7	34,5
1998	29	24	83,9	40,8	375,8	13,0
1999	22	19	137,2	38,0	305,5	13,9
2000	63	58	222,7	82,8	1117,9	17,7
2001	4	3	232,6	4,4	89,1	22,3
2002	0	0	179,6	0,0	0,0	
2003	1	1	177,9	2,8	2,8	2,8
2004	2	2	167,5	5,9	82,2	41,1
2005	19	19	246,0	95,6	499,6	26,3
2006	23	6	302,9	15,4	87,0	3,8
2007	5	4	265,9	22,7	182,0	36,4
2008	25	25	277,7	42,0	797,5	31,9
2009	38	36	433,1	62,5	578,1	15,2
2010	32	29	481,0	87,2	586,4	18,3
2011	29	23	472,0	48,7	307,2	10,6
2012	22	19	408,9	26,9	226,6	10,3
2013	10	8	379,9	18,4	97,5	9,8
2014	28	26	385,9	58,4	333,6	11,9
2015	54	48	467,3	78,6	285,5	5,3
2016	42	35	445,8	47,9	149,6	3,6
2017	42	36	416,6	38,6	78,8	1,9
2018	5	5	347,9	3,2	3,7	0,7
Всего	522	447	6567,3		6567,3	12,6

Незначительный объем операций проведен на нагнетательных скважинах – 4 скважины переведены из нагнетания в добычу с ГРП (№№ 253, 588, 691, 1066), одна нагнетательная введена в работу с ГРП в 2013 г (№ 4084, горизонтальный ствол). 19 добывающих скважин были введены в работу с проведением ГРП (из них 16 – в 2003 году) – по таким скважинам эффект от ГРП не может быть оценен, и списывается на ВНС. Кроме перечисленного, еще в 50 скважинах не получено дополнительной добычи от ГРП (либо эффект списан на другой вид геолого-технических мероприятий (ГТМ) – перевод на

другой объект, приобщение). Доля эффективных мероприятий по объекту АВ₁ составляет 85,2 % - под эффективными мероприятиями понимаются те, по которым получена даже минимальная дополнительная добыча. Очевидно, что для анализа эффективности ГРП и принятия решения об успешности его применения необходимо рассматривать и другие критерии, включающие экономическую и технологическую оценку метода.

Экономическая оценка эффективности ГРП основывается на сопоставлении суммы единовременных затрат на проведение ГРП с дополнительным доходом, возникающим в результате проведения ГТМ на скважине. В результате оценки определены пороговые значения рентабельности по ключевым показателям работы скважин (дебит нефти, дебит жидкости, накопленная дополнительная добыча нефти). Расчеты выполнены по текущим экономическим показателям (на 2018 г.) с учетом среднего годового темпа падения дебита – 15 % (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Пороговые показатели рентабельности операций ГРП

Показатели	Обводненность, %								
	50,00 %	60,00 %	70,00 %	80,00 %	90,00 %	95,00 %	96,00 %	97,00 %	98,00 %
Дебит нефти, т./сут.	1,14	1,15	1,16	1,19	1,27	1,48	1,6	1,86	2,61
Дебит жидкости, т./сут.	2,29	2,88	3,88	5,95	12,75	29,6	40,12	61,87	130,71
Накопленная добыча нефти за 5 лет, тыс. т.	1,65	1,66	1,66	1,69	1,75	1,9	1,98	2,14	2,56

Из выборки исключались скважины, по которым невозможно провести экономическую оценку (скважина не запущилась после ГРП, нагнетательная, ГРП на новой скважине). Также не рассматривались скважины, проработавшие менее 2 лет после ГРП (т.к. нельзя оценить показатель накопленной добычи). Из 449 скважин, участвовавших в оценке, успешными оказались 334 (74%).

Дополнительная добыча от успешных операций составляет 99,4 % от суммарной добычи по всем оцененным скважинам. Динамика показателей экономической оценки по годам представлена на рисунке 2.2 и не имеет однозначного тренда, но в целом можно отметить относительное снижение эффективности ГРП с 2006 года, увеличение количества неуспешных операций.

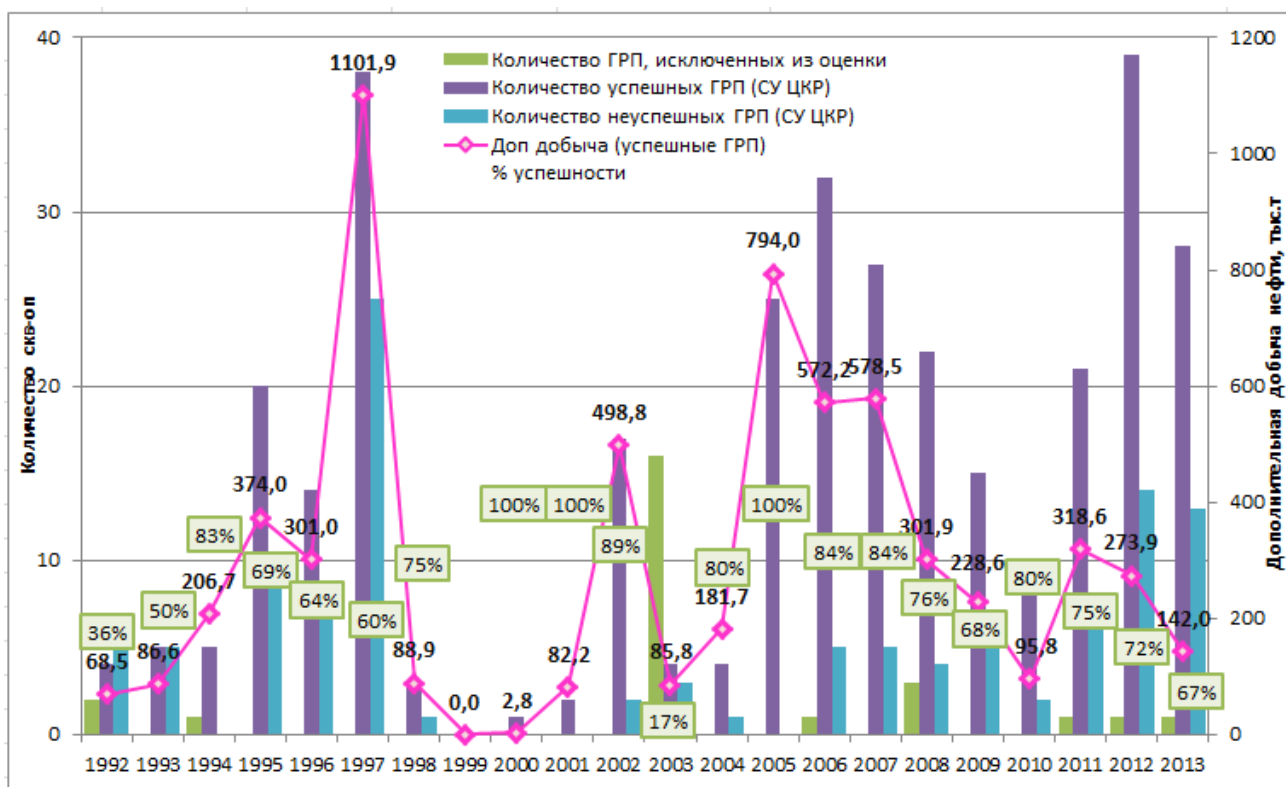


Рисунок 2.2 - Динамика показателей экономической оценки ГРП

В предыдущем проектном документе проведена экономическая оценка мероприятий ГРП по критерию получения 3 тыс. т дополнительной добычи нефти за первые два года эксплуатации. Данный критерий успешности принимался из условия окупаемости затрат, рассчитанной на экономические показатели 2008 года, из 277 оцененных скважин успешными оказались 37 %. Очевидно, что результаты прошлого анализа несопоставимы с текущей оценкой, во-первых, из-за значительного увеличения выборки скважин, во-вторых, из-за кратного изменения ключевых экономических показателей.

Наиболее важным критерием успешности ГРП представляется технологическая эффективность данного метода и его влияние на разработку месторождения. На рисунке 2.3 представлено процентное соотношение групп

скважин с различными коэффициентами увеличения дебитов и обводненности до и после ГРП. Сравнивались осредненные значения за 3 месяца до и после ГРП. В 10,6 % случаев дебит скважины уменьшался после ГРП, в среднем коэффициент увеличения дебита - 3,6. Обводненность увеличивалась в 1-2 раза в 60,8 % скважин, уменьшалась – в 24,6 %, в среднем увеличение обводненности составляет 1,4.

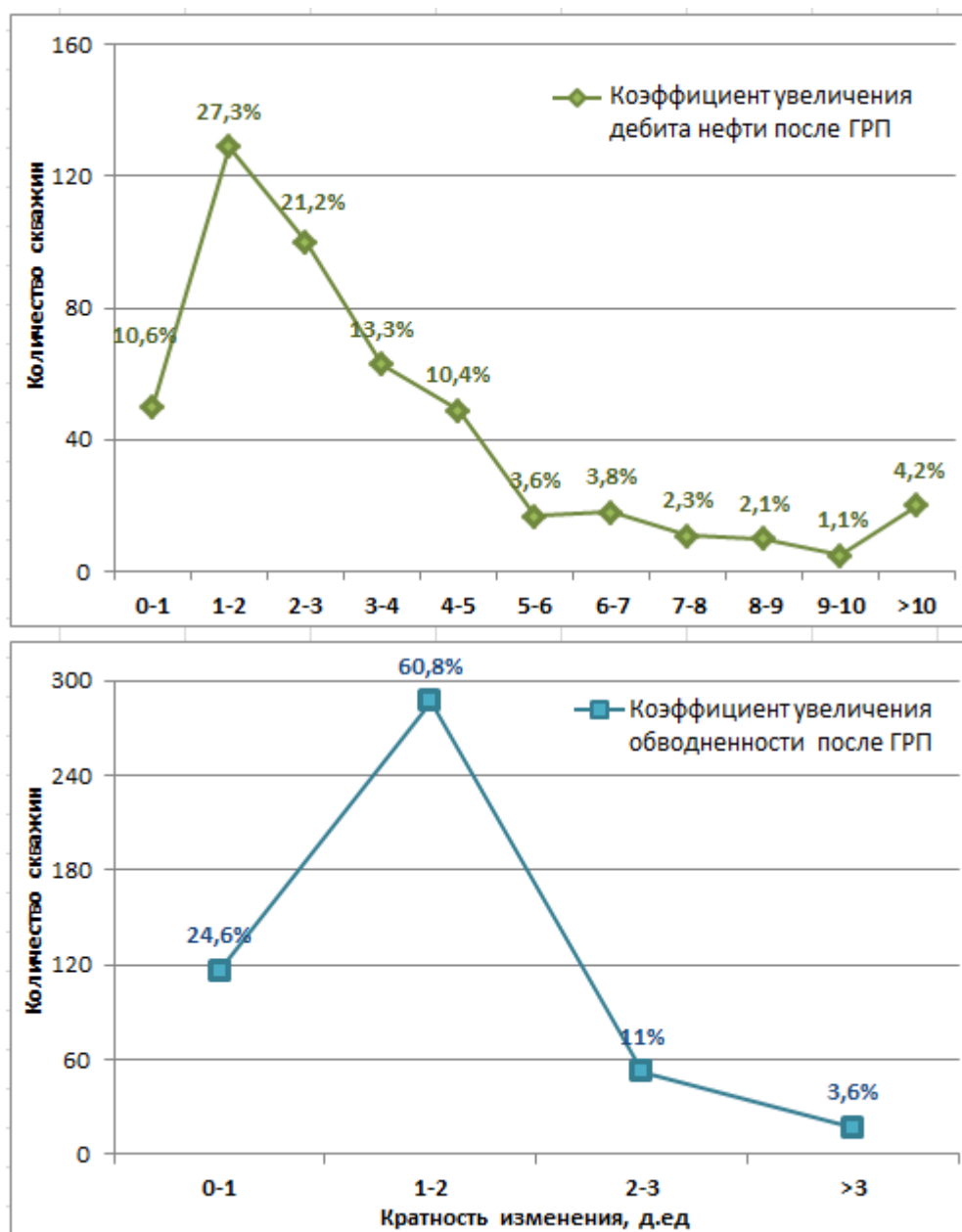


Рисунок 2.3 - Коэффициенты изменения дебита нефти и обводненности до и после ГРП

На рисунке 2.4 представлена динамика приведенных технологических показателей в интервале трех лет – год до проведения ГРП и 5 лет после.

Наблюдается значительное увеличение (более чем в 3 раза) дебита нефти в первые два месяца после ГРП, которое сопровождается увеличением обводненности в среднем на 20% и повышением объема добываемой жидкости. Начиная с третьего месяца, дебиты нефти и жидкости монотонно снижаются, обводненность повышается незначительно (в пределах 5 %). Согласно представленному графику, наблюдается рост кривой ВНФ после ГРП, что свидетельствует о росте обводнения вследствие подключения нижележащих пропластков.

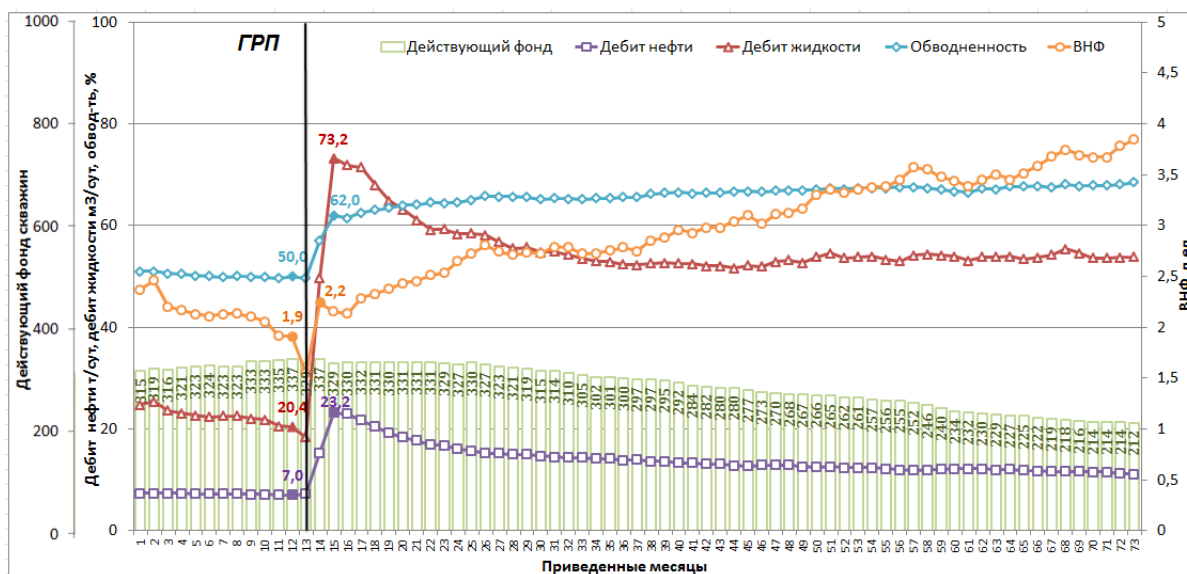


Рисунок 2.4 - Динамика приведенных технологических показателей до и после проведения ГРП

Распределение проведенных мероприятий ГРП по длительности эффекта и дополнительной добыче показано на рисунках 2.5 – 2.6. В 24 % всех операций, по которым получена дополнительная добыча, эффект ограничивается одним годом, почти такая же доля (23 %) скважин, по которым за счет ГРП получено не более 2 тыс. т.

На месторождении проводились повторные ГРП, всего 61 операция, в том числе в 6 скважинах ГРП проведено трижды (№ 773, 1029, 1581, 1630, 1729, 1809К). Экономическая оценка повторных ГРП, в целом, положительна – 45 операций являются эффективными. Удельная дополнительная добыча по повторным ГРП ниже, чем аналогичный показатель по всем проведенным ГРП,

и составляет 10,5 тыс. т/скв.оп. Средняя продолжительность эффекта также незначительно ниже среднего по месторождению (4 года), изменение дебитов и обводненности подчиняются общей закономерности.

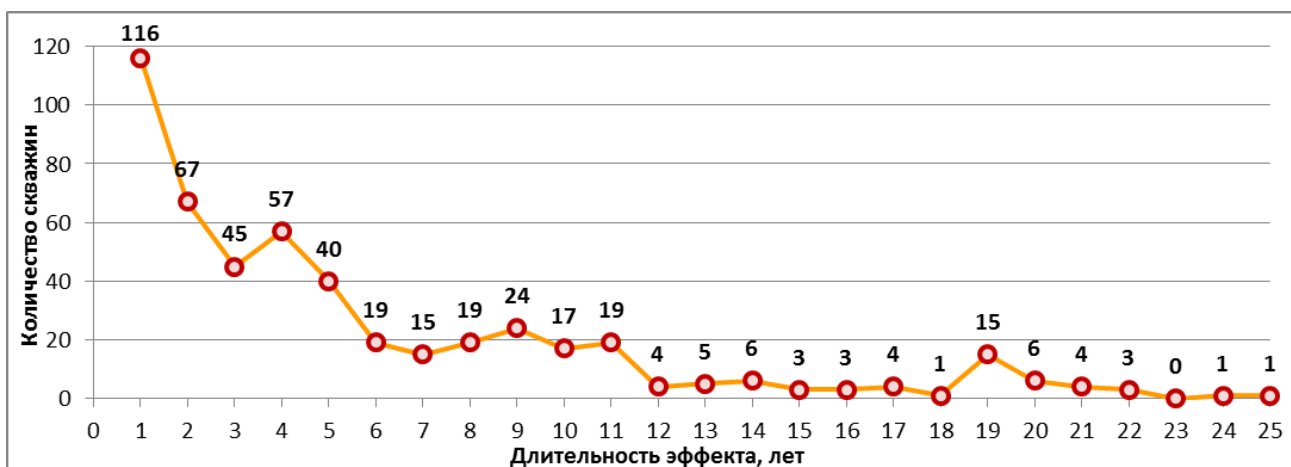


Рисунок 2.5 - Длительность эффекта ГРП

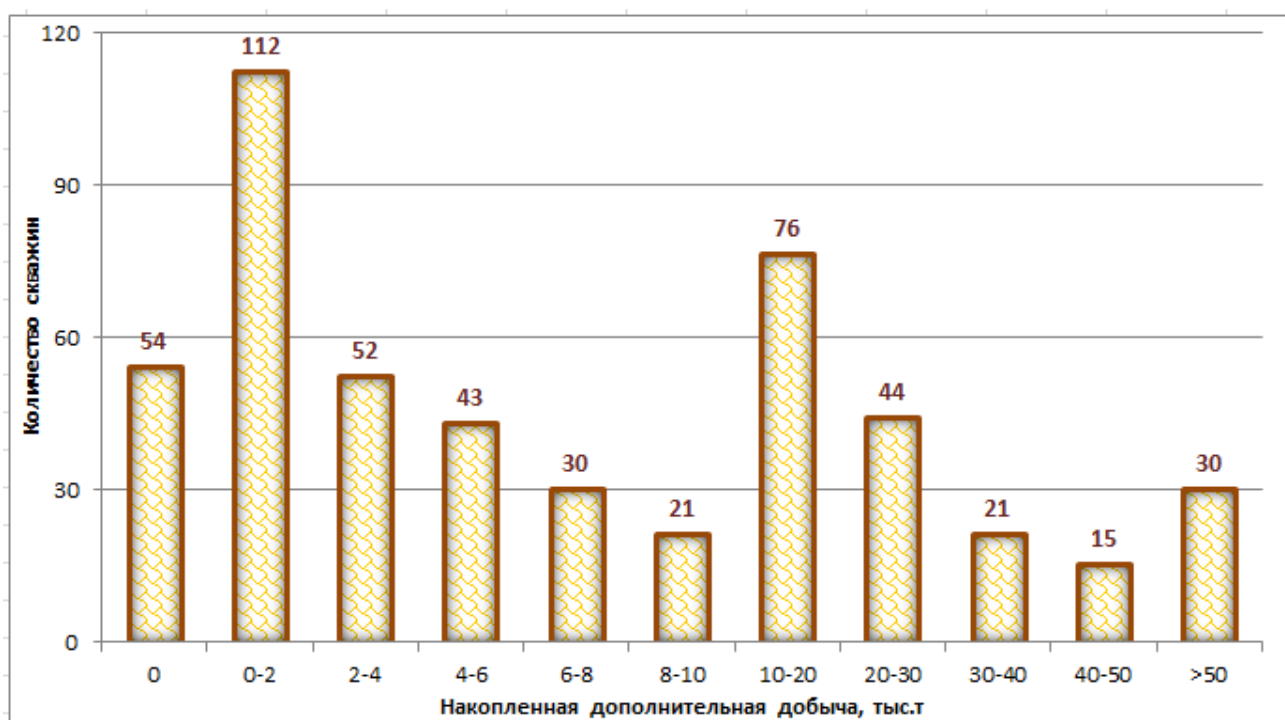


Рисунок 2.6 - Распределение скважин с ГРП по дополнительной добыче

На эффективность ГРП влияет множество геолого-физических и промысловых факторов, которые определяются особенностями геологического строения и разработки конкретного месторождения. На Советском месторождении актуальной проблемой является выработка трудноизвлекаемых запасов пласта AB_1^{1-+2a} в условиях близкого расположения подстилающих

водоносных пластов. Сопоставление толщины глинистых перемычек между «рябчиком» и нижележащими пластами и успешности ГРП, проведенных на пласт АВ₁^{1-+2a}, не позволяет говорить о взаимном влиянии данных факторов. Искривление трещин под действием различных факторов, а также низкая достоверность оценки фактической геометрии трещины не позволяют однозначно установить факт вскрытия определенного пласта. Дополнительным фактором, снижающим эффективность ГРП, является наличие ЗКЦ, что способствует распространению трещины в направлении существующей циркуляции и поступления воды из нижележащих пластов.

Создание искусственных трещин ГРП приводит к опережающему обводнению нефтяного пласта и постепенному ухудшению качества вытеснения нефти. Для обеспечения компенсации отборов на месторождении в настоящее время ведется закачка больших объемов воды в систему ППД, вблизи нагнетательных скважин образуются системы промытых трещин, что значительно ограничивает возможности применения ГРП в соседних скважинах. Стабильный эффект от ГРП может быть получен при воздействии на низкопродуктивные участки, слабо охваченные воздействием, а также при проведении ГРП в горизонтальных скважинах.

С 2013 года на Советском месторождении в качестве опытно-промышленной разработки были опробованы две новые технологии при проведении ГРП: ГРП с применением сверхлегкого проппанта (скв. №№ 489, 739, 2260), ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП) (скв. №№ 863, 1066, 1093, 1127, 1580, 1621, 1746, 1809К, 2523, 4057).

Технология проведения ГРП с применением сверхлегкого проппанта позволяет использовать проппант с плотностью, близкой к плотности воды (1 г/см³). Это свойство наделяет сверхлегкие проппанты нейтральной плавучестью, что позволяет проппанту находиться в растворе воды, не выпадая в осадок. Сверхлегкие проппанты легко достигают самые дальние концы трещины и надежно в ней фиксируются. Высокопрочный проппант

выдерживает большие давления, что позволяет ему надежно закрепить трещину в открытом состоянии.

Технология проведения ГРП с ГПП позволяет вскрыть продуктивный пласт с помощью гидropескоструйного перфоратора и дальнейшее проведение ГРП. Сначала в скважину на колонне НКТ спускается гидropескоструйный перфоратор, по которому от насосного агрегата под давлением до 30 МПа подают водопесочную смесь. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта каналы, образуя радиальные конусообразные полости длиной до 1 м и диаметром до 60 мм. Далее на скважине проводится ГРП, для того, чтобы еще дополнительно расширить и закрепить трещину.

За 2013 год было проведено 38 традиционных ГРП, 3 ГРП со сверхлегким пропантом и 1 ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП). На 25 скважинах (71% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 22 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени, что говорит о хорошем качестве проведения ГРП. Дополнительная добыча нефти от мероприятий изменяется от 0,1 тыс. т до 20,2 тыс. т в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта и выработанной прискважинной зоны. Нельзя оценить эффективность мероприятий на 13 скважинах, это связано с долгим простоем скважины (работали до 2000 года), переводом скважины из поддержания пластового давления (ППД), отсутствует информация по скважине до ГРП.

За 2014 год было проведено 32 традиционных ГРП и 9 операций ГРП с ГПП.

На 20 скважинах (61% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 13 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени. Один ГРП оказался неэффективным, дебит нефти после ГРП упал. Нельзя оценить эффективность мероприятий на 11 скважинах, это связано с долгим простоем скважины (работали до 2000

года), переводом скважины из ППД, отсутствует информация по скважине до ГРП.

Критерием оценки эффективности ГРП являлся многократный прирост дебита нефти и жидкости, минимальный рост обводненности, а также длительность эффекта в месяцах. Распределение прироста дебита нефти и жидкости, изменение обводненности представлены на рисунках 2.7 – 2.8.

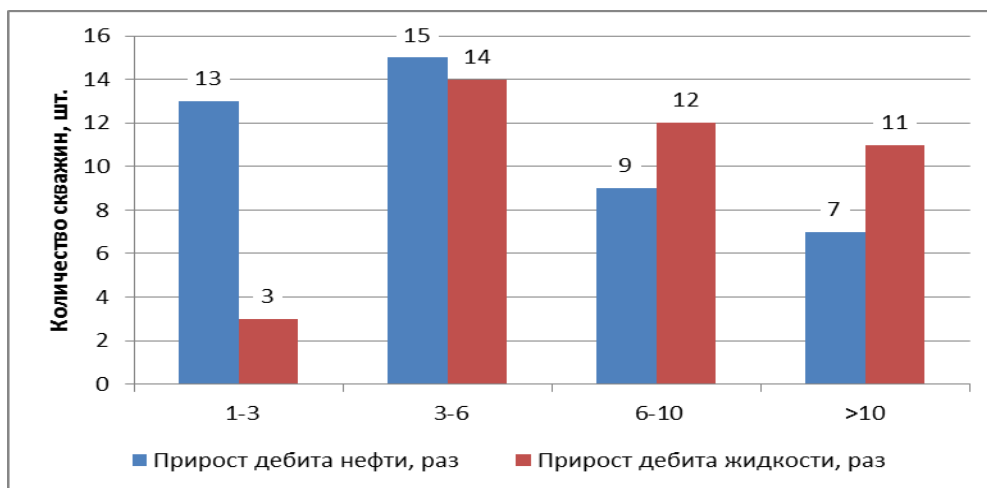


Рисунок 2.7 - Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения «традиционных» ГРП за 2017, 2018 г.

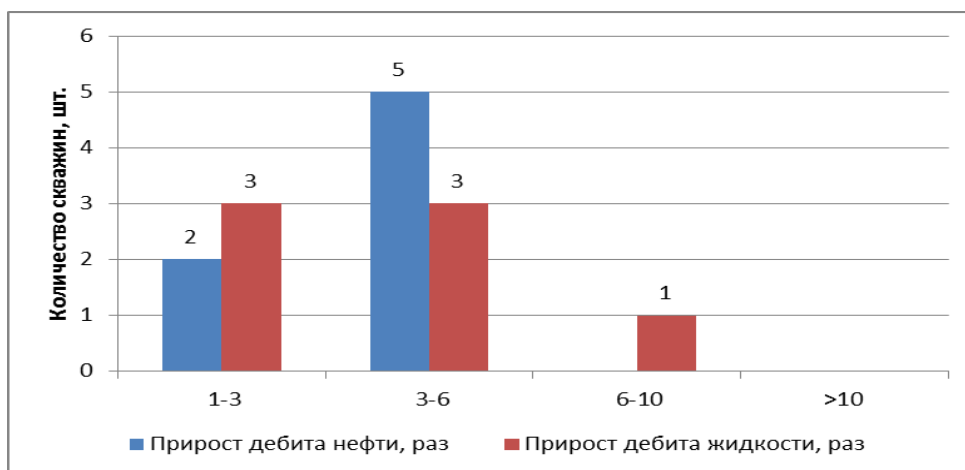


Рисунок 2.8 - Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения ГРП + ГПП, ГРП со сверхлегким пропаном за 2017, 2018 г.

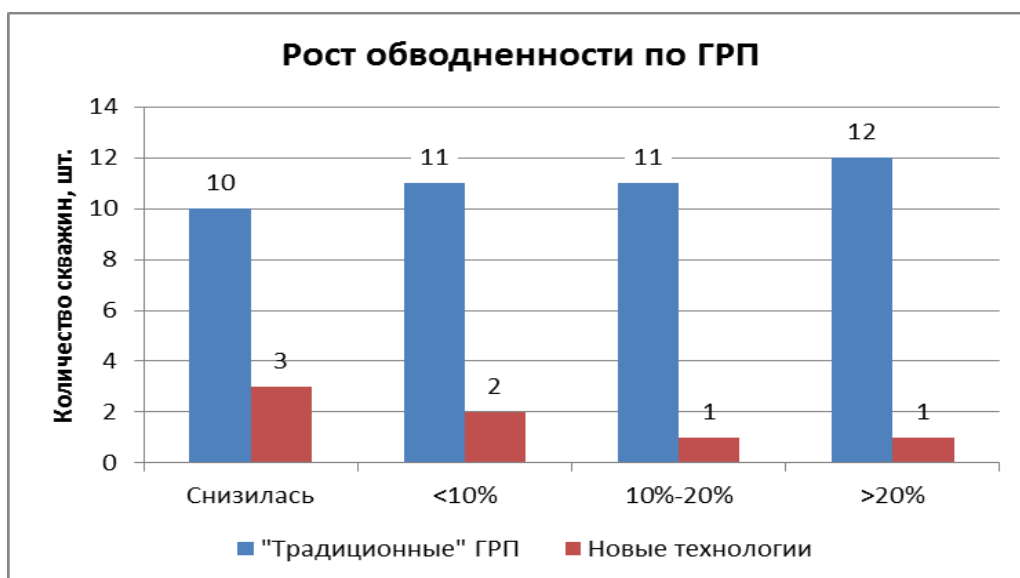


Рисунок 2.9 - Изменение обводненности на скважинах после проведения ГРП за 2017, 2018 г.

Из трех скважин, на которых проводился ГРП с применением сверхлегкого проппанта, только на скважине № 2260 был получен эффект. После проведения ГРП на скважине № 2260 дебит нефти вырос в 3 раза (с 3,9 т/сут до 12 т/сут), дебит жидкости вырос в 1,7 раза (с 10 т/сут до 17 т/сут). Эффект от мероприятия продолжался в течение 18 месяцев. Обводненность после проведения ГРП снизилась с 59 % до 29 %.

На скважинах №№ 489, 739 эффекта получено не было. На скважинах не наблюдается повышение дебита жидкости, что говорит о плохом проведении ГРП, обводненность увеличилась в среднем на 10 %, за счет этого снизился дебит нефти.

Всего на месторождении было проведено три испытания проведения ГРП с применением сверхлегкого проппанта. Наличие малого опыта не позволяет оценить эффективность или неэффективность данного метода.

Скважины, на которых проводили ГРП с гидropескоструйной перфорацией, показали более хорошие результаты.

В результате проведения ГРП на трех скважинах (№№ 863, 1093, 1580) был получен хороший прирост нефти. На скважине № 863 дебиты нефти и жидкости выросли в 3 раза (до ГРП: Q_n - 2,6 т/сут, $Q_{ж}$ - 11 т/сут; после ГРП: Q_n

- 8,8 т/сут, Qж - 28,5 т/сут), длительность эффекта 9 месяцев. На скважине № 1093 дебит нефти и жидкости увеличился в три раза (до ГРП: Qн - 1,8 т/сут, Qж - 7,8 т/сут; после ГРП: Qн - 6 т/сут, Qж - 23,4 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени. На скважине № 1580 дебит нефти и жидкости вырос в 4,5 раза (до ГРП: Qн - 4,1 т/сут, Qж - 6,3 т/сут; после ГРП: Qн - 18,6 т/сут, Qж - 31,2 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени.

На трех скважинах (скв. №№ 1127, 1746, 4057) был получен незначительный прирост, скважины обводнились. Предположительно это связано с прорывом трещины в нижний водонасыщенный пласт. РИГИСы по скважинам представлены на рисунке 2.10. Скважина № 4057 является горизонтальной скважиной, причиной не успешности мероприятия является также возможный прорыв трещины в нижележащий водонасыщенный пласт.

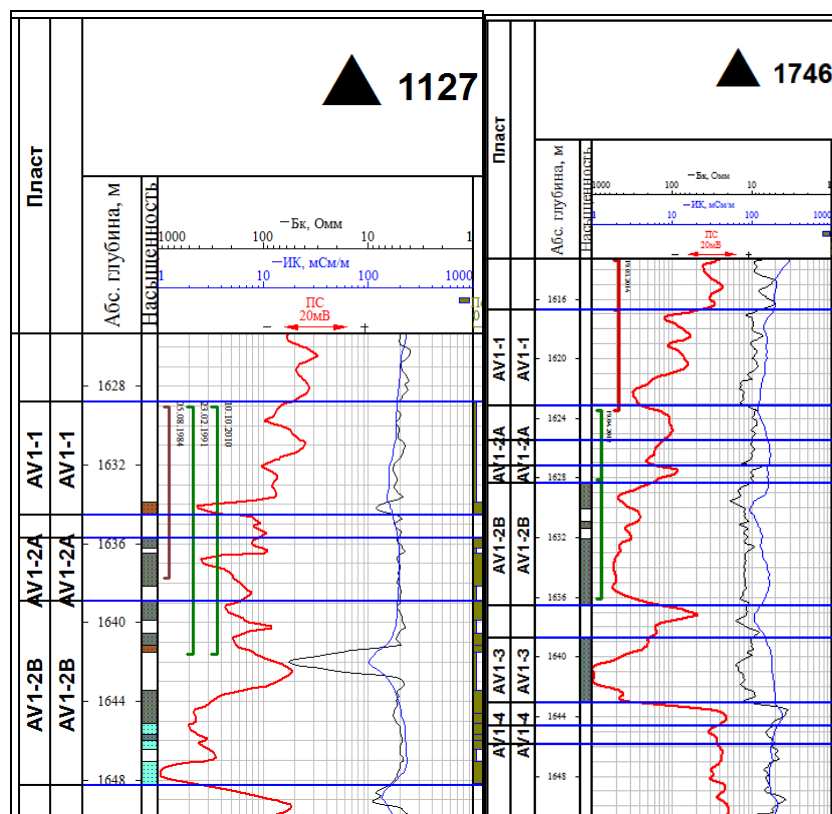


Рисунок 2.10 - РИГИС скважин № 1127, 1746

На четырех скважинах нельзя определить эффективность мероприятий по причине отсутствия истории до проведения ГРП. Часть скважин переведены

из ППД, часть не работали более 3 лет. На рисунке 2.11 представлен график прироста дебита нефти и жидкости по скважинам, на которых был проведен ГРП с гидropескоструйной перфорацией.

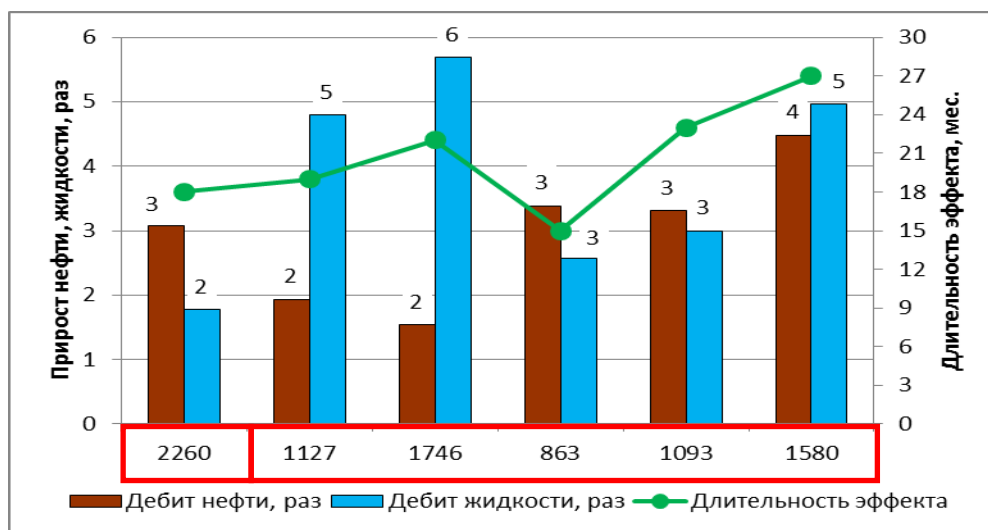


Рисунок 2.11 - Прирост дебита нефти и жидкости после проведения ГРП с ГПП, длительность эффекта

Дополнительная добыча за счет ГРП с применением новых технологий составляет 0,14 – 5,34 тыс. т нефти, в зависимости от успешности проведенных мероприятий. «Традиционные» ГРП позволили дополнительно добыть 0,11 – 20,21 тыс. т нефти. На рисунке 2.12 представлено количество ГРП, проведенных по разным технологиям, за 2017-2018 года. При проведении «традиционных» ГРП дебит нефти по скважинам за 2017, 2018 года вырос в среднем в 16 раз, дебит жидкости вырос в среднем в 23 раза. Средний прирост дебита нефти скважин с ГРП со сверхлегким пропантом и ГРП с ГПП составил 3,2 после проведения мероприятия, по жидкости - 4,5.

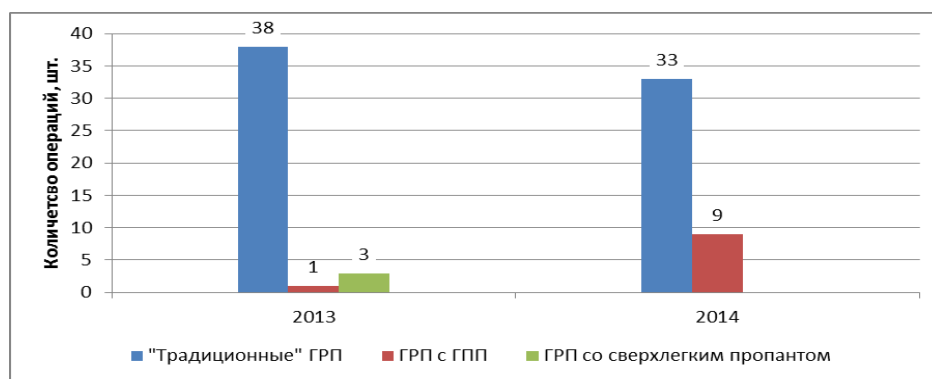


Рисунок 2.12. - Количество операций ГРП в 2013-2014 г.

На рисунке 2.13 представлена дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП по разным технологиям. Основная дополнительная добыча нефти приходится за счет проведения «традиционных» ГРП. Это связано с тем, что доля ГРП с новыми технологиями значительно ниже, чем доля других ГРП. Для сравнения эффективности технологий была рассчитана удельная дополнительная добыча нефти на одну скважину. Удельная дополнительная добыча нефти на 1 скважину для «традиционных» ГРП составляет 1,5 тыс. т в 2013 - 2014 годах, удельная добыча нефти для скважин с ГРП+ГПП составляет 0,7 тыс. т и для ГРП со сверхлегким пропантом составляет 0,7 тыс. т. (рисунок 2.13). Данные значения считались для ГРП с положительным эффектом, без учета скважин, на которых эффект не был получен.

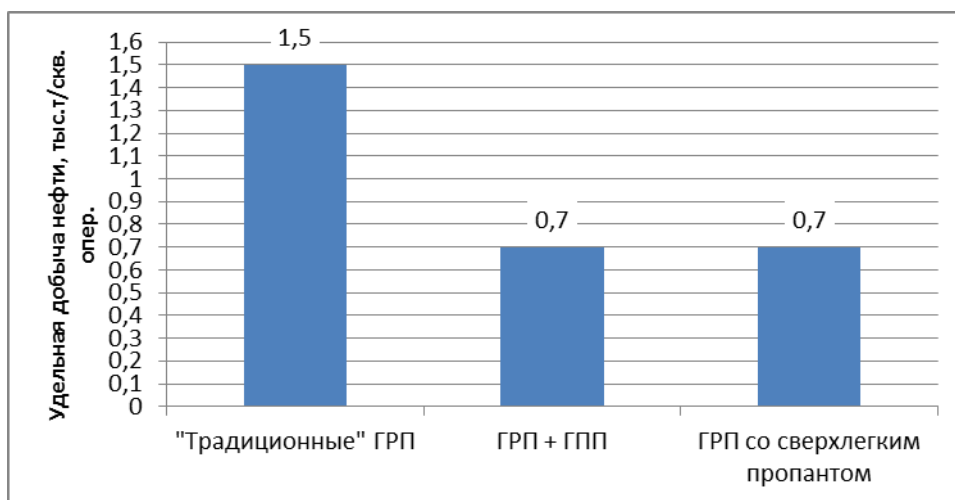


Рисунок 2.13 - Удельная дополнительная добыча нефти от ГРП за 2013, 2014 г.

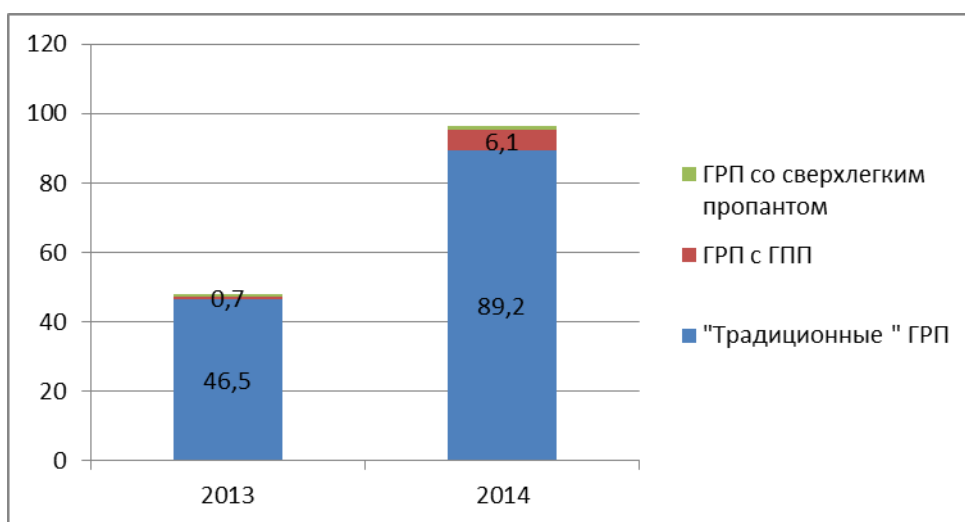


Рисунок 2.14 - Дополнительная добыча нефти за счет ГРП в 2013, 2014 г.

На рисунке 2.15 представлены средние приросты дебита нефти и жидкости после проведения ГРП в сравнении с традиционными и новыми технологиями. Так как все скважины имеют разные стартовые дебиты, эффект рассчитывался как превышение дебита в несколько раз относительно остановочных значений, обводненность считалась в процентах.

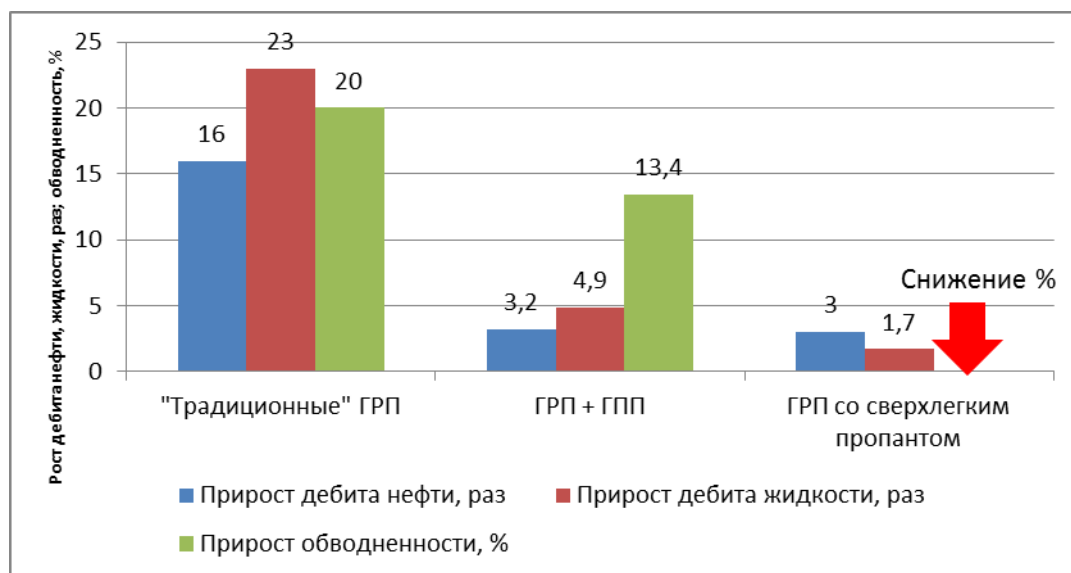


Рисунок 2.15 - Средние запускные параметры скважины после проведения ГРП

Проанализировав все ГРП за 2017, 2018 года можно сделать следующие выводы. В эти года были проведены достаточно успешные «традиционные» ГРП, по большинству скважин эффект продолжается по сегодняшний день. В 2017, 2018 годах были опробованы новые технологии проведения ГРП: ГРП со сверхлегким пропантом, ГРП с ГПП. Из трех мероприятий ГРП со сверхлегким пропантом две операции не дали никакого эффекта, по третьей скважине дополнительная добыча нефти составила 1,7 тыс. т. Данного опыта недостаточно для оценки ее эффективности. Данная технология в 2014 году не проводилась. ГРП с ГПП в 2013 г провели 1 операцию, в 2014 провели 9 операций. По шести операциям ГРП был получен эффект. На некоторых скважинах, на которых был проведен ГРП с ГПП, наблюдается незначительный рост обводненности (около 10 %), при проведении «традиционных» ГРП обводненность вырастает на 20 %. ГРП с ГПП показала свою эффективность,

но по количеству дополнительной добычи нефти не превышает «традиционные» ГРП.

На месторождении накоплен сравнительно небольшой опыт гидроразрыва в горизонтальном стволе – всего проведено 6 операций, в том числе в одной нагнетательной скважине (№ 4084). В большинстве скважин ГРП проведен с ВНС или через короткое время после ввода, поэтому нельзя оценить успешность данного метода. В скважине № 1757 после проведения ГРП (в 2014г.) дебит нефти увеличился вдвое; в 2015 году проведен «слепой» ГРП на новой скважине № 4102, которая без ГРП не работала. Запускной дебит нефти составил 11,32 т/сут, обводненность – 39 %, что сопоставимо с запускными параметрами соседних скважин (таблица 2.3).

Таблица 2.3 - Запускные параметры скважин куста № 260

Скважина	Дата ВНС	Запускные параметры			Дата ГРП
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м3/сут	Обводненность, %	
4102	21.09.2015	11,32	18,57	39	15.10.2015
4095	18.10.2015	28,56	37,37	23,6	
4101	23.08.2015	23,42	33,96	31	
4103	12.06.2015	24,7	32,16	23,2	
4112	23.08.2015	31,29	59,85	47,7	
4148	21.06.2015	19,86	23,96	17,1	

Дальнейшая стратегия разработки объекта АВ₁ Советского месторождения связана с дифференциацией процессов разработки для пластов АВ₁. ГРП имеет тенденцию к объединению фильтрации всего АВ₁, поэтому перспективы метода в дальнейшем локальны и связаны с поиском конкретных скважин, где метод может сработать, либо скважин, на которых значительно ухудшена продуктивность относительно ФЕС пласта.

Кроме того, эффективность данного метода нефтеотдачи может быть повышена благодаря внедрению технологии комплексного подхода к проектированию и оптимизации ГРП, учитывающей конкретные геолого-физические условия месторождения. Такой подход подразумевает подбор

скважин-кандидатов с учетом всей имеющейся информации и системы разработки; оптимизацию геометрии и модели распространения трещины; тщательный подбор технологии ГРП, свойств проппанта и рабочих жидкостей, расчет технологического процесса.

3 Оптимизация процесса проведения ГРП

В предыдущей главе осуществлен анализ опыта проведения ГРП на Советском месторождении, а также выделены основные проблемы и потенциальные точки роста. Проведем расчеты по определению оптимальных параметров ГРП.

Объем использованного проппанта определяет геометрию получаемой трещины. Однако для получения оптимальной продуктивности необходим подбор оптимальной проводимости трещины.

Рассчитаем оптимальный дизайн для Советского месторождения.

Оптимальный дизайн – оптимальные полудлинна ширина трещины и безразмерная проводимость проппанта для фиксированного объема. [5]

Формулы необходимые для расчета оптимального дизайна приведены в главе 1 и на рисунке 3.1.

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S} = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75} \quad \text{Безразмерная продуктивность}$$

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} = \frac{Mp}{k} \frac{1}{A_{res} h_f} \quad \text{Безразмерное число проппанта}$$

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad \text{Коэффициент проникновения}$$

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad \text{Безразмерная проводимость}$$

Оптимальные полудлинна и ширина трещины

$$x_{fopt} = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fDopt} h k} \right)^{0.5} \quad w_{opt} = \left(\frac{C_{fDopt} V_f k}{h k_f} \right)^{0.5} = \frac{V_f}{x_f h}$$

Формулы для расчета оптимального дизайна

Проведем расчет для типовой скважины Советского месторождения – таблица 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры для оценки оптимально дизайна.

Kf, мД	Xf, м	Xe, м	k, мД	w, м	h, м
100230	80	500	10	0,0113	10

Для начала определим безразмерное число пропанта:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} = \frac{2x_f}{x_e} \frac{k_f w}{k x_f} = \frac{2 \cdot 80}{500} \frac{100230 \cdot 0,0113}{10 \cdot 80} = 0,5$$

Для данного числа пропанта по рисунку 3.1 определим оптимальную безразмерную проводимость трещины, она составила 2.

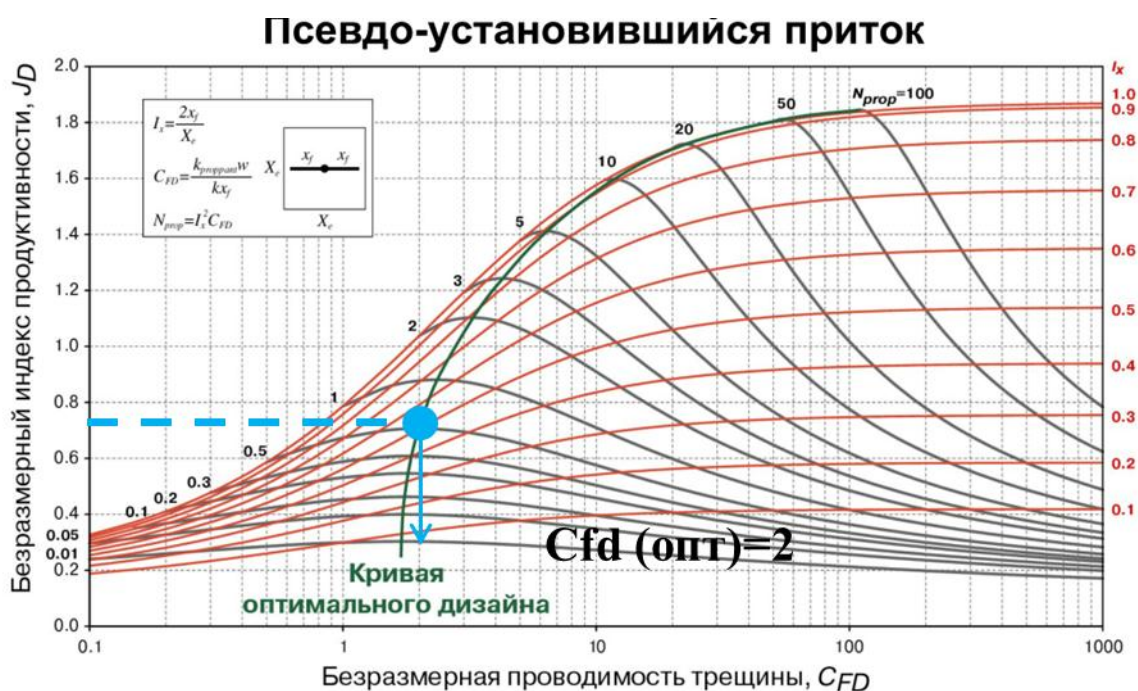


Рисунок 3.1 - Определение оптимальной безразмерной проводимости трещины

Для определения оптимальных параметров ГРП воспользуемся формулами 3.1 и 3.2, ранее приводившимися в главе 1:

$$x_{fopt} = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fDopt} h k} \right)^{0.5} \quad (3.1)$$

$$w_{opt} = \left(\frac{C_{fDopt} V_f k}{hk_f} \right)^{0.5} = \frac{V_f}{x_f h} \quad (3.2)$$

Получились следующие результаты:

$$X_{fopt} = \left(\frac{18,1 * 100230}{2 * 10 * 10} \right)^{0,5} = 95,2 м$$

$$w_{fopt} = \left(\frac{2 * 18,1 * 10}{10 * 100230} \right)^{0,5} = 0,019 м$$

Данный алгоритм позволяет нам оптимизировать процесс ГРП без дополнительных инвестиций.

Более подробно алгоритм приведен на рисунке 3.2 и может применяться на данном месторождении в дальнейшем.

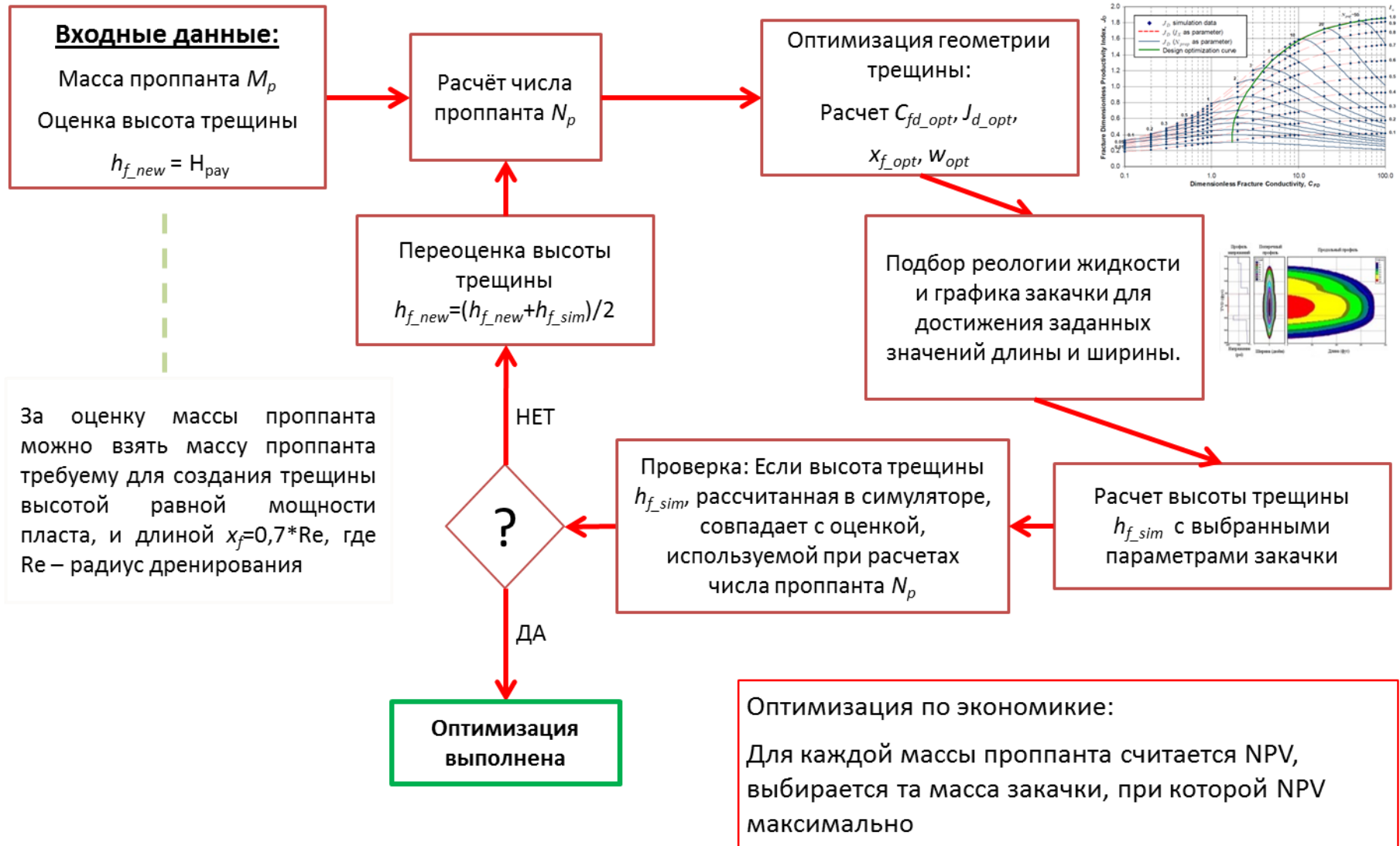


Рисунок 3.2 - Алгоритм оптимизации ГРП

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Самсонов Никита Алексеевич

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

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Должностной оклад научного руководителя составляет 26300 руб 2. Должностной оклад инженера 17000 руб
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нормы амортизации. 2. Районный коэффициент составляет 30%.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Планирование работ и определение их временных оценок.
<i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<ol style="list-style-type: none"> 2. Смета затрат на проектирование
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<ol style="list-style-type: none"> 3. Смета затрат на спецоборудование
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<ol style="list-style-type: none"> 4. Анализ полученных результатов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	к.э.н		3.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Самсонов Н. А.		3.03.2020

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Данная глава посвящена применению гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях. [5]

Средняя проницаемость в новых зонах бурения снижается с каждым годом, что становится причиной снижения рентабельности месторождения.

В связи с этим необходимо применение МУН для увеличения продуктивности скважин. Наиболее распространенной технологией является применения ГРП, поскольку оно имеет целый ряд преимуществ, которые выделены в главе 4.1.2 Анализ конкретных технических решений.

При этом для повышения эффективности технологии необходимо знать сильные и слабые стороны, поэтому в данной главе проводится SWAT-анализ.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Технологий ГРП имеет ряд преимуществ над альтернативными методами солянокислотной обработкой (СКО) и дополнительной перфорацией (ДП)– анализ приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	ГРП	СКО	ДП
Стоимость, млн. р	1-3	0,3-0,5	0,2
Повышение продуктивности, %	200-500	30	10
Применимость	Средняя	Низкая	Низкая
Геологические ограничения	Подошвенная вода, газовая шапка	Тип породы	Мощность коллектора

Из таблицы 4.1 видно, что не смотря на то что стоимость ГРП примерно в 2-15 раз выше, прирост в продуктивности от технологии выше в 10-50 раз, что подтверждается масштабностью тиражирования.

При этом технология ГРП значительно более часто применяется на месторождениях (более чем в 80% случаев), поскольку в отличие от СКО и ДП она создает дополнительные высокопроводимые каналы, а не убирает загрязнения.

Единственными сдерживающими факторами применения технологии является наличие подошвенной воды и газовой шапки.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Высокая эффективность 2. Накопленный опыт 3. Применение на горизонтальных скважинах	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Неприменимость при наличии газовой шапки 2. Потеря скважины в случае аварии 3. Высокая стоимость
Возможности: 1. Массовое применение 2. Шаблонность процедуры 3. Использование естественной воды	1. Снижение стоимости за счет закупки собственного оборудования 2. Использование низкоквалифицированных ресурсов 3. Повышение диапазона применимости	1. Необходимость проведения дополнительных расчетов 2. Аварии в случае недостаточного контроля за операцией 3. Снижение эффективности
Угрозы: 1. Аварии по вине персонала 2. Ограничение флотов ГРП	1. Повышение квалификации сотрудников 2. Контрактование на запланированный объем 3. Оптимизация параметров технологии	1. Невозможность применения из-за высокой стоимости 2. Потери инвестиций в скважину при аварии

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития технологии ГРП.

1. Снижение негативного влияния угрозы 1 (аварии по вине персонала) может быть достигнуто за счет массового тиражирования технологии и тем самым повышения квалификации сотрудников через большое количество проведенных однотипных операций.

2. Риск ограниченности флотов ГРП на рынке (угроза 2) может быть снижен за счет приобретения собственного оборудования. Сейчас ГРП проводится на 70% горизонтальных скважин и на данный вид операции повышенный спрос. Приобретение собственного оборудования в кратчайшие сроки позволит окупить инвестиции, а также не зависеть от рынка услуг. При этом дополнительно снижается и негативное воздействие угрозы 1, поскольку за счет наращивания количества проведенных операций повышается квалификация сотрудников и снижает риск аварии.

3. Высокая эффективность и возможность масштабного тиражирования выделяют технологию ГРП по сравнению с конкурентами. Большинство угроз и слабых мест могут быть нивелированы за счет этого. Однако необходимо уделять внимание качеству проектирования и планированию работ.

4.2 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Руководитель, Бакалавр
	6	Подбор оптимальных параметров	Бакалавр
	7	Оценка прироста дебита нефти	Руководитель, Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Бакалавр
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Бакалавр
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Бакалавр

4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ож}}$ – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{min } i}$ – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{max } i}$ – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (4.4)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

В 2019 году 365 календарных дней, из них 105 выходных для и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{кал} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1,48$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоёмкость работ			Исполнители	Т _р , раб. дн.	Т _{кi} , кал. дн.
	t _{min} , чел- дн.	t _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел- дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Анализ накопленного опыта применения	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Подбор оптимальных параметров	20	25	22	И	22	32,5
Оценка прироста дебита нефти	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Оценка возможности тиражирования технологии	10	20	14	И	14	20,1
					64,5	96,7

Р – руководитель; И - бакалавр

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	$T_{кi}$, дни	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	■											
Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр	2		■										
Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	18		■	■	■								
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр	2				■								
Анализ накопленного опыта применения	Руководитель, Бакалавр	4				■	■							
Подбор оптимальных параметров	Бакалавр	38					■	■	■	■	■			
Оценка прироста дебита нефти	Руководитель, Бакалавр	6									■			
Оценка полученных результатов	Руководитель, Бакалавр	4									■			
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Бакалавр	4										■		
Составление пояснительной записки	Бакалавр	18										■	■	■

Руководитель	Бакалавр
■	■

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы разработки нефтяных оторочек, а именно канцелярских принадлежностей (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Затраты на материал, руб
Калькулятор	шт.	1	180	180
Ручка	шт.	1	25	25
Тетрадь	шт.	2	20	40
Печать	лист.	150	2	300
Итого :				545

Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования, шт	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	43,000	43,000
Итого :				43,000

4.3.2 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{43000 \cdot 49}{3 \cdot 366} = 1918,94 \text{ руб.} \quad (4.5)$$

Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ - основная заработная плата

$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}}$ - дополнительная заработная плата

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}}; \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата

$T_{\text{р}}$ - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим сотрудником

Размер средней заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{м}}$ - заработная плата за 1 месяц

M - количество месяцев работы без отпуска

$F_{\text{д}}$ - фонд научно-технического персонала

Заработная плата научно-технического специалиста рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}; \quad (4.9)$$

где $Z_{\text{ТС}}$ - заработная плата по тарифной ставке

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент 0,3;

$k_{д}$ - коэффициент надбавок и доплат 0,2

$k_{р}$ - районный коэффициент (для Томска 1,3);

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_{д}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{366 - 118 - 28} = 1688 \text{ руб.};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{р} = 1688 \cdot 49 = 82694 \text{ руб.};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 82694 + 0,15 \cdot 82694 = 95098 \text{ руб.}$$

Руководитель имеет оклад равный 26300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_{д}} = \frac{51285 \cdot 10,4}{366 - 66 - 56} = 2186 \text{ руб.};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{р} = 2186 \cdot 8 = 17487 \text{ руб.};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 17487 + 0,15 \cdot 17487 = 20110 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	82694	12404
Руководитель	17487	2623
Коэффициент отчислений	0,30	
Итого	$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (82694 + 12404 + 17487 + 2623) =$ $= 34562,63 \text{ руб.}$	

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей} - 5) \cdot 0,16 = (545 + 43000 + 1918,94 + 98098,31 + 20110,45 + 34562,63) \cdot 0,16 = 31747,1 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент учитывающий накладные расходы;

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Доля в %
Расчет материальных затрат, НТИ	545	0,30
Расчет амортизационных отчислений	1918,94	1,04
Расчет затрат на заработную плату инженера	95098,31	51,69
Расчет затрат на заработную плату руководителя	20110,45	10,93
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	34562,63	18,79
Расчет накладных расходов	31747,1	17,26
Бюджет затрат НТИ	183982,4	100,0

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования – недропользователи месторождений Западной Сибири.

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Проведено сравнение с конкурентами (ОПЗ, ДП). Из проведенного анализа можно сделать вывод, что значительно более высокая эффективность, не смотря на большую стоимость делают данную технологию оптимальной, на большинстве месторождений Западной Сибири.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: аварии по вине персонала и дефицит флотов ГРП на рынке услуг. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 4.1.3.

4. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 64,5 рабочих дней, 96,7 календарных.

6. При планировании бюджета НИИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 183982,4 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Самсонов Никита Алексеевич

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

Тема ВКР:

Применение гидравлического разрыва пласта с целью повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является алгоритм по подбору оптимальных параметров работы УЭЦН
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	Рассмотрены нормы трудового законодательства касающиеся ненормированного рабочего дня и работ в ночное время. Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Рассмотрена компоновка рабочего места для выполнения работ сидя за рабочим местом. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ.
Производственная безопасность: Анализ выявленных вредных и опасных факторов Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень электромагнитных излучений 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Повышенный уровень шума и вибрации Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Электрический ток 3. Химический уровень воздействия вредных веществ
Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении выбранных скважин) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти при эксплуатации скважин) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Типичные ЧС: Разлив пластового флюида

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		3.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Самсонов Н.А.		3.03.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данная работа посвящена анализу опыта применения технологии ГРП на месторождениях Западной Сибири.

В первую очередь данный регион характеризуется тяжелыми климатическими условиями, а также плохой инфраструктурой – работы проводятся в полях в крайне тяжелых условиях, что требует повышенной ответственности как от работодателей, так и самих сотрудников.

Отсутствие инфраструктуры (пожарных частей и качественных больниц) усложняет процесс ликвидации ЧС, что требует повышенного внимания способам их предотвращения.

Работы проводятся как в дневное, так и в ночное время и требуют повышенного внимания к безопасности. Помимо этого, само оборудование ГРП находится под высоким давлением, что также является потенциальным источником ЧС.

В данном разделе описываются основные вредные и опасные факторы, с которым сталкивается человек при работе в рассматриваемом регионе (часть 5.2).

Раздел 5.3 посвящен экологической безопасности региона.

В части 5.4 описаны основные чрезвычайные ситуации, причины их возникновения и необходимые действия в случае выброса пластового флюида на поверхность – одного из наиболее частых видов ЧС.

При этом работа состоит не только из полевых работ – важную роль играет исследовательская часть, которой посвящена данная работа.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые и организационные вопросы в нашей стране регулирует Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). [6]

Раздел № 10 данного документа посвящен охране труда (главы 33-36,

статьи 209 – 231).

В данном документе описываются основные направления по охране труда, наиболее важными из них являются:

- обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников;
- государственное управление охраной труда;
- установление гарантий и компенсаций за работу с вредными и (или) опасными условиями труда;
- координация деятельности в области охраны труда, охраны окружающей среды и других видов экономической и социальной деятельности;
- распространение передового отечественного и зарубежного опыта работы по улучшению условий и охраны труда;
- участие государства в финансировании мероприятий по охране труда;
- подготовка специалистов по охране труда и их дополнительное профессиональное образование;

Соблюдение основных законов необходимо для обеспечения безопасности жизни и здоровья сотрудников.

Для теоретической части дипломной работы важным документом является ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин, описывающие требования к рабочему месту. [7]

Настоящий стандарт устанавливает принципы получения размерных данных по антропометрическим измерениям и применение их при проектировании рабочих станций стационарного машинного оборудования.

Конструкции машинного оборудования и рабочих станций должны обеспечивать наиболее удобные позы и движения, принимая во внимание технические ограничения и экономию пространства.

К примеру, минимальным допуском для обуви и перемещений ступней является 130 мм, допуск для движения ног должен составлять 350 мм, для движения по высоте коленей также 350 мм.

Размеры рабочей станции должны удовлетворять антропометрическим

параметрам человека.

5.2 Производственная безопасность

Процесс проведения ГРП осложняется рядом опасных и вредных факторов (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении операций ГРП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ ГН 2.1.5.1315-03
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу			+	
Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		+	+	
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	+	+	
Электробезопасность	+	+	+	
Химический уровень воздействия вредных веществ			+	

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Процесс проведения ГРП осуществляется непрерывно в течении 10 дней, в связи с этим работы ведутся как в дневное, так и в ночное время, не прекращаются даже в случае плохой видимости (дождь, снег).

Все эти факторы существенно ухудшают видимость, и могут стать причиной возникновения опасной ситуации.

В связи с этим необходимо следовать в соответствии с «СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95». Нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 5.2. Необходим контроль за соблюдением заявленных параметров, в случае несоответствия параметров требуется оборудование кустовых площадок специальными осветительными приборами. [8]

Таблица 5.2 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе.

Основные вредные вещества, с которыми приходится сталкиваться на производстве делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсибилизирующие (аллергия);
- канцерогенные (развитие опухолей);
- мутагенные (изменение ДНК человека).

Пути проникновения химических веществ могут быть следующими: через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы.

Самым опасным проникновением вредных веществ являются дыхательные пути.

Попадая в организм человека вещества растворяются в крови, и становятся причиной болезней – бронхит, гайморит, рак легких.

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/ м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/ м³, С1-С5 – 3 мг/ м³, сероводород – 10 мг/ м³, хлор – 1мг/м³.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Средства защиты, которыми необходимо пользоваться при работе с опасными веществами приводятся в «ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация». [9]

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Пластовый газ, выделяющийся на поверхность, представляет угрозу для организма человека. Другим источников вредных газов при проведении ГРП является работа машин на кустовой площадке.

Необходимо контролировать содержание вредных веществ (таблица 5.3), а также выдавать работникам респираторы и противогазы.

Помимо этого, опасность представляет большое количество техники, выбрасывающий в окружающую среду различные вредные вещества.

Таблица 5.3 – Допустимые нормы содержания вредных веществ

Название элемента	Величина ПДК мг/м ³	агрегатное состояние	класс опасности
сероводород	10	п	2
сероводород в смеси с углеводородом	3	п	3
сероуглерод	1	п	3
метанол	5	п	3
пропан	10	п	3

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При проведении операции ГРП приходится работать с крупногабаритным подвижным оборудованием, которое может причинить вред здоровью человека. Для его предотвращения необходимо регулярно проводить инструктаж с персоналом, оборудовать опасные механизмы защитными ограждениями, предупреждающими табличками. При этом люди не должны работать вблизи движущихся механизмов.

Электробезопасность

Во время проведения операции ГРП приходится работать с предметами под воздействием электрического тока.

Разберем более детально электробезопасность.

Различают два основных вида поражений током: электрические травмы и электрические удары.

Электрические травмы подразделяются на электрические ожоги, электрические знаки, электрометаллизацию кожи, механические повреждения и электроофтальмию.

Электрические ожоги в зависимости от условий их возникновения бывают двух видов: токовые (контактные) и дуговые.

Токовый ожог является следствием преобразования электрической энергии в тепловую и обусловлен прохождением тока непосредственно через тело человека в результате прикосновения к токоведущим частям.

Различают электрические ожоги четырех степеней. Основные признаки ожогов I степени - покраснение кожи, II степени - образование пузырей, III степени - обугливание кожи, IV степени - обугливание подкожной клетчатки, мышц, костей.

Дуговой ожог является результатом действия на тело человека электрической дуги в электроустановках высокого напряжения. Такой ожог носит, как правило, тяжелый характер (III или IV степень).

Знание допустимых для человека значений тока и напряжения позволяет правильно оценить опасность поражения и определить требования к защитным мерам от поражения электрическим током.

ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека. Под напряжением прикосновения понимается напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек. Нормы предназначены для проектирования способов и средств защиты от поражения электрическим током людей при их взаимодействии с электроустановками. Они соответствуют прохождению тока через тело человека по пути рука - рука или рука - ноги.

Стандарт предусматривает нормы для электроустановок при нормальном (неаварийном) режиме их работы, а также при аварийных режимах производственных и бытовых электроустановок.

В соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. «Общие требования и номенклатура видов защиты». технические способы и средства защиты устанавливаются с учетом:

- номинального напряжения, рода и частоты тока электроустановки;
- способа электроснабжения (от стационарной сети, автономного источника);
- режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная);

- вида исполнения электроустановки (стационарная, передвижная, переносная);
- условий внешней среды (помещения особо опасные, повышенной опасности, без повышенной опасности, на открытом воздухе);
- возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых предполагается работа;
- характера возможного прикосновения человека к элементам цепи тока (однофазное, двухфазное, прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением);
- возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока;
- вида работ (монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок в зоне их расположения, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи).

В целях обеспечения электробезопасности используют следующие технические способы и средства (часто в сочетании одного с другим): защитное заземление; зануление; защитное отключение; выравнивание потенциалов; малое напряжение; электрическое разделение сети; изоляцию токоведущих частей; оградительные устройства; предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности; электрозащитные средства, предохранительные приспособления и др.

Защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических не токоведущих частей, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции (ГОСТ 12.1.009-76 ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ. «Электробезопасность. Термины и определения»). Защитное заземление применяется в сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и в сетях напряжением выше 1000 В как с изолированной, так и с заземленной нейтралью.

Согласно ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ.

«Электробезопасность. Защитное заземление, зануление». защитному заземлению подлежат металлические части электроустановок, доступные для прикосновения человека и не имеющие других видов защиты, обеспечивающих электробезопасность. Защитное заземление следует выполнять: при номинальном напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока - во всех случаях; при номинальном напряжении 42-380 В переменного тока и 110-440 В постоянного тока при работе в условиях с повышенной опасностью и особо опасных.

Химический уровень воздействия вредных веществ

Пластовый флюид помимо углеводорода в жидкой фазе содержит газы, оказывающие вредное воздействие на организм человека.

Также дополнительным источником являются закачиваемые флюиды и жидкости ГРП.

Для обеспечения безопасности сотрудников необходимо проводить проверку уровня концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. [10]

5.3 Экологическая безопасность

Процесс проведения ГРП может наносить вред окружающей среде. В связи с этим важна оценка негативного влияния и планирование мер по его предотвращению.

Литосфера

Бурение эксплуатационных скважин с кустовых оснований и прокладка инженерных коммуникаций к ним в одном коридоре позволит сконцентрировать негативное воздействие планируемой разработки месторождения на земли, растительность и животный мир на ограниченных площадях.

Проект разработки месторождения предусматривает изъятие земель для долгосрочного пользования и для краткосрочного пользования.

В долгосрочное пользование земли испрашиваются на период эксплуатации следующих планируемых объектов: площадки строительства эксплуатационных скважин, площадки под опоры линии электропередачи, автодорогу. В краткосрочное пользование земли изымаются на период строительства.

Почв сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. Земли используются в лесном хозяйстве.

Планируемые к отводу земли заняты лесными угодьями – лесами III группы эксплуатационного назначения.

Территория месторождения не входит в границы территорий приоритетного природопользования. Здесь нет родовых угодий малочисленных народностей Севера. В хозяйственной деятельности коренного населения территория размещения существующих и планируемых объектов обустройства месторождения не используется.

На территории месторождения наиболее распространёнными являются следующие типы почв: подзолистые, болотно-подзолистые, болотные верховые, низинные, переходные; в меньшей мере распространены дерново-глеевые, аллювиальные дерновые и аллювиальные болотные почвы.

Вследствие избыточного увлажнения территории месторождения основу почвенного покрова составляют болотные почвы. По мере удаления от болотных массивов и повышения отметок высот понижается глубина залегания грунтовых вод, улучшается аэрация, усиливается возможность передвижения нисходящих токов вод, наблюдается смена болотных почв болотно-подзолистыми и подзолистыми.

Механический состав почв представлен средними и тяжелыми суглинками, супесями, торфом. Почвы отличаются невысокой продуктивностью, на которых согласно РД 39-133-94 при строительстве

планируемых площадок строительства скважин снятие плодородного слоя нецелесообразно.

Негативное воздействие на почвенный покров при строительстве планируемых объектов определяется разрушением и заменой естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадок строительства скважин минеральным грунтом (песком).

Гидросфера

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В пределах рассматриваемой территории месторождения находятся следующие водотоки бассейна р. Чижапки: р. Екыльчак, р. Колга, р. Ачуга, р. Кулетка (левобережные притоки р.Чижапки), руч. Лесной (левобережный приток р. Екыльчак), р. Квензер (правобережный приток р. Екыльчак), ручей Шеградка (левобережный приток р. Колги) и мелкие ручьи без названия. Долины рек Екыльчак, р. Колги, р. Ачуги представлены поймой, остальные водотоки территории месторождения представлены днищем. Болотный комплекс представлен верховыми, переходными и низинными типами болот.

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

- 1) разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей;
- 2) поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов;
- 3) поступление загрязняющих веществ с площади водосбора;

4) поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате их перетоков по затрубному пространству в случае некачественного цементирования и негерметичности обсадных колонн.

Благодаря немногочисленности скважин в кустах и равномерности распределения кустовых площадок по площади месторождения влияние токсичных веществ, поступающих в гидросферу носит локальный характер. Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных источников вносит смыв загрязняющих веществ с площади водосбора.

На нефтепромысле вода используется на производственные и хозяйственно-бытовые нужды, для заводнения нефтяных пластов.

Для хозяйственно-питьевых нужд выездных бригад используется привозная вода питьевого качества, поставляемая в переносной таре с водозаборных очистных сооружений Лугинецкого месторождения. Потребности в воде составляют 25 л/сутки на человека.

Водоснабжение на Лугинецком месторождении осуществляется из водозаборных артезианских скважин №№ 11-223, 11-504, ТМ-15, размещенных в 150 м к юго-западу от вахтового поселка. Качество воды, используемой на питьевые нужды, не удовлетворяет требованиям ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая» и санитарным нормам. Для получения нормативного питьевого качества воды предусмотрена станция обезжелезивания, после очистки вода поступает потребителям.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

- концентрированное размещение скважин в кустах и линейных сооружений в коридорах коммуникаций, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля;
- восстановление обваловки на кустовых площадках;

- организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок с целью защиты подземных вод от загрязнения путем фильтрации и возможных утечек загрязнителей;
- отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, от нефти на УПН, очищение и обеззараживание хозяйственных, дождевых и дренажных стоков для подачи их в систему ППД;
- использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов.

Забор воды из поверхностных водоемов для нужд разработки месторождения не предусматривается.

Атмосфера

При проведении операций возможен выброс опасных (токсичных) веществ в атмосферу. Необходимо тщательно проверять все оборудование, чтобы предотвратить возможные утечки. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе проведения ГРП имеется высокий риск возникновения чрезвычайных ситуаций.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует основные виды ЧС. [11]

Поражающие факторы при возникновении чрезвычайных ситуаций делятся на факторы химического и физического воздействия.

Наиболее опасной ЧС происходящей при проведении ГРП является возгорание пластового флюида.

В случае возникновения возгорания масштаб может быть значительный, поэтому в первую очередь необходимо проведения мер для предотвращения возгорания – соблюдение правил пожарной безопасности, выполнение

установленных регламентов, оборудование кустовых площадок средствами пожаротушения.

Изучим более подробно процесс пожаровзрывоопасности. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов определяется показателями, выбор которых зависит от агрегатного состояния вещества (материала) и условий его применения.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (А);
- 2) взрывопожароопасность (Б);
- 3) пожароопасность (В1 - В4);
- 4) умеренная пожароопасность (Г);
- 5) пониженная пожароопасность (Д).

Здания, сооружения и помещения иного назначения разделению на категории не подлежат. (в ред. Федерального закона от 10.07.2012 N 117-ФЗ)

3. Категории помещений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов.

Методы определения показателей применяют для строительных материалов по мере установления классификации этих показателей и введения по ним нормативных требований изучим более подробно процесс пожаровзрывоопасности.

В качестве средств тушения применяют:

- воду, подаваемую в очаг пожара сплошными или распыленными струями;
- воду с добавками (смачивателями, против замерзания и т. д.);
- пены (воздушно-механическую различной кратности, химическую);

- инертные газовые разбавители (диоксид углерода, азот, аргон, дымовые газы, водяной пар);
- галогеноуглеводороды (хладоны 13B1, 12B1, 114B2) *;
- порошки; комбинированные составы.

Эффект воздействия всех существующих средств тушения на горение зависит от физико-химических свойств горящих материалов, условий их горения и других факторов. Водой можно охлаждать и изолировать (или разбавлять) очаг горения, пенными средствами — изолировать и охлаждать, хладагентами — ингибировать горение и разбавлять воздух, порошками — ингибировать горение и преграждать распространение пламени устойчивым порошковым облаком. Однако для любого средства тушения характерно какое-либо одно доминирующее огнетушащее воздействие. Например, вода оказывает преимущественно охлаждающее воздействие, пены — изолирующее, хладагенты и порошки — ингибирующее. В зависимости от условий одно и то же средство может проявлять различное огнетушащее действие.

Для того чтобы предотвратить пожар необходимо строго следовать правилам пожарной безопасности.

В случае возникновения пожара следует действовать в соответствии с инструкциями.

Заключение

Данная работа посвящена изучению опыта проведения ГРП на месторождениях Западной Сибири.

Гидравлический разрыв пласта является ключевым методом увеличения нефтеотдачи для данного региона – он проводится на 60-80% скважин и имеет крайне высокую рентабельность.

Ключевым ограничением мероприятия является необходимость контроля за распространение трещин. Для понимания этого процесса в работе выделены основные составляющие процесса ГРП – жидкости закачки, проппант и параметры закачки (скорость, давление, время).

Оптимальный выбор данных параметров определяется в дизайне ГРП и рассчитывается через подбор оптимальных безразмерного числа проппанта и безразмерной проводимости трещины.

На примере Советского месторождения приводится анализ эффективности технологии ГРП.

Всего за время разработки было проведено 514 операций ГРП в 467 скважинах, что позволило дополнительно добыть 6 567,3 тыс. т. Оценить экономическую эффективность проведенных мероприятий в настоящий момент очень сложно, поскольку неизвестны стоимости нефти и операции за предыдущие годы, но по увеличению количества проведенных операций можно сделать вывод об их эффективности.

При этом проницаемость пласта в зонах проведения ГРП в среднем превышала 10-20 мД, что отчасти ограничивало эффект от технологии. В настоящий момент на месторождении разрабатываются зоны с проницаемостью ниже 5 мД и наблюдается рост увеличения стартовых дебитов.

Не смотря на высокую эффективность технологии необходимо заниматься ее оптимизацией, чтобы даже в условиях сокращения цены на нефть она оставалась рентабельной.

В работе рассматривается применения легкого проппанта, ГПП, а также жидкостей на углеводородной основе.

Накопленного опыта проведения операций недостаточно, чтобы сделать вывод об их успешности, однако виден потенциал дальнейшей оптимизации.

Другим важным фактором, требующих расчетов является оптимальное безразмерное число проппанта, а также безразмерная проводимости трещины.

В работе предлагается алгоритм по определению оптимальных параметров, а также приводятся расчеты для Советского месторождения.

Оптимальная полудлина по расчетам составила 95 м, оптимальная ширина – 20 мм. Данные параметры могут быть получены во время проведения операции, необходимо испытание в поле.

Другим направлением оптимизации работ является проведение операции на горизонтальных скважинах.

В настоящий момент повышается доля горизонтальных скважин и многие из них используются с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

В целом технология проведения ГРП на горизонтальных скважинах принципиально не отличается от наклонно-направленных, однако имеются технологические нюансы, а также необходимость расчета оптимальных параметров ГРП.

Список используемых источников

1. Каневская Р.Д. “Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта”, Москва, ООО "Недра- Бизнесцентр", 1999
2. Рязанов А.О, Петрашов О.Г, Корнилов А.Н. SPE-182142-RU Комплексный анализ и оптимизация системы разработки низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири на примере месторождения им. В.Н. Виноградова» / SPE-182142-RU 2018 г. – 15 с.
3. Шель Е.В., Влияние контраста упругих модулей пород на развитие трещины ГРП в высоту/ SPE-187834-RU 2016 – 12 с.
4. Дополнение к Технологической схеме разработки Советского месторождения, ОАО «ТомскНИПИнефть», 2016 г.
5. А.В Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев Финансовый менеджмент \ ТПУ 2014 г.
6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018)
7. ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
8. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
9. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
10. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования
11. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.