

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИНЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.66:622.243.24

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

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

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

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИНЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-65/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о ГРП 2. Теоретические основы проведения ГРП 3. Оптимальный дизайн ГРП 4. Оборудование и материалы, применяемые для ГРП 5. Технология проведения ГРП 6. Требования к скважинам при проведении МГРП 7. Применение МГРП 8. Технология проведения МГРП 9. Техническое оснащение проведения МГРП 10. Анализ эффективности применения МГРП на месторождении «Х»
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность.	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна		10.02.2023

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы
Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИНЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2023	<i>Общие сведения о ГРП</i>	30
01.03.2023	<i>Технология проведения ГРП</i>	20
16.03.2023	<i>Анализ проведения МГРП на месторождении «Х»</i>	30
01.04.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г-м.н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна		10.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа составляет 93 страниц, 16 рисунков, 14 таблиц, список литературы из 25 источников.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, проппант, скважина, многостадийный гидроразрыв пласта

Объектом исследования являются продуктивные пласты месторождения X, на которых проводился многостадийный ГРП.

Цель работы – анализ эффективности проведения МГРП на горизонтальных скважинах месторождения «X».

В процессе написания данной выпускной квалификационной работы были изучены теоретические аспекты проведения ГРП (как одностадийного, так и многостадийного). Изучение геологических особенностей месторождения «X», а также особенностей разработки позволило выявить условия, которые позволяют провести МГРП на данном месторождении. Для проведения МГРП был разработан технический алгоритм проведения, определено техническое оснащение для проведения МГРП.

Выбранная тема является актуальной, т.к. МГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

Содержание

Введение.....	10
Определения, обозначения, сокращения	12
1 Общие сведения о ГРП	13
1.1 Теоретические основы проведения ГРП.....	13
1.2 Оптимальный дизайн ГРП.....	23
1.3 Оборудование и материалы, применяемые для ГРП.....	27
2.Технология проведения ГРП.....	36
2.1 Требования к скважинам при проведении МГРП.....	36
2.2 Применение МГРП.....	38
2.3 Технология проведения МГРП.	40
2.4 Техническое оснащение проведения МГРП.....	43
3 Анализ эффективности применения МГРП на месторождении «Х».	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 61	
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ . 61	
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	61
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	61
4.1.3 SWOT-анализ.....	62
4.2 Планирование НИ работ	65
4.2.1 Структура работ в рамках НИ.....	65
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	66
4.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку.....	67
4.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования.....	67
4.3.2 Заработная плата	68
4.3.3 Дополнительная оплата труда участников исследования.....	69
4.3.4 Выплаты во внебюджетные фонды.....	70
4.3.5 Накладные расходы.....	71
4.4 Ресурсоэффективность проекта	74
5 Социальная ответственность	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасной работы 80	

5.2 Производственная безопасность.....	81
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	82
5.4 Экологическая безопасность.....	87
5.4.1 Защита жилой зоны	87
5.4.2 Защита атмосферы	87
5.4.3 Защита гидросферы.....	87
5.4.4 Защита литосферы.....	88
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
Заключение	90
Список использованных источников	92

Введение

Основу технологии разрыва гидропласта составляет метод, позволяющий через стимуляцию скважины добиться интенсификации притока. Суть метода состоит в закачке жидкости для гидроразрыва, которая происходит под высоким давлением. Жидкость для гидроразрыва представляет собой смесь воды, песка или других проппантов и загустителей, которые вводятся в ствол и благодаря действию которых происходит образование проводимых трещин, которые служат путем для прохода флюида.

Если у скважины присутствует низкая или средняя проницаемость, то ее разработка является невыгодной с точки зрения экономики, и метод ГРП может быть довольно успешно использован на такой скважине. Но его применение может быть также оправданным для пластов с высокими показателями проницаемости, если данное использование ГРП будет положительным с точки зрения экономики.

Увеличение дебита флюида также сопровождается увеличением нефтеотдачи. Это связано с тем, что трещины, созданные технологией ГРП, обладают возможностью уйти в пласт и распространиться на целиковые зоны, которые не были затронуты другими методами разработки. Данный метод интенсификации притока дает возможность сократить сроки выработки запаса и получать больше флюида, если скважина находится в последней стадии разработки, что может быть очень важным, особенно при затягивании сроков разработки.

ГРП относится к методам с высокой стоимостью. Сумма может достигать нескольких миллионов. Но при этом необходимо отметить, что данные затраты являются экономически обоснованными, если брать внимание положительные стороны данного метода. Если оценивать метод ГРП с точки зрения рентабельности, то они практически всегда рентабельны.

Объектом исследования являются продуктивные пласты месторождения X, на которых проводился многостадийный гидроразрыв пласта.

Цель работы – анализ эффективности проведения МГРП на горизонтальных скважинах месторождения «X».

Актуальность работы – гидравлический разрыв пласта является наиболее популярным, признанным и используемым в наше время методом интенсификации притока как на множестве месторождений России, так и всего мира. На сегодняшний день, когда разработка месторождений в России стала очень дорогостоящей из-за климатических, геологических, технологических сложностей, то вопрос оптимизации и правильного применения такого рентабельного и высокоэффективного метода как ГРП стоит очень остро.

Задачи исследования:

- изучить теоретические основы проведения ГРП;
- проанализировать принципы подбора скважин для проведения ГРП;
- рассмотреть оборудование и материалы, применяемые для ГРП;
- проанализировать результаты проведения МГРП на месторождении «X».

Определения, обозначения, сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

БД – база данных

ГОСТ – государственный стандарт

ГРП – гидроразрыв пласта

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

ОРД – одновременная разделенная добыча

ПАВ – поверхностно-активные веществ

ПЗП – призабойная зона пласта

ППВ – поддержание пластового давления

1 Общие сведения о ГРП

1.1 Теоретические основы проведения ГРП

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) относится к геолого-техническим мероприятиям, которые направлены на интенсификацию притока пластовой жидкости. Для добывающих скважин основная цель - увеличить приток нефти, для нагнетательных - повысить показатели приемистости. Но в обоих случаях цель одна - повысить гидродинамическую связь обрабатываемой скважины с продуктивным пластом за счет создания высокопроводимой трещины, обладающей большей проницаемостью и скоростью дренирования по сравнению с естественными изначальными показатели призабойной зоны пласта (рисунок 1).

Трещина в ПЗП создается за счет нагнетания расклинивающей жидкости в пласт - жидкостного клина при давлении, превышающем горное давление, а далее трещина заполняется проппантом. Таким образом в пластовых условиях в призабойной зоне скважин создается зона дренирования с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами [10].

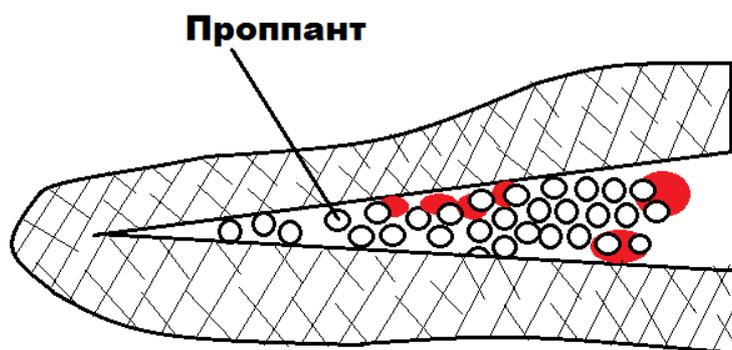


Рисунок 1 – Рисунок 1 –Трещина в при забойной зоне пласта, образовавшаяся после проведения ГРП

МГРП отличается от ГРП тем, что МГРП проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта с изучением механики горных пород [14].

Как уже описывалось ранее гидравлический разрыв пласта представляет собой процесс создания высокопроводимой трещины в продуктивном пласте при давлении превышающим горное. Расклинивание происходит при закачке расклинивающего агента - жидкости ГРП [5]. Далее, созданная высокопроводимая трещина заполняется специальным искусственным материалом (проппантом) для того, чтобы ее сохранить от смыкания под действием естественных энергетических сил пласта (рисунок 2) Проппант - это искусственно созданный керамический сыпучий материал, изготавливаемый на основе гаура. Фракционный состав (требуемый размер) применяемого проппанта зависит от гранулометрического состава обрабатываемого пласта. Поэтому проппант производится определенных типоразмеров. Также тип применяемого проппанта зависит от геологических условий, так как проппант изготавливают различным по массе. При больших скоростях закачки вес проппанта с давлением клина жидкости ГРП создает синергетический эффект и приводит к росту давления [5]

Скорость закачки (расход) расклинивающей жидкости ГРП должна быть такой, чтобы она создавала высокое давление. Давление жидкости при проведении фрэка растет до тех пор, пока не начнет превышать горное давление данного пласта (то есть внутренние напряжения породы) [13].

Пример распространения трещины при одностадийном фрэке в вертикальной скважине представлен на рисунке 2.

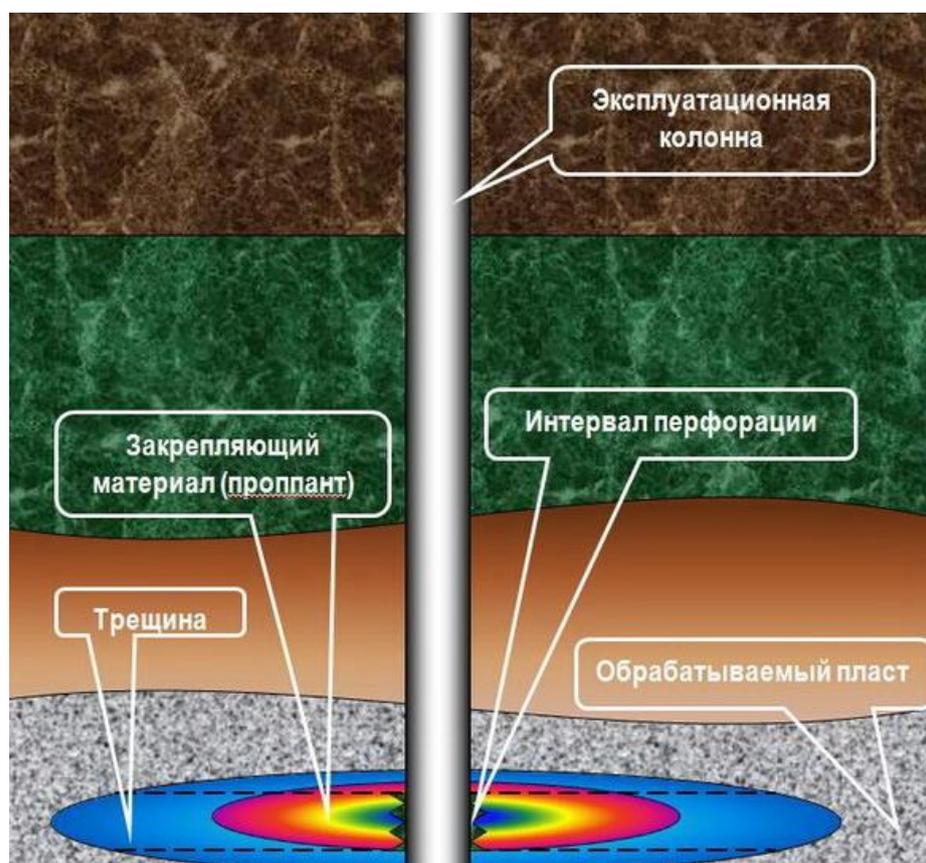


Рисунок 2 – Распространение образованной трещины при ГРП в одну стадию, который проводится на вертикальной скважине

Помимо проппанта и расклинивающей жидкости применяют и другие компоненты для приготовления смесей ГРП [11]. Из-за того, что небольшая часть жидкости-песконосителя при ГРП фильтруется в поры продуктивного коллектора, то в нее добавляют загуститель и специальные добавки для снижения степени фильтрации. Эти отделяющиеся компоненты осаждаются на поверхности трещины ГРП, концентрируются в процессе фильтрации и образуют малопроницаемый покровный слой, который называется фильтрационной коркой. Фильтрационная корка может минимизировать водоотдачу и способствовать распространению трещины вглубь пласта.

После того как будет создана трещина следом закачивается смесь проппанта для ее закрепления, но прежде, чем запустить скважину в довывод (выхода на режим) необходимо произвести промывку скважины чтобы удалить рабочую жидкость ГРП и вымыть остатки проппанта, которые могли остаться в стволе скважины (либо на забое). Процесс промывки скважины

после фрэка обязателен, так как оставшаяся жидкость ГРП будет снижать проницаемость пласта, затруднять процесс дренирования и снижать приток пластовой жидкости в скважину [9].

Рассмотрим способ проведения ГРП в стволе скважины, описанный в патенте № 2765186 С1 [1]. Технической задачей предполагаемого изобретения является создание способа гидравлического разрыва пласта и муфта для его осуществления, позволяющих расширить область применения за счет использования в скважинах, вскрывающих пласт, имеющий высокое пластовое давление и/или низкую проницаемость, проводить операции с учетом давления опрессовки компоновки обсадной колонны с одной или несколькими муфтами ГРП, производить разрыв не менее 95% мембран при давлении их разрыва и обеспечить качественное цементирование обсадной колонны за счет использования мембран, рассчитанных на выдерживание давления опрессовки, и вязкой в пластовых условиях жидкости внутри заглушек с мембранами, а также крышки, не разрушающейся при давлении меньшим давления ГРП после цементирования.

Техническая задача решается двумя способами. Первый вариант. Способ гидравлического разрыва пласта - ГРП, включающий спуск в составе обсадной колонны как минимум одной муфты ГРП, состоящей из цилиндрического корпуса с выполненными в нем радиальными отверстиями, в которых установлены заглушки с разрывными мембранами и крышками, в заданный интервал ствола скважины, цементирование заколонного пространства ствола скважины, технологическую выдержку для застывания цемента, спуск в скважину на колонне труб двойного пакера с разнесенными манжетами и перфорированным патрубком между ними до места установки муфты ГРП, манжеты которого обеспечивают создание герметичной полости в районе соответствующей муфты ГРП, инициация избыточного давления разрыва внутри колонны труб, обеспечивающего разрушение мембран заглушек, удаление заглушки с разрушением цементного камня снаружи муфты и открытием сообщения внутреннего канала колонны труб с

соответствующим интервалом пласта для последующего ГРП с закачкой состава для усиления разрыва пласта, извлечение двойного пакера на поверхность или перестановку его к месту установки другой не вскрытой муфты. Новым является то, что перед сборкой муфты мембраны заглушек изготавливают с возможностью выдерживания давления не менее чем на 7% большего, чем давление опрессовки обсадной колонны, а каждую крышку оснащают центральным отверстием, исключая вытекание при спуске в скважину вязкой жидкости, закачанной в полость заглушки, причем вязкость закачанной жидкости в пластовых условиях, толщину и диаметр отверстия в крышке подбирают так, чтобы после разрыва мембраны заглушки эта жидкость вытекала через отверстие, а крышка не разрушалась при давлении меньшем давления ГРП после цементирования, которое осуществляют после опрессовки обсадной колонны соответствующим давлением, при этом открытие сообщения внутреннего канала колонны труб с соответствующим интервалом пласта производят в два этапа возрастающим давлением, на первом этапе создают давление для разрушения мембраны, но меньше давления ГРП, а на втором - давление ГРП, в том числе и кислотного, с разрушением крышки цементного камня и проведением ГРП.

Второй вариант. Способ гидравлического разрыва пласта - ГРП, включающий спуск в составе обсадной колонны как минимум одной муфты ГРП, состоящей из цилиндрического корпуса с выполненными в нем радиальными отверстиями, в которых установлены заглушки с разрывными мембранами и крышками, в заданный интервал ствола скважины, цементирование заколонного пространства ствола скважины, технологическую выдержку для застывания цемента, инициация избыточного давления разрыва внутри колонны труб, обеспечивающего разрушение мембран заглушек, удаление крышки с разрушением цементного камня снаружи муфты и открытием сообщения внутреннего канала колонны обсадных труб с пластом, спуск в скважину на колонне труб двойного пакера с разнесенными манжетами и перфорированным патрубком между ними до

места установки муфты ГРП, манжеты которого обеспечивают создание герметичной полости в районе соответствующей муфты ГРП для последующего ГРП с закачкой состава для усиления разрыва пласта, извлечение двойного пакера на поверхность или перестановку его к месту установки другой муфты для проведения ГРП соответствующего интервала. Новым является то, что перед сборкой муфты мембраны заглушек изготавливают с возможностью выдерживания давления не менее чем на 7% большего, чем давление опрессовки обсадной колонны, а каждую крышку оснащают центральным отверстием, исключая вытекание при спуске в скважину вязкой жидкости, закачанной в полость заглушки, причем вязкость закачанной жидкости в пластовых условиях, толщину и диаметр отверстия в крышке подбирают так, чтобы после разрыва мембраны заглушки эта жидкость вытекала через отверстие, а крышка не разрушалась при давлении меньшим давления ГРП после цементирования, которое осуществляют после опрессовки обсадной колонны соответствующим давлением, после цементирования обсадной колонны производят одновременное разрушение мембран всех заглушек избыточным давлением внутри обсадной колонны перед спуском двойного пакера для разрушения крышки цементного камня и проведения ГРП, в том числе и кислотного.

Многостадийный ГРП отличается от одностадийного фрэка тем, что количество трещин создается не одна, а две и более. Как правило МГРП производится на горизонтальных скважинах, либо горизонтальных окончаниях наклонно-направленных скважин (рисунок 3). Отличие многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) от обычного одностадийного заключается в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта, при этом создается ряд трещин. Каждая трещина - является отдельной стадией МГРП.

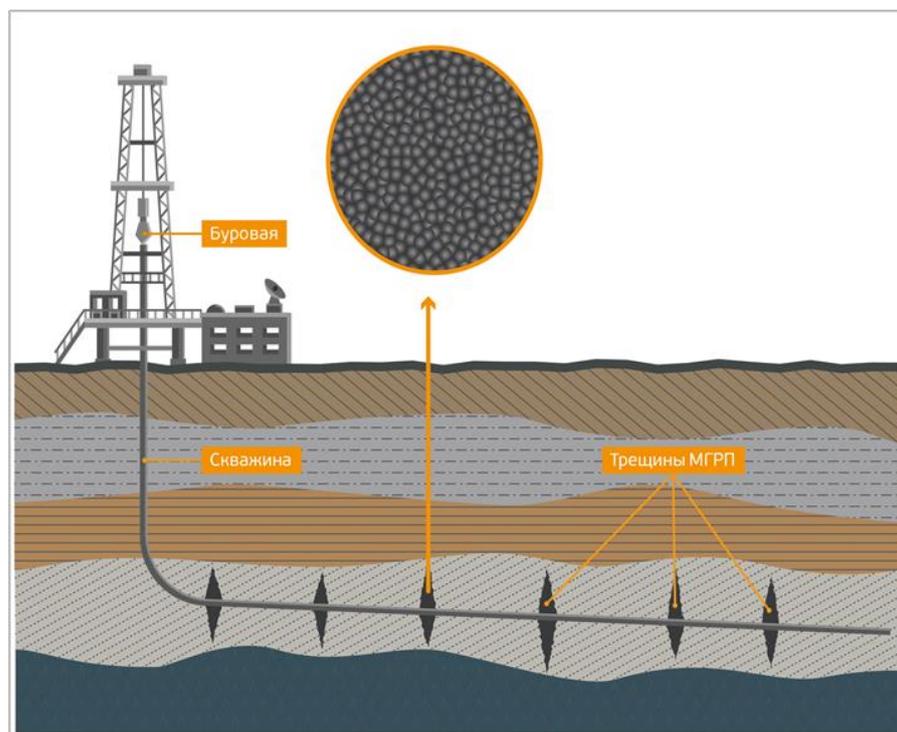


Рисунок 3 – Многостадийный фрак ГРП на горизонтальном окончании ствола скважины

Но МГРП возможен и на вертикальных скважинах, когда трещины создаются на разные объекты при одновременной добычи, сначала на нижележащем объекте производится фрак, а далее на вышележащем горизонте, но при условии изоляции первого [5]. Но при этом необходимо предусмотреть на таких скважинах использование специальной компоновки для одновременной разделенной добычи (ОРД). МГРП на горизонтальных скважинах производится поочередно, также, как и на вертикальных, но в пределах одного продуктивного резервуара. Количество стадий (фраков) соответствует количеству создаваемых трещин. Одна стадия – следовательно одна трещина (рисунок 4).

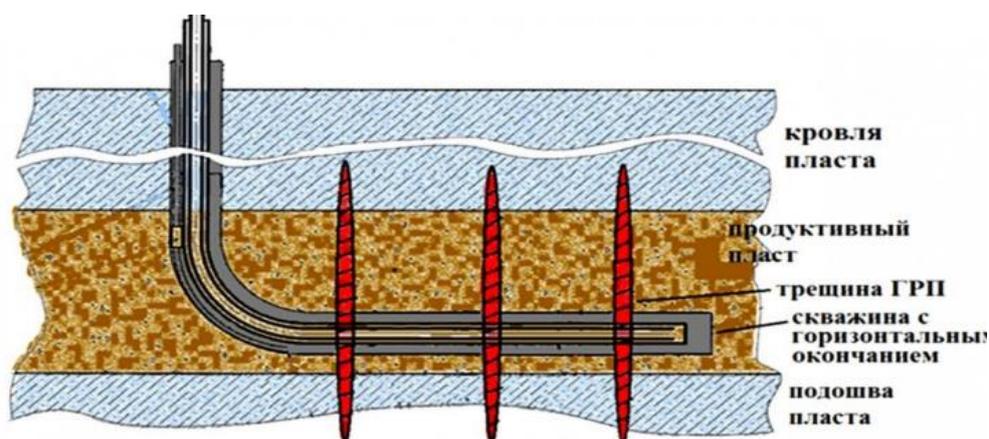


Рисунок 4 – Многостадийный фрек ГРП на горизонтальном окончании ствола скважины

Рассмотрим методы многостадийного МГРП. Одним из методов является МГРП на скважинах, с незапланированной конструкцией под МГРП.

Слепой МГРП. Данный вид МГРП проводится в уже пробуренных горизонтальных скважинах, при строительстве которых не планировалось проведение МГРП и в конструкции не предусмотрено оборудования для реализации МГРП [9]. То есть заканчивание скважины осуществлялось при помощи стандартной компоновки со спуском с цементируемого или не цементируемого хвостовика. «Слепое» МГРП так названо в виду того, что неизвестно в какой месте будут произведены трещины пласта. Также слепой МГРП часто проводится при реализации рефраков МГРП, если спустить в ствол скважины другое оборудование для МГРП невозможно. Например, если в хвостовике имеются седла после проведения первого МГРП и нет возможности или целесообразности проводить разбурку данных седел, а селективный пакер не проходит в ствол скважины по диаметру. Поэтому «слепой» МГРП часто применяется при повторных рефраках МГРП (рисунок 5). Недостатком слепого МГРП является отсутствие контроля и управления над зоной, где будет образована трещина.



Рисунок 5 – Пример проведения «слепого» МГРП в горизонтальном стволе

Также есть возможность проведения МГРП в таких скважинах (с хвостовиками без запланированного оборудования под МГРП) за счет применения селективного пакера или комплексных компоновок, которые осуществляют предварительно перфорацию колонны (ГПП - гидropескоструйная перфорация, прокалывающая перфорация или щелевая перфорация), а далее реализовывается проведение МГРП. Существует несколько технологических решений. Например: спуск перфоратора - перфорация - подъем перфоратора - спуск селективного пакера - проведение МГРП [8]. Второй вариант применение комплексных компоновок, которые позволяют за одно СПО провести перфорацию и МГРП в заданном интервале без лишних подъемов компоновки и глушений скважины (рисунок 6).



а) вырезка отверстия в эксплуатационной колонне щелевой перфорацией - подготовка под проведение стадии МГРП;



б) Щелевая перфорация с последующей промывкой каверны и возможностью проведения стадии МГРП

Рисунок 6– Применение комплексных компоновок

Еще один пример новой комплексной скважинной компоновки для проведения МГРП в скважинах с незапланированной конструкцией под МГРП за счет применения прокалывающей перфорации и селективного МГРП. При такой технологии МГРП в рамках 1 (одной) СПО, через спущенную на НКТ комплексную компоновку, проводится механическое вскрытие эксплуатационной колонны с намывом каверны для проведения селективной стадии МГРП.

Технология селективного пакера позволяет производить фрак МГРП в заданном интервале, за счет того, что в конструкции имеется два пакера, которые изолируют интервал обработки (пакеры устанавливаются выше и ниже интервала фракта) [8]. Существуют различные конструкции селективных пакеров, например манжетные пакеры расширяющиеся в стволе скважины под давлением) и пакеры, инициируемые сбросом шара. Селективные чашечные пакеры показали свою высокую надежность и эффективность на горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения. Данная технология была одной из наиболее применяемых, особенно на тех скважинах, которые бурились ранее, и в конструкции которых не было заложено технической возможности проведения МГРП. Селективный манжетный пакер С2С по надежности выше селективного пакера со сбросом шаров, так как из-за сложности конструкции второго возникает большее количество неисправностей, отказов и несрабатываний посадки пакера (из-за большого количества подвижных частей в механизме пакера). Что снижает надежность второго типа конструкции селективного пакера.

Технология проведения МГРП с установкой в хвостовике ГС мостовых пробок посредством отсыпки выполняется в несколько этапов. Первый этап - проведение первой стадии МГРП в фильтровой части хвостовика горизонтального ствола; второй этап - промывка ствола скважины; третий этап - отсыпка в стволе мостовой пробки для изоляции нижней первой стадии МГРП. Далее выполняется перфорация следующего интервала пласта и проводится следующий фрак МГРП. После этого необходимо выполнить

разбуривание мостовой пробки и нормализовать забой скважины. Весь этот цикл повторяется кратно числу запланированных стадий МГРП.

Данные технологии применялись на Самотлорском месторождении в 2011-2013 годы [10]. Недостатками являлось то, что процесс затягивался и две стадии проводились более 20 суток. А также возникало большое количество отклонений из-за негерметичности песчанок пробки (состоящей из проппанта), которая не выдерживала давление. Но с точки зрения технических решений - отмечается простота конструкции [8, 9]. После рассмотрения основных теоретических положений проведения гидроразрыва перейдем к описанию оптимального дизайна ГРП.

1.2 Оптимальный дизайн ГРП

Подбор кандидатов на проведение ГРП базируется на формировании ранжированного списка скважин-кандидатов на ГРП, которое производится по технико-экономическим показателям. Подбор кандидатов включает четыре основных этапа:

- уточнение текущих параметров работы скважин, и создание ранжированного списка кандидатов;
- анализ геологии и текущего состояния разработки;
- анализ технического состояния скважины;
- расчет эффекта от ГРП.

Результатом подбора кандидатов на проведение ГРП является ранжированный по планируемым приростам дебита нефти список скважин кандидатов на проведение ГРП, удовлетворяющий критериям экономической целесообразности [12].

Уточнение текущих параметров работы скважин и создание ранжированного списка кандидатов происходит на основании «Технологического режима работы скважин по состоянию на текущий месяц». Проверяются текущие параметры работы, представленные в технологическом режиме работы скважин по состоянию на текущий месяц.

При необходимости проводится уточнение параметров работы скважины. Выполняется ранжирование кандидатов по следующим критериям:

- дебит скважины по нефти не должен превышать $Q_n < 150$ т/сут (целесообразность проведения ГРП на скважинах с дебитом более 150 т/сут обосновывается отдельно);

- обводненность добываемой продукции не превышает $n_v < 10$ % (в остальных случаях проводится технико-экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП, в том числе при негативном варианте развития событий с увеличением обводненности;

- по текущему пластовому давлению скважины делятся на три группы: $P_{пл} > 0,75P_{нач}$, $P_{пл} > 0,5P_{нач}$, и $P_{пл} < 0,5P_{нач}$ (скважины с $P_{пл} > 0,75P_{нач}$ сразу попадают в список кандидатов, остальные группы подлежат детальному рассмотрению на следующем этапе) [6].

Рассмотрим способ выбора оптимального дизайна гидроразрыва пласта. Из уровня техники известно изобретение по патенту № 2730576 «Способ прогнозирования гидроразрыва пласта, способ гидроразрыва пласта, способы прогнозирования рисков гидроразрыва пласта» (дата приоритета: 02.05.2017, дата публикации: 24.08.2020, МПК: E21В 43/267)[3]. Способ гидроразрыва пласта включает: ввод данных о расписании гидроразрыва; ввод данных для подмодели распространения трещины гидроразрыва в пласте; ввод данных для подмодели транспорта материалов гидроразрыва в трещине; моделирование гидроразрыва пласта с помощью подмодели распространения трещины гидроразрыва и подмодели транспорта материалов гидроразрыва, при этом сопряжение подмоделей проводят по гидродинамическому сопротивлению для ячеек моделирования; вывод данных моделирования на момент окончания расписания гидроразрыва и/или закрытия трещины. Недостатком известного способа и системы является недостаточная точность моделирования ГРП для обеспечения добычи максимального, т.к. база данных содержит недостаточный набор данных для точного моделирования.

При решении только прямой задачи при моделировании ГРП не достигается необходимая точность моделирования ГРП с учетом добычи максимально возможного объема дебита флюида, не обеспечивается оптимизация значений параметров ГРП, полученных на основании обученной модели предсказания накопленной добычи флюида. Известна публикация US20170328179 «Аппаратура, способы и системы для проведения гидравлического разрыва пласта» (дата публикации: 16.11.2017, МПК: E21B41/00). Способ включает: измерение по меньшей мере одного свойства, связанного с трещиной в геологической формации; измерение по меньшей мере одного свойства, связанного с трещиной в геологической формации, для обеспечения измеряемого свойства; обновление рабочего состояния прогнозируемой модели гидроразрыва, содержащей модель утечки жидкости, полученную на основе измеренного свойства; обновление рабочего состояния прогнозируемой модели гидроразрыва, содержащей модель утечки, на основе измеренного свойства; выполнение прогнозируемой модели гидроразрыва для работы устройства для управления количеством жидкости для гидроразрыва, закачиваемой в геологический пласт, и устройства для управления количеством проппанта, закачиваемого в геологический пласт. Однако решение только прямой задачи при моделировании обеспечивает низкий уровень добычи углеводородов при определении дизайна ГРП. Модель прогнозирования накопленной добычи флюида уточняется только за счет добавления новых уточненных данных, не осуществляется оптимизация значений параметров ГРП, полученных на основании обученной модели предсказания накопленной добычи флюида.

Задачей заявленного в RU2775034C1[2] изобретения является поиск (определение) оптимальных управляющих параметров дизайна ГРП (параметров ГРП) с помощью методов машинного обучения и интеллектуального анализа данных на основе фактически проведенных операций для обеспечения максимальной добычи флюида углеводородов. Техническим результатом изобретения является получение наиболее

оптимальных параметров для проведения ГРП и повышения дебита для скважин на месторождении, обеспечение проведения ГРП для увеличения добычи углеводородов (дебита флюида нефти). Способ выбора (определения) оптимального дизайна гидроразрыва пласта (ГРП), при котором осуществляют:

- создание базы данных (БД) скважин с проведенными ГРП, включающую по меньшей мере: параметры по скважинам, параметры (характеристики) пласта вдоль траектории скважин, параметры ГРП, параметры фактической добычи флюида по скважинам (полевых данных);

- создание модели предсказания накопленной добычи флюида с помощью алгоритмов машинного обучения по параметрам БД скважин с проведенными ГРП;

- сбор параметров по скважине, для которой необходимо определить параметры ГРП, являющейся целевой (параметры по целевой скважине), параметров (характеристик) пласта вдоль траектории целевой скважины;

- определение скважин-аналогов для целевой скважины с помощью БД и параметров по целевой скважине;

- определение диапазонов значений для параметров ГРП по параметрам скважин аналогов;

- осуществление подбора параметров ГРП внутри диапазонов значений параметров ГРП с помощью алгоритма оптимизации (сужение диапазонов значений параметров ГРП);

- получение оптимальных параметров ГРП (параметров дизайна ГРП), которые соответствуют максимальному дебиту флюида для целевой скважины с помощью итерационной подачи в обученную модель предсказания накопленной добычи флюида параметров ГРП, полученных с помощью алгоритма оптимизации на предыдущем шаге.

1.3 Оборудование и материалы, применяемые для ГРП

Для проведения такого сложного процесса как гидравлический разрыв пласта используют целый комплекс оборудования, который включает в себя 2 основных составляющих (подземная и наземная части). Для обеспечения успеха проведения этой операции необходимо собрать надежную, эффективную систему, состоящую из насосов, смесителей, автомобилей, управляющего и другого оборудования. Более подробно распишем блоки наземного оборудования для системы ГРП [6].

Система подачи и хранения воды включает в себя питающий манифольд, перекачивающий водяной насос и ёмкость ГРП.

Питающий манифольд обеспечивает забор воды из резервуара с водой (в случае если он используется). Представляет собой всасывающий коллектор, который используется в случае поступления воды на смеситель напрямую из водяного резервуара или в случае использования перекачивающего водяного насоса, для поддержания ёмкости ГРП в наполненном состоянии.

Перекачивающий водяной насос представляет собой насос низкого давления, которые является основной движущей силой при перекачке воды из резервуара в ёмкость ГРП или к смесителю. Необходимость в них напрямую зависит от расстояния между оборудованием и нужды в создание дополнительного давления для перекачки воды.

Ёмкость ГРП предназначена непосредственно для хранения жидкости разрыва на месте работ. Обычно представляют собой автономные емкости с объемом в районе 80 м³. Способны к передвижению за счет наличия колес, что значительно добавляет в их мобильности. Количество подобных емкостей напрямую зависит от масштаба зоны обработки. Если в составе флота ГРП имеется водяной резервуар и емкости одновременно, то их требуемое количество значительно снижается (обычно требуется в районе 4).

Система подачи пропанта состоит из системы подачи песка (стационарная или мобильная) и транспортера для песка. Система подачи песка (стационарная) используется для подачи песка в блендер под действием

силы тяжести самого песка, управляющая система представлена в виде задвижек гидравлического типа. Иногда для проведения масштабных операций требуется больше 1 бункера.

Система подачи песка (мобильная) используется для проведения ГРП меньшего масштаба чем предыдущая (стационарная) система. Ее особенностью является способность передвигаться на грузовом автомобиле. Функционал мобильной системы аналогичен стационарной, только в уменьшенных объемах. Иногда мобильные системы могут использоваться для подпитки больших стационарных система. Транспортёр для песка также является составляющей системы подачи проппанта.

Система приготовления суспензии и смешения состоит из установки гидратации и смешения химреагентов и блендера. Установка гидратации и смешения химреагентов представляют собой специальные системы, в которых происходит смешение химических добавок, загустителей и сшивателей с водой. Предназначена для гидратации подготовки жидкости ГРП. Происходит контроль над гелем, который должен находиться в набухом состоянии достаточное количество времени перед подачей в блендер.

Блендер предназначен для соединения воды, геля, песка и других добавок в однородную смесь. Производительность блендера определяется его возможностью прокачивать проппант, то есть максимальном возможным расходом материала. Если имеется необходимость в проведении более масштабного ГРП, то необходимо использовать 2 блендера [8].

Система закачки состоит из манифольда высокого и низкого давления, насосного агрегата ГРП, трубопровода высокого давления и гибких шлангов. Манифольды высокого и низкого давления. Система коллекторов, которая используется для соединения блендера с насосами. От смесителя к манифольду проходит целая система шлангов. Также манифольд соединяет обрабатываемую скважину с насосными агрегатами. В их строение включены контрольные и запорные клапаны, которые рассчитаны на высокое давление для контролирования процесса проведения ГРП.

Насосные агрегаты ГРП. Именно за счет этой системы происходит закачка жидкостей в пласт под давлением. Эти насосы под низким давлением забирают рабочую жидкость, в дальнейшем развивая на выходе давление в сотни атмосфер, под действием которого жидкость и уходит в пласт. Обычно насосные агрегаты монтируются на грузовом автомобиле или на прицепе. Также имеются кабели, по которым происходит возможное отключение системы на высоком давлении дистанционно.

Трубопроводы высокого давления и гибкие шланги. Нужны для соединения составляющих элементов системы ГРП. В частности, соединяют скважину, на которой проходит операция, манифольд и насосные агрегаты. В совокупности с клапанами и патрубками составляют «трубную обвязку». Шланги используют для соединения источников водоснабжения со смесителем, а также смесителя с манифольдом, подачи рабочей жидкости к насосам [9]. Мониторинг, контроль и обеспечение качества осуществляется в основном за счет специальных станций управления и различными системами.

Основой мониторинга процесса проведения ГРП является станция управления. Основными параметрами, за которым ведется контроль, являются расход жидкости (притока флюида, закачиваемой жидкости разрыва, проппанта и т.д.), давления в различных пунктах системы, время, которое уже прошло с начала операции, концентрации проппанта. Также с этой станции ведется контроль за всем оборудованием в целом, его состоянием. Оператор ГРП следит за данными показателями за пультом и контролирует их изменения, в случае чего, сообщая о неисправности вышестоящему начальству.

В составе станции ГРП лежит сложная система из датчиков, дисплеев и системы обработки данных. В наше время подобные системы мониторинга стали оснащаться дистанционным управлением и дистанционным мониторингом, которые позволяют уменьшить количество операторов ГРП и сэкономив силы на другие вещи, вести лучший контроль над проведением операции [9].

Также хочется упомянуть о станции контроля качества, которая является обязательной частью системы мониторинга, и которая позволяет путем получения и анализа полученных образцов как до начала проведения операции ГРП, так и во время непосредственного проведения операции. Происходит замер температуры, рН показателя, анализ полученного проппанта при помощи сита, фильтры, различные принадлежности и т.д. Для более наглядного представления оборудования, которое применяется для ГРП, его расположение у скважины, представим это графически. Представлена схема с непрерывным смешиванием и наличием системы манифольда низкого и высокого давления.

Схема расположения оборудования и ее особенности зависят от таких факторов, как размер проводимого мероприятия, источник водоснабжения, особенности окружения и т.д. Для наглядного представления расположения оборудования ГРП изображено на рисунке 7.

Подбор правильного оборудования, его количество и расположение вблизи скважины являются важной составляющей проведения ГРП, ведь этот процесс автоматизирован лишь относительно, и необходимо участие большого количества людей, начиная от проектировщика и заканчивая оператором, который проверяет работу установки и показателей в режиме реального времени. Необходимо соблюдать все требования по безопасности и расстояния между оборудованием, чтобы не произошло непредвиденного происшествия и не пострадали люди, ведь так или иначе безопасность превыше всего.

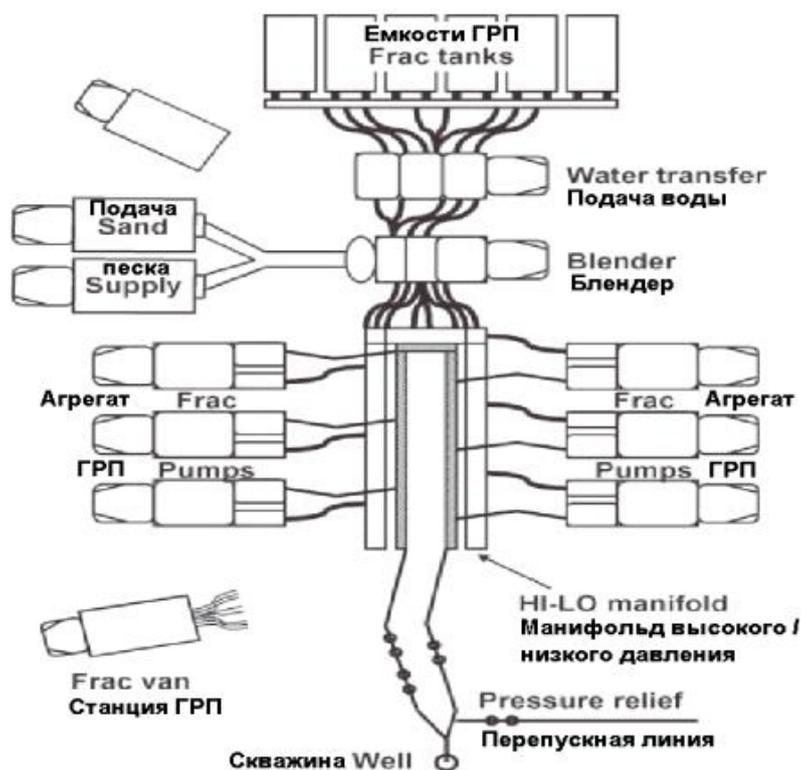


Рисунок 7 – Расположение оборудования ГРП [7]

Для проведения гидравлического разрыва необходимо применение соответствующих материалов, к которым относятся жидкость разрыва, которая и будет оказывать необходимое давление для создания трещин в пласте, различные добавки к жидкостям, которые позволят учесть особенности проведения конкретного разрыва на конкретном пласте, а также проппант. Жидкость разрыва также носит и транспортирующий характер, который позволяет донести проппант до трещины.

Проппант обеспечивает то самое смыкание трещины, которое позволяет удержаться установленным разрывом положение трещин. После того, как трещина зафиксировалась, добавки к жидкости (химреагенты) и жидкость разрыва разлагаются на месте или происходит их вымывание, вследствие чего очищается канал для дальнейшего течения флюида [8]. Жидкость разрыва, которую также часто называют рабочей жидкостью, обеспечивает разрыв породы, после чего доставляет проппант в трещину. Выделяют жидкости на водной и нефтяной основах. Чаще всего принято использовать их смесь в различных соотношениях, что позволяет обеспечить необходимые свойства, а

в частности плотность и вязкость. Также используются пенные системы на той же основе, где в качестве газа используется углекислый газ и азот.

Самым главным показателем рабочего агента является вязкость, которую позволяют обеспечить так называемые загустители. Самым распространенным загустителем является гуаровая смола. Для образования конечного продукта необходимо произвести «сшивание» цепочек полимера в единую молекулу, что позволяет увеличить вязкость в десятки раз. В качестве сшивателей обычно выступают такие химические соединения, как соединения циркония, титана, сурьмы. Самым распространенным сшивателем принято считать бор.

Применение пен нашло большое применение в коллекторах, в которых прослеживается устойчивость к воде или в коллекторах с низким пластовым давлением [7]. Добавки к жидкостям представляют собой материалы, которые добавляют к массе, закачиваемой в пласт, для придания этой жидкости специфического эффекта, которые являются не связанным с типами исходной массы.

Рассмотрим основные из них:

1) Бактерициды (биоциды) – добавка к жидкости, которая позволяет бороться с бактериальным загрязнением. Обычно эти бактерии попадают из различных источников водоснабжения, которые подверглись загрязнению или из емкостей, в которых исходно хранилась жидкость. Но также злоупотребление данными веществами может привести к падению вязкости, что может пагубно сказаться на исходные показатели и повлиять на расчеты. Для борьбы с этим падением вязкости необходимо добавлять хлорные извести, либо применять биоциды широко спектра.

2) Тампонирующие материалы используются как индикатор утечек, которые срабатывают практически мгновенно и являются частью мониторинговой системы. Представляют собой частицы кварцевого песка малого размера (в районе 10 микрон). Данный пример является наиболее привлекательным, так как является дешевым. Также в качестве тампонирующих веществ можно

использовать крахмалы, мыла и смолы. Необходимо отметить, что гуаровый полимер также может контролировать утечку по наличию специальной корки.

3) Деструкторы (от английского destruction – разрушение), которые созданы для понижения показателя вязкости исходной массы. Понижение вязкости в основном происходит за счет уменьшения размера частиц гуарового полимера (который является основным загустителем в массе разрыва). Благодаря этому добавлению жидкость разрыва обладает потенциалом значительного улучшения очистки и дебита скважины после проведения ГРП, что является очень важной составляющей этого метода интенсификации притока.

4) Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – вещества, которые позволяют снизить поверхностное натяжение и сделать поверхность более гидрофильной, что способствует лучшей смачиваемости. Использование ПАВ позволяет обеспечить лучшее извлечение флюида.

5) Пенообразователь, который служит для стабилизации энергии поверхностной активности, который позволяет обеспечить нахождение газа в пене. Газ постоянно остается в тонкодисперсной форме. Также эти пенообразователи выступают в качестве ПАВ и эмульгаторов.

6) Добавки для стабилизации глин позволяют обеспечить временную способность глин совмещаться с водой, обеспечивая стабильное взаимодействие. Обычно применяются раствор солей. Например 2% раствор KCl. Концентрация подбирается в зависимости от соли и целей. Какие конкретно вещества и в каких концентрациях использовать для создания конечной жидкости разрыва зависит напрямую от термобарической характеристики пласта, особенностей пород, которые слагают данный коллектор, свойств пластового флюида и т.д. Обычно все эти параметры рассчитывает химик, по заданным ему изначально вышеперечисленным условиям и предстоящей задачей [8].

Проппант представляет собой маленькие частицы из твердого материала, которые представлены в большей части песком или керамическим

материалом, бокситовый проппант, изготовленный человеком. Ключевое отличие между ними является глубина применения. Песок применяют на малых глубинах (меньше 2,5 км, желательнее значительно меньше), а для больших глубин уже применяют искусственный проппант.

Ключевым свойством, которым должен обладать проппант является прочность материала, так как ключевая задача проппанта состоит в удержании трещины в открытом состоянии, то есть противостояние огромному напряжению в земле, которое образуется после снятия давления гидравлического разрыва. Если проппант не сможет выдержать, и трещина начнет уменьшаться в размерах, то не получится обеспечить запланированный размер трещины, а следовательно, и приток флюида. Также может пострадать проницаемость проппанта, что является немаловажным фактором при проектировании ГРП.

Ключевыми факторами при выборе проппанта являются размер и форма зерен, состав и плотность. При необходимости, для образования трещины высокой проводимости на любой глубине используется высокопрочный проппант, так как потери могут быть слишком большими, и это является нерациональным решением. Для увеличения проводимости трещины применяются в основном три основных направления:

- 1) Увеличение концентрации проппанта, которая позволяет создать трещину большего размера (в частности ширины);
- 2) Применение проппанта большего размера, что способствует созданию среды большей проницаемости;
- 3) Применить высокопрочный проппант, который способствует хорошей проводимости, путем уменьшения его дробления.

Для отображения этих зависимостей имеются специальные графики. Зависимость проводимости от напряжения смыкания трещины имеет вначале крутое изменение вниз, а в дальнейшем почти не происходит изменение, когда в качестве переменной выступает площадная концентрация проппанта и размер проппанта. Для выбора конкретного проппанта существует

соответствующая графическая зависимость. На данной зависимости отчетливо показано, как изменяется материал для проппанта, в зависимости от напряжения смыкания трещины. Зависимость представлена на рисунке 8 [8].

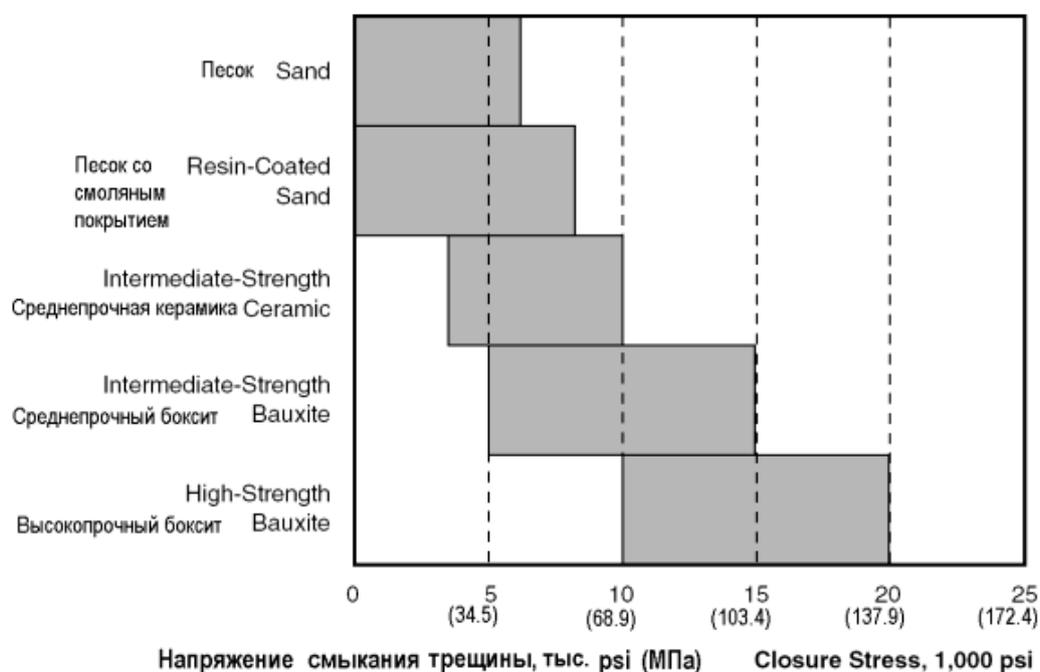


Рисунок 8 – Принцип выбора типа проппанта [8]

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что выбор проппанта является очень важным и напрямую влияет на качество проводимого гидравлического разрыва пласта, ведь из-за неправильного подбора химической добавки к жидкостям может привести к неподходящим для данных физико-геологических условий вязкости и плотности, неправильный выбор проппанта приводит к образованию плохо проницаемой среды с недостаточным размером трещины, а ошибочный подбор жидкости разрыва может привести к смешению несовместимых флюидов, следовательно, может произойти большая потеря нефти, что является неприемлемым при проведении ГРП. То есть каждый из элементов является важным и незаменимым

2 Технология проведения ГРП

2.1 Требования к скважинам при проведении МГРП

Многостадийный ГРП (МГРП) стал обычной практикой для добычи нефти из нетрадиционных коллекторов с чрезвычайно низкой проницаемостью. После гидроразрыва создается расширенная сеть трещин для увеличения площади контакта между стволом скважины и скелетом горной породы, что может значительно повысить производительность.

МГРП состоит из трех существенных операций:

1. Создание в пласте-коллекторе искусственных трещин (или расширение естественных, уже существующих);
2. Закачка по НКТ в призабойную зону пласта жидкости, содержащей наполнители трещин;
3. Продавка жидкости с наполнителем в трещины для их закрепления.

Способом поддержания добычи на рентабельном уровне является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных с МГРП.

Гидравлический разрыв пласта является важной частью заканчивания строительства скважин, главной задачей проведения гидравлического разрыва пласта является создание надежной гидродинамической связью скважина-пласт. Технология МГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под воздействием прокачиваемой в него жидкости и расклинивающего элемента (проппанта) с повторением циклов обработки пласта.

Работы по проведению МГРП включают следующие операции:

- выбор скважины для проведения МГРП;
- подготовка скважины к проведению гидроразрыва;
- разработка процедуры и проведение МГРП;
- освоение скважины после разрыва.

Для того, чтобы оценить, пригодна ли скважина к проведению МГРП, нужно оценить скважину по нескольким критериям:

- оценка горно-геологических условий;
- техническое состояние и характеристика месторождения;
- состояние разработки месторождения на момент проведения МГРП;
- оценка экономической эффективности проведения МГРП.

Эффективность проведенного МГРП определяется отношением обводненности продуктивного горизонта, начальной нефтенасыщенностью пласта-коллектора, производительной мощностью участка гидроразрыва, разнородность строения коллектора и разделенность его разреза, обособленность интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми пропластками, а также расположение скважин по поддержанию пластового давления (ППД) и степенью обводненности горизонта на участке работы скважин ППД.

Требования к техническому состоянию скважины, где планируется проведение МГРП:

- отсутствие у эксплуатационной колонны деформаций и повреждений, особенно в интервале установки паркера;
- цементный камень в пространстве за колонной должен обеспечивать крепкое сцепление как с эксплуатационной колонной, так и с коллектором, на промежутке в 60 м сверху и снизу от интервала перфорации для исключения вероятности появления грифонов.

Увеличение нефтеотдачи коллектора должно сопровождаться положительным скин-фактором до момента проведения МГРП. Для достижения высокой эффективности проведения МГРП, коллектор должен быть низкопроницаем.

Проведение МГРП должно быть на скважинах, которые находятся на достаточном удалении от водонефтяных и газонефтяных контактов. В противном случае, скважина может быть заводнена очень быстро, а также может наблюдаться прорыв газовой шапки.

С точки зрения эффективности проведения МГРП, пласт должен быть однотипный по пористости и проницаемости. Разнотипность может

существенно снижать эффективность проведения гидроразрыва. В разнотипном коллекторе сложно добиться трещин одинаковых по длине, ширине и форме, что снижает технологический эффект от проведения МГРП.

Все вышеперечисленные факторы способствуют применению МГРП на месторождении «Х» и предполагают эффективность его проведения.

2.2 Применение МГРП.

Условиями эффективного применения МГРП, перечисленные выше, является низкая продуктивность (приемистость) скважин.

Критериями применения МГРП являются следующие критерии:

1. Стадия истощения пласта.

При сильном истощении, гидроразрыв не целесообразен. Однако он может принести заметную пользу и в таких пластах путем фильтрации нефти при гравитационном режиме.

2. Цементированность и состав коллектора.

Гидроразрыв успешен в известняках, песчаниках, доломитах и коллекторах смешанного состава. Хотя в нецементированных породах он обычно не рассматривается, есть успешные результаты.

3. Проницаемость и толщина коллектора.

Рекомендуется обрабатывать низко проницаемые пласты. Возможность использования мощной, современной техники, делает значение толщины коллектора, второстепенным значением.

4. Предыдущие обработки коллектора.

Если повторная операция сможет усилить масштабы воздействия (глубину, количество трещин, например), то она имеет смысл.

5. Изолированность зоны предстоящего воздействия.

Жидкость разрыва пойдет по пути наименьшего сопротивления. Если вместо продуктивного пласта трещина пойдет по цементу, глине и т.п., то эффективности не будет.

6. Расположение водонефтяного контакта.

Создание или продление трещин в водонасыщенную зону приводит к росту дебитов воды без увеличения дебита нефти. Опыт показал, что вертикальные трещины создаются неуправляемо и могут протянуться на много метров вглубь водоносной зоны под продуктивным пластом.

Технология проведения МГРП на месторождении «Х» включает в себя:

- промывку скважины;
- спуск в скважину подвески из НКТ, на конце которой находится в зависимости от количества стадий МГРП муфты и разбухающие пакера;
- установка фонтанной арматуры для проведения МГРП, выдерживающая высокие давления до 70 МПа;
- закачку по НКТ в пласт жидкости - гидроразрыва;
- жидкости - проппантоносителя и продавочной жидкости; освоение и пуск скважины в работу.

Система подготовки жидкости МГРП включает в себя: смесительный агрегат (блендер), ёмкость с нефтью и песковоз. Замешивание жидкости необходимой для проведения МГРП производится непосредственно на кустовой площадке, перед самой закачкой.

Для проведения МГРП к устью скважины подключаются высоконапорные насосы, которые вместе с обвязкой опрессовываются на рабочее давление.

Управление процессом гидроразрыва пласта осуществляется в штабе, который находится на кустовой площадке и имеет автоматическую защиту от возможных аварий. В случае аварии в штабе автоматически отключаются насосы. Сброс давления производится в вакуумную установку, которая собирает в обвязке и насосах остатки жидкости после гидроразрыва. Сброс давления из затрубного пространства производится в расходную ёмкость ЦА-320.

В качестве подземного оборудования при МГРП используются высокопрочные нососно-компрессорные трубы (НКТ) из стали группы прочности «Е», диаметром 89 мм и толщиной стенки 6,5 мм.

Процесс МГРП обычно включает в себя два основных этапа:

– первый этап состоит в том, что в продуктивный пласт при высоком давлении (до 70 МПа) и с достаточной скоростью закачивают рабочую жидкость, в результате чего происходит разрыв в породе коллекторе и образование искусственных трещин.

– второй этап заключается в том, что в пласт закачивается расширитель трещин для того, чтобы поддержать стенки трещин в раскрытом состоянии, сохраняя высокую пропускную способность после окончания процесса и снятия избыточного давления.

2.3 Технология проведения МГРП.

Для проведения МГРП на предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным данным. В зависимости от состояния призабойной зоны скважины и начальной проницаемости пласта, критерии подразделяются:

1. Низко проницаемый коллектор:

– эффективная толщина пласта не менее 40 м;
– малое содержание в добываемой нефти газа, а также отсутствие законтурной воды;

– продуктивный коллектор, где будет проводиться МГРП, должен быть отделен от других коллекторов непроницаемыми породами;

– удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами;

– извлечённая нефть из скважины не должна превышать 10% от извлекаемых запасов;

– скважина должна быть технически исправна, состояние эксплуатационной колонны, и сцепление цементного камня с колонной в заколонном пространстве и породой должно быть в рабочем состоянии в интервале выше и ниже фильтра на 60 м;

– проницаемость пласта должна составлять не более 0,04 мкм² и при

вязкости в пластовых условиях не более 4 МПа с.

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне:

- начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;
- наличие скин-фактора на КВД;
- обводненность продукции скважины не должна превышать 10-15%;
- продуктивность скважины должна быть ниже от проектно-базовой.

Как следует из всего вышеизложенного, приведенные критерии позволяют провести разностороннюю, предварительную экспертную оценку каждой скважины с технической, технологической и геолого-промысловой позиций.

1) Геологической службой управления составляется информация, установленной формы для расчета МГРП.

2) Составляется программа проведения МГРП по результатам расчета на ЭВМ.

3) На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по МГРП.

4) Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.

5) Мастер КРС передает скважину ответственному по МГРП соответственно акта для проведения МГРП установленной формы.

6) Размещение агрегата и оборудования производится инженером МГРП согласно приложенной схеме.

7) Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течение 10 мин.

8) При установлении герметичности соединений в скважину подается чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления МГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости

скважины по диаграмме на компьютере.

9) После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается от 10 до 40 м³ чистой загеленной жидкости разрыва.

10) За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы проппанта от 100 до 900 кг/м³ до определенной стадии объема закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 4-30 т проппанта.

11) Непосредственно за смесью проппанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объеме до кровли пласта. Управление процессом МГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.

12) Темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 3-7 м³/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.

13) Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.

14) В процессе МГРП ведется непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведется одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по МГРП с ЭВМ производится в форме: сводки МГРП, графиков изменения параметров в процессе МГРП, графика изменения остаточного давления после МГРП.

Гидравлический разрыв пласта – в скважине, выбранной для МГРП, определяется дебит (приемистость), забойное и пластовое давление, содержание воды в добываемой продукции и газовый фактор. Осуществляется мероприятия по очистке забоя и ПЗП.

Хорошие результаты дает предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для МГРП. Для этих целей применяется кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию. Такие мероприятия снижают давления разрыва и повышают его эффективность.

Проверяется герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем. Пакер устанавливается на 5-10 м выше разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит, алевролит). Ниже пакера устанавливаются НКТ (хвостовик). Длину хвостовика выбирают максимально возможной для того, чтобы песок двигался к трещине и не выпадал зумпф скважины.

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетаемой водой – в нагнетательных скважинах. После посадки пакера, опрессовку его производят путем закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере его срывают и производят повторную посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность пакера, то его заменяют или изменяют или изменяют место посадки.

2.4 Техническое оснащение проведения МГРП

Оборудование, применяемое для МГРП.

Для создания высоких давлений и скоростей закачки рабочих жидкостей в процессе гидравлического разрыва пласта, смешивания песка и жидкости, их перевозки применяют мощные насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны и специальное устьевое оборудование.

Насосный агрегат - предназначен для закачки в скважину жидкости и песчано-жидкостной смеси. Управление агрегатом производится с поста, расположенного в кабине автомобиля.

Пескосмесительный агрегат – предназначен для перевозки песка и приготовления песчаножидкостной смеси.

Автоцистерны – предназначены для перевозки жидкостей, используемых при гидравлическом разрыве пластов, гидropескоструйной перфорации и подачи ее в пескосмесительный или насосный агрегат.

Блок манифольда – предназначен для обвязки агрегатов между собой и

с устьевой головкой при нагнетании жидкости в скважину. Применение блока манифольда при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пласта и гидropескоструйной перфорации сокращает время монтажа и демонтажа коммуникаций, обвязки агрегатов между собой и с устьевой головкой и значительно упрощает эти работы.

Крестовина – служит для соединения арматуры с насосно-компрессорными трубами, спущенными в скважину при помощи комплекта переводников. Крестовина имеет три горизонтальных отвода, К двум из них через пробковые краны присоединяют напорные линии; третий отвод снабжен краном для разрядки давления в колонне насосно-компрессорных труб. В верхнюю часть крестовины ввинчен патрубок с заглушкой для захвата элеватора при спускоподъемных операциях.

Устьевая головка – предназначена для соединения арматуры с устьем скважины. В головке монтируется самоуплотняющаяся резиновая манжета, которая герметизирует пространство между НКТ и обсадной колонной [6].

Установка для многостадийного гидроразрыва пласта.

Смеситель (блендер):

Смеситель монтируется на грузовом автомобиле типа «Kenworth» T800 бхб рассчитана на эксплуатацию в диапазоне температур окружающего воздуха от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Смесительная установка характеризуется следующими техническими данными:

- расход жидкости – $7,9 \text{ м}^3/\text{мин.}$;
- максимальное давление на выходе – $5,3 \text{ атм.}$;
- максимальный расход сухих химических веществ – $0,074 \text{ м}^3/\text{мин.}$;
- максимальная плотность на выходе – $2,4 \text{ кг песка на } 1 \text{ литр}$;
- максимальный расход жидких химических веществ – 57 л/мин. ;
- максимальная подача расклинивающего агента – 7260 кг/мин.

Привод смесительной установки – гидравлический. Привод насоса – от многоступенчатой коробки передач с гидроприводом от силовой установки на

шасси автомобиля. Насос питает гидродвигатели, которые приводят в действие следующие агрегаты:

- всасывающий центробежный насос;
- нагнетательный центробежный насос;
- две системы сухих добавок;
- две системы жидких добавок;
- два шнека для подачи расклинивающего агента;
- один перемешиватель растворов;
- систему шнекового подъема расклинивающего агента.

Смесительная система:

Смесительный бак:

Смесительная система «Stewart&Stevenson» содержит цилиндрический смеситель, построенный на принципе «бак в баке» для обеспечения полного и равномерного смешивания растворов. Чистая жидкость поступает в смесительный бак через всасывающий коллектор и далее проходит в радиальном направлении внутри наружной жидкостной камеры.

Циркуляция в наружной камере, жидкость перетекает через верхнюю радиальную кромку наружной стенки внутренней камеры, во внутреннюю смесительную камеру, смешиваясь с подаваемыми в ней расклинивающими агентами.

Благодаря большой поверхностной зоне наклонных стенок внутренней камеры пропанта тщательно увлажняется не вызывая при этом ненужной аэрации раствора. В нижней части камеры установлен миксер с регулируемой скоростью вращения лопаток, который обеспечивает полное и равномерное смешивание раствора.

Смеситель содержит также систему автоматического регулирования уровня жидкости. В камеру смешивания также подаются химические добавки из соответствующих систем сухих и жидких добавок.

Шнеки для загрузки расклинивающего агента:

В задней части установки монтируется два шнека диаметром 30,5 см с

переменной частью вращения. У основания шнековых транспортеров установлен стальной бункер для загрузки пропанта.

На шнеках смонтированы электрические датчики для регистрации объема и скорости подачи пропанта.

Шнековый транспортер поднимается и опускается в транспортное или рабочее положение. Имеется также механическое блокировочное устройство для фиксации шнеков в установленном гидромеханизмами положении.

Всасывающий насос и коллекторы:

Всасывающий центробежный насос «MissionMagnum» обеспечивает перекачивание жидкости с интенсивностью $11\text{ м}^3/\text{мин}$, из емкостей в смесительный бак или к насосным установкам. На всасывающем коллекторе смонтированы девять входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным затвором в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой. Нагнетательная линия соединяется трубопроводами со смесительным баком.

Контрольные приборы (расходомеры и плотномеры):

Между всасывающим коллектором и смесительным баком устанавливается расходомер турбинного типа. Такой же расходомер устанавливается и в нагнетательной магистрали. Там же смонтирован плотномер нуклонного типа 200 MCI. Эти приборы оборудуются соответствующими датчиками и электрическими кабелями для соединения этих приборов с суммирующими цифровыми приборами.

Система сухих добавок:

Смеситель оснащен двумя системами сухих добавок с изменяемой частотой вращения. Для подачи сыпучих химикатами используются шнековые транспортеры с производительностью $0,037\text{ м}^3/\text{мин}$.

Система жидких химических добавок:

Смесительная установка оснащена двумя насосными системами жидких добавок с изменяемой частотой вращения, каждая из них, оборудована расходомерами в нагнетательной линии с датчиками и кабелями для соединения с сумматорами расхода добавок, которые смонтированы в кабине

управления установкой.

Системы жидких добавок подают соответствующие химикаты с указанной ниже производительностью при давлении выше 5 кг/см²:

– система 1:19 л/мин.;

– система 2:38 л/мин.

Блок манифольдов:

Установка смонтирована на грузовом а/м «Mercedes Bens 2629» и предназначена для работы в диапазоне температур от - 40°С до +40°С.

На шасси смонтирован гидравлический кран «MFG» с поворотной стрелой, который используется для снятия и установки сеточного короба с гибким соединениями, а также для других погрузочно-разгрузочных работ.

Блок манифольдов состоит из двух частей: манифольда низкого давления и манифольда высокого давления. Манифольд низкого давления представляет собой сварную конструкцию из стальных труб диаметром 10". Манифольд имеет 8 точек ввода, соединяемых шлангами с нагнетательной линией смесителя и по 6 выводов диаметром 4" с каждой стороны манифольда для подсоединения всасывающих линий насосных установок. Каждое соединение имеет дроссельный клапан [7]

Манифольд высокого давления представляет собой конструкцию, собранную из стальных труб диаметром 3", жестко закрепленную на салазках и служит для подключения до шести насосных установок. На каждом из вводов установлен обратный клапан, что исключает, перетек жидкости из линии высокого давления в насос и задвижка поворотного типа.

Снятие показаний давления в манифольде производится через датчик, соединенный при помощи кабеля с аналого-цифровым преобразователем, установленный в станции управления.

Блок манифольдов, оснащен комплектом труб диаметром 3" и гибких соединений диаметром 3" различной длины. Демонтаж и монтаж блока производится при помощи гидравлической лебедки, смонтированной на шасси автомобиля

Насосная установка Модель FC-2251:

Установка может нагнетать ингибированную кислоту и прочие расклинивающие растворы; управляется на расстоянии либо с пульта дистанционного управления, либо с помощью станции управления.

Установка рассчитана на эксплуатацию в длительном режиме нагнетания. Силовая установка – 2-х тактный дизельный двигатель «DETROITDIESEL 16У-149ТІВ». Двигатель установки развивает мощность на маховике (по условиям SAE) до 2250 л.с. при 2050 об/мин в прерывистом и непрерывном режиме эксплуатации.

Трехплунжерный насос SPMTWS 2000 развивает гидравлическую мощность не менее 2000 л.с.

Основные характеристики:

- диаметр плунжеров – 127 мм;
- ход плунжера – 203,2 мм;
- передаточное число – 6,353:1;
- максимальное рабочее давление – 802 кг/см² при расходе 772 л/мин;
- максимальная производительность – 2547 л/мин;
- корпус насосной установки и выкидная линия выдерживают давление до 1050 кг/см².

Передвижная автоматизированная установка сбора данных и управления «Stewart&Stevenson» Модель EC-22ACD

Это установка с программным и техническим обеспечением, она включает вспомогательный пульт управления МГРП и компьютерные устройства для сбора и регистрации данных, обработки полученных результатов и т.д. Станция управления снабжена шестью катушками с кабелями (40 м каждый), предназначенными для подключения следующих потребителей и контроллеров:

- линии для ввода данных о темпе закачки жидкости;
- линии для ввода данных о давлении в НКТ;
- линии для ввода данных о давлении в затрубном пространстве;

- линии для ввода данных о плотности смеси рабочей жидкости и расклинивающего агента;

- линии для ввода данных о скорости оборотов шнеков;

- линии для ввода данных о скорости подачи жидких химреагентов.

Сигналы от внешних устройств поступают на стойку аналогово-цифрового преобразователя. Преобразованные сигналы поступают на 2 компьютера, где регистрируются в режиме реального времени.

Контроль за производством МГРП в режиме реального времени производится при помощи программы, регистрирующей сигналы от любых выше перечисленных внешних устройств, что позволяет оперативно вносить необходимые коррективы в процесс МГРП.

Питание всех систем производится от генератора мощностью 6,4 кВт при частоте вращения 1500 об/мин. Привод генератора – дизельный двигатель «Generac Series».

Прочее оборудование:

Кроме того, в состав комплекта спецтехники для производства МГРП входят:

- а/м для транспортировки расклинивающего агента, смонтированный на базе «Mercedes Vens», грузоподъемностью 18 т;

- насосный агрегат ЦА-320;

- а/м для транспортировки химреагентов;

- вакуумная машина;

- вахтовая машина К-40.

Материалы применяемые при МГРП

Технические жидкости:

Рабочие жидкости для МГРП представляют собой эмульсии и жидкости на углеводородной или водной основах.

Наиболее часто в процессе МГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости. На углеводородной основе – дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин

или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами. На водной основе – сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты. Эмульсии – гидрофобная водонефтяная, гидрофильная водонефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

Дегазированная нефть - нефть, отстоявшаяся в наземных хранилищах в течение не очень продолжительного времени. Амбарная нефть - нефть, отстоявшаяся в больших земляных амбарах в течение длительного времени. Из амбарной нефти улетучивается часть легких фракций, что приводит к повышению ее вязкости. Нефть загущается при добавлении мазута или более вязких нефтей других месторождений и горизонтов.

Водные растворы концентратов жидкой сульфит-спиртовой барды (ССБ) применяют для МГРП в водонагнетательных скважинах. ССБ имеет водную основу и поэтому в воде растворяется полностью в любых соотношениях без образования осадков.

Вязкость водных растворов ССБ может меняться от 1500 мПа·с (вязкость исходных концентратов ССБ) до 1 мПа·с (вязкость воды).

Растворы ССБ готовят простым смешением воды с жидкой ССБ. Для МГРП применяются растворы ССБ вязкостью 250-800 мПа·с.

В нефтяных добывающих скважинах в качестве продавочной жидкости в основном применяют собственную дегазированную нефть. Пресную или пластовую воду рекомендуется применять только в случаях, когда по технологии МГРП попадание их в поры пласта исключено.

В водонагнетательных скважинах во всех случаях в качестве продавочной жидкости рекомендуется применять закачиваемую воду.

Расклинивающие материалы:

Песок для МГРП. К песку для МГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушиться под весом вышележащих пород); отсутствие широко разброса по фракционному составу.

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости.

Для МГРП чаще всего применяются отсортированный кварцевый песок (проппант) фракции 0,5-0,8 мм. Кроме того, применяются и более прочные материалы: стеклянные и пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит.

3 Анализ эффективности применения МГРП на месторождении «Х»

Открытие месторождения «Х» произошло в 1969 году. По геологическому характеру данное месторождение имеет слоистое строение. Глубина залегания продуктивных пластов составляет от 2440 до 3050 метров.

Извлекаемые запасы нефти составляют по нефти - 1,4 млн. т; по газу – 1,2 млн. м³.

АО «Томскнефть» ВНК является компанией, которая занимается разработкой данного месторождения. В настоящее время разработка месторождения находится на второй стадии. Разработка ведется полностью механизированным способом.

На месторождении эксплуатируются водозаборные и нагнетательные скважины.

Жидкость отбирается по площади со всех трех продуктивных горизонтов, но основным является горизонт Ю₁₋₁.

Разработка и работа на месторождении ведется в осложненных условиях. Они создаются за счет имеющихся следующих факторов:

- наличие отложений асфальтосмолистого характера в трубопроводах и насосах;
- наличие отложений солей неорганической природы;
- коррозионные процессы в скважинах т нефтепромыслового оборудования;
- воздействие примесей механического характера на эффективную работу насосов;
- высокий фактор газового происхождения;
- формирование отложений газогидратов;
- присутствие в скважинах сероводорода и ряд других.

Извлечение нефти и газа АО «Томскнефть» ВНК применяет передовые технологии, с помощью которых происходит извлечение нефти и газа.

Впервые на месторождении провели МГРП на скважине с горизонтальным окончанием ствола.

До этого на месторождении проводили ГРП в одну стадию.

На скважине №X месторождения «X» применение МГРП в 2013 году позволило увеличить дебит нефти в несколько десятков раз. До проведения ГРП на скважине приток нефти отсутствовал. На первом этапе дебит составил 75 м³/сутки с последующим снижением показателя до 35 м³/сутки. Далее суточный дебит остался на таком уровне. Работа скважины продолжается до сегодняшнего дня, что говорит о значительном достижении в этой области.

Вообще одностадийный ГРП впервые на месторождении «X» был проведен в 1993 году на горизонте Ю₁₋₁. В период с 2008 по 2013 году было проведено 437 скважино-операций ГРП в 361 скважине, из них в добывающих скважинах – 411 скважино-операций, в нагнетательных скважинах – 26 скважино-операций (в том числе 11 в скважинах, находившихся в отработке на нефть). Данные представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 – Структура скважин, на которых был проведен одностадийный ГРП на территории месторождения «X» за период с 2008 по 2013 г., %

Проведение работ по МГРП применялись разные методы ГРП, в которых менялась геометрия параметров трещины. Диапазон применяемого

пропанта находился в пределах от 4,8 до 70,3 тонн, среднее значение которого зависело от скважины. Данные представлены на рисунке 10.

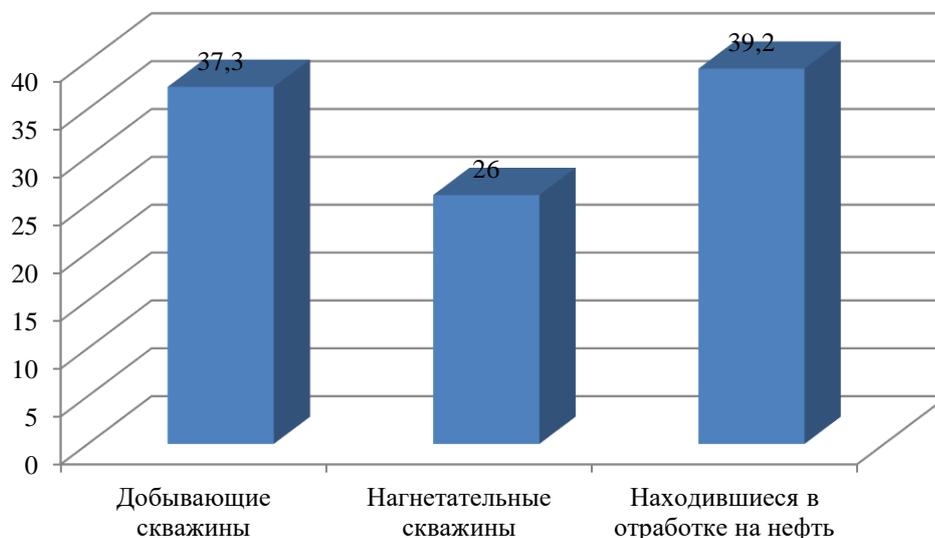


Рисунок 10 – Средняя масса пропанта, применяемая при ГРП, на разных видах скважин, тонн

Основное количество скважино-операций ГРП проведено по стандартной технологии – 215 от общего количества, в боковых стволах – 164 (в том числе с циклической закачкой – 69 скв.- опер.), селективных – 55, по технологии TSO – 2, пенный – 1. Данные представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 – Технологии проведения ГРП, %

Добывающие скважины

В действующих скважинах проведено 277 скважино-операций, из них в горизонтальных скважинах – 217, в боковых стволах – 60. Повторный характер имело 49,8 % проведённых мероприятий.

В действующих горизонтальных скважинах проводился стандартный ГРП – 48 скв.- опер., объемный ГРП – 144 скв.- опер. и МГРП – 25 скв.- опер. Данные представлены на рисунке 12.

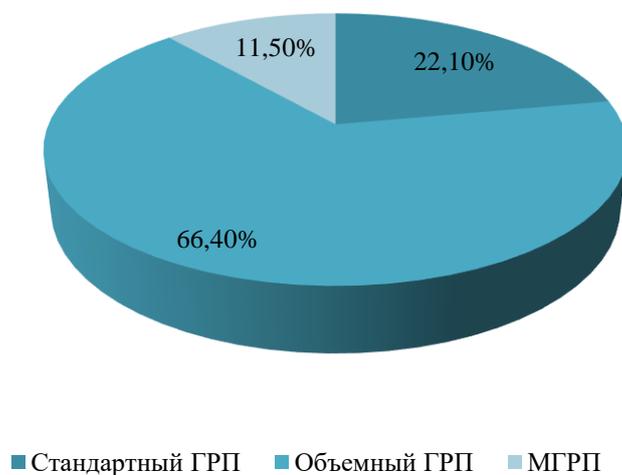


Рисунок 12 – Виды ГРП на горизонтальных скважинах, %

МГРП по состоянию на 01.01.2014 гг. проведен в 12 действующих горизонтальных скважинах (25 скв.-опер.). Масса заказки пропанта изменялась от 20 до 46 тонн на 1 стадию при среднем значении 32,9 тонн (68,6 т/скв.).

Проведение 25 воздействий МГРП дебит жидкости (нефти) увеличился в 3,4 (3,8) раз, обводнённость добываемой продукции снизилась на 3,3 % (с 65,6 до 62,3 %).

Все остальные показатели представлены на рисунке 13.

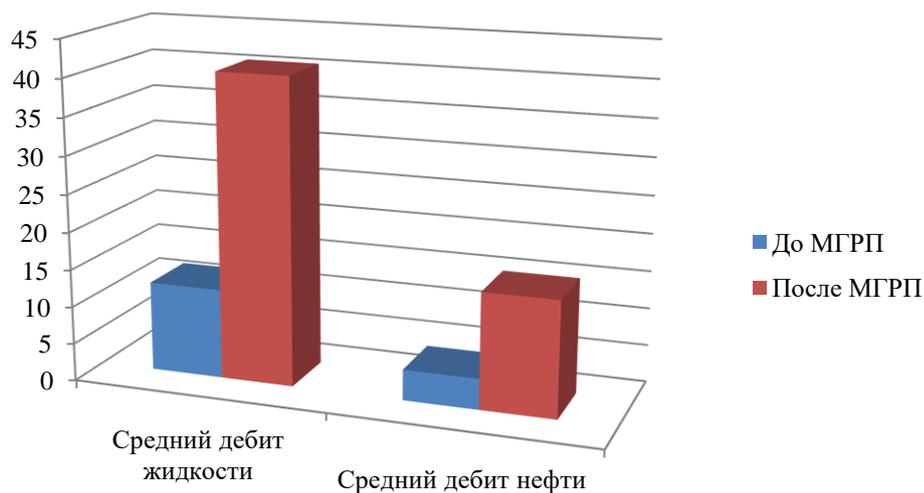


Рисунок 13 – Изменение дебита (среднее значение) на скважинах, где проводили МГРП, т/сут.

Проведение МГРП позволило дополнительно увеличить добычу на 83,91 тыс. т нефти при текущей удельной эффективности 3,36 тыс. т/скв.- опер. (6,99 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4,3 тонн/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 5,88 тыс. т/скв.- опер. (12,25тыс. т/скв.).

В боковых стволах действующих добывающих скважин проведено 8 стандартных ГРП, 45 объёмных ГРП и в 3 скважинах (7скважино-операций) МГРП.

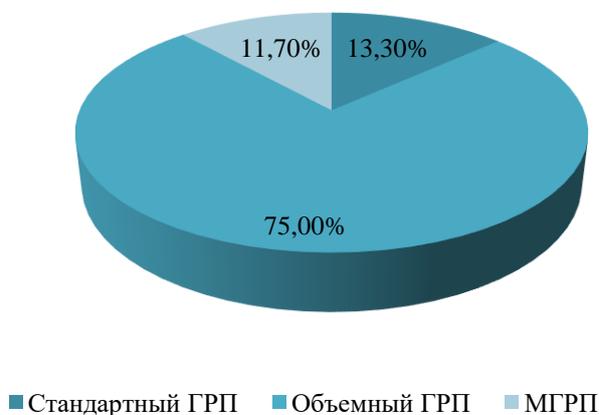


Рисунок 14 – Виды ГРП в боковых стволах добывающих скважин, %

МГРП проведен в трех действующих горизонтальных скважинах. При этом было проведено 7 скв.-опер (2,3 скв.-опер в среднем на 1 скважину).

Масса закачиваемого проппанта составила от 20,1 до 44,2 тонн на 1 стадию. Среднее значение составило 34,2 тонны (79,9 т/скв.).

Проведение 7 воздействий на пласт позволило увеличить дебит жидкости (нефти) в 3,5 (2,7) раз, при этом обводнённость добываемой продукции увеличилась на 15,0 % (с 39,6 до 54,6%).

Все остальные показатели представлены на рисунке 15.

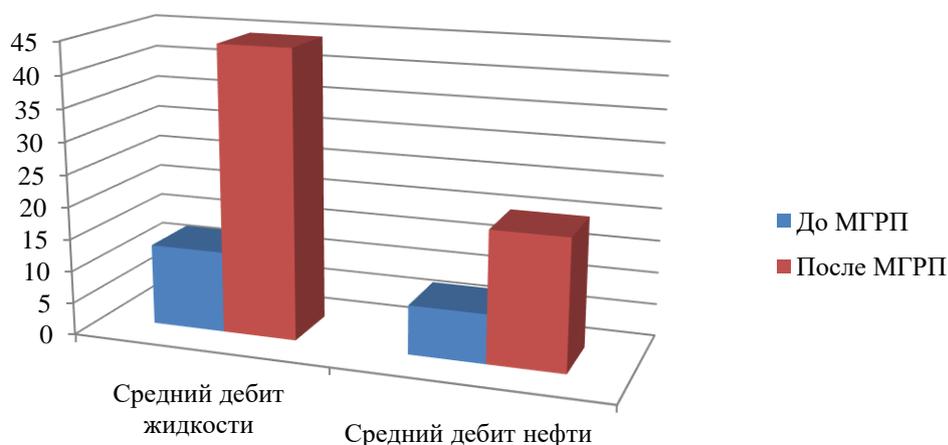


Рисунок 15 – Изменение дебита (среднее значение) на скважинах, где проводили МГРП, т/сут.

Применение МГРП позволило дополнительно добыть 11,31 тыс. тонн нефти при текущей удельной эффективности 1,62 тыс.т/скв.-опер. (3,77 тыс.т/скв.). Суточный прирост нефти составил 7,0 т/сут.

При введении в эксплуатацию в горизонтальных скважинах было проведено 22 скв.-опер. ГРП. Данные представлены на рисунке 16.

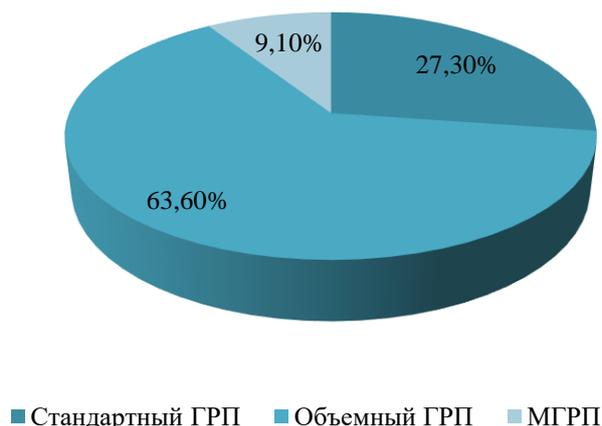


Рисунок 16 – Виды ГРП при вводе в эксплуатацию горизонтальных скважин, %

МГРП проводился в скважине №201 – 2 скв.-опер.

В скважине №207 был проведен МГРП в 2 стадии при переводе с объекта Ю_{1-1Б}. Масса закачиваемого проппанта составила по стадиям 40,6 и 46,0 тонн.

Проведение МГРП позволило получить средний дебит жидкости (нефти) в 51,7(24,1) тонн/сутки. Обводненность продукции добычи достигло 53,5%. По состоянию на 01.012014 года дебит жидкости (нефти) скважины составил 34,2 (7,5) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78,1%.

Проведение МГРП было добыто дополнительно 5,55 тыс. тонн нефти при текущей удельной эффективности в 2,78 тыс.т/скв.-опер. (5,55 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4,6 т/сут.

При зарезке боковых стволов на стадии строительства скважин проведено 87 скважино-операций ГРП, из них стандартных – 7, объемных – 59, многоэтапных – 21.

В 10 скважинах при зарезке боковых стволов был проведён многоэтапный гидроразрыв пласта (21 скважино-операция). Масса закачки проппанта составляла от 15,1 до 51,0 т, составляя в среднем на скважино-операцию – 34,9 т (на скважину – 73,4 т). Скважины № 101 и 196 не введены в работу (дата проведения ГРП октябрь – декабрь 2013, запуск январь 2014 года). При вводе в эксплуатацию скважин средний дебит жидкости (нефти) составлял 41,2 (13,3) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 67,7 %.

По состоянию на 01.01.2014 средний дебит жидкости (нефти) скважин составляет 48,7 (8,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась до 83,3%.

За счёт проведения скважино-операции ГРП дополнительно добыто 44,53 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 2,12 тыс.т/скв- опер (4,45 тыс.т/скв). Средний прирост дебита нефти составил 4,5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3,75 тыс.т/скв- опер (7,87тыс.т/скв).

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавете Павловне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-энергетических, информационных и человеческих</i>	<i>технических, финансовых,</i>	<i>Виды и стоимость ресурсов:</i>
--	---------------------------------	-----------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Анализ конкурентных технических решений</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта</i>
3. <i>Оценка ресурсосбережения</i>	<i>Оценка ресурсосбережения</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В данном разделе будут выявлены потенциальные потребители, в роли которого выступает непосредственно организация, эксплуатирующая месторождения «Х» - ОАО «Томскнефть ВНК».

Организации, занимающиеся добычей нефти, также являются потенциальными потребителями. Особенно те, кто занимается разработкой коллекторов с низкой проницаемостью.

В качестве потенциальных целевых потребителей разработки в рамках данной ВКР можно определить ПАО «НК Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», которые также занимаются добычей нефти, в том числе и на коллекторах с низкой проницаемостью.

В таблице 4.1. приведена карта сегментации рынка предоставляемых услуг.

Таблица 4.1 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности	
		Межпромысловая перекачка	Магистральный транспорт газа
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

Как видно из представленных данных, крупные, мелкие и средние компании выступают в качестве основных сегментов рынка.

Продвижение продукта разработки, технологии проведения МГРП на горизонтальных скважинах может быть применено при разработке коллекторов с низкой проницаемостью.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений рассчитывается по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i \quad (4.1)$$

Где B_i – балл i показателя;

B_i – вес показателя;

K – конкурентоспособность научной разработки.

Ниже в таблице 4.2 приведена оценочная карта, рассчитанная по данной формуле.

Таблица 4.2 - Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерий	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{k1}	B_{k2}	K_{ϕ}	K_1	K_2
Технические критерии оценки							
Повышение производительности труда	0,03	2	3	3	0,25	0,20	0,35
Надежность	0,10	2	2	3	0,2	0,2	0,2
Безопасность	0,20	3	4	3	0,3	0,3	0,4
Энергоэффективность	0,20	3	5	3	0,75	0,25	0,10
Техническая база	0,04	2	3	4	0,15	0,25	0,10
Экономические аспекты критерий для оценки эффективности							
Цена	0,03	2	5	4	0,2	0,2	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	3	4	5	1	0,5	0,8
Уровень проникновения на рынок	0,20	5	2	3	0,70	1	0,8
Итого	1	22	28	28	3,55	2,9	2,95

В качестве компании №1 рассматриваются решения по проведению ГРП ПАО «Сургутнефтегаз», в качестве компании №2 – решения, представленные ОАО «Томскнефть ВНК».

Большой показатель для ОАО «Томскнефть ВНК» говорит о том, что технические решения данной компании являются более конкурентоспособными.

4.1.3 SWOT-анализ

Матрица для выполнения SWOT-анализа представляет собой оценку сильных и слабых сторон проекта, а также возможности угрозы.

Ее разработка осуществляется в два этапа.

Данные первого этапа представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Матрица для проведения SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны: С1 – разработка коллекторов с низкой проницаемостью С2 – позволяют увеличить дебит, когда другие способы не работают С3 – возможность выполнения на любых месторождения</p>	<p>Слабые стороны: Сл1 – большие материальные затраты Сл2 – влияние скважинных особенностей и особенностей литологии месторождения Сл3 – Конкурентные решения</p>
<p>Возможности: В1 – использование на коллекторах с низкой проницаемостью В2 – появление дополнительного спроса В3 – увеличение месторождений, применяемых ГРП</p>		
<p>Угрозы: У1 – ужесточение требований со стороны государства У2 – повышение стоимости работы и материалов У3 – повышение конкуренции</p>		

На следующем этапе проведено выявление как слабых, так и сильных сторон исследования в рамках данной ВКР со стороны внешних условий окружающей среды. На основании проведенного анализа выявляется необходимость проведения изменений в стратегии деятельности предприятия. В таблице 5.4 представлена интерактивная матрица проекта.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3
Возможности	В1	+	+	+
	В2	+	+	0
	В3	+	0	-
Результаты В1С1С2С3, В2С2С3, В3С1				
Угрозы	У1	+	0	+
	У2	0	+	-
	У3	+	0	-

Результаты У1С1С3, У2С2, У3С1					
Слабые стороны проекта					
Возможности		Сл1	Сл2	Сл3	
		В1	+	0	0
		В2	0	-	0
	В3	+	-	0	
Результаты В1Сл1, В3Сл1					
Угрозы	У1	+	0	0	
	У2	0	0	0	
	У3	0	-	0	
Результаты У1Сл1					

На следующем этапе необходимо сопоставить данные таблиц 5.3 и 5.4 с целью оценки основных проблем и возможностей, с которым может столкнуться предприятие.

Данные представлены в таблице 5.5.

Таблица 4.5 - SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны: С1 – разработка коллекторов с низкой проницаемостью С2 – позволяют увеличить дебит, когда другие способы не работают С3 – возможность выполнения на любых месторождения</p>	<p>Слабые стороны: Сл1 – большие материальные затраты Сл2 – влияние скважинных особенностей и особенностей литологии месторождения Сл3 – Конкуренционные решения</p>
<p>Возможности: В1 – использование на коллекторах с низкой проницаемостью В2 – появление дополнительного спроса В3 – увеличение месторождений, применяемых ГРП</p>	<p>1. Продолжение исследований, которые могут помочь усовершенствовать предлагаемую технологию проведения ГРП 2. Разработка оптимальной технологии ГРП в зависимости от внешних факторов</p>	<p>1. Поиск лиц, которые могут быть заинтересованы в разработке лучших решений 2. Проведение дополнительных исследований по изучению влияния внешних факторов на процесс проведения ГРП 3. Упрощение ряда операций с помощью новых разработанных технологий</p>
<p>Угрозы: У1 – ужесточение требований со стороны государства У2 – повышение стоимости работы и материалов У3 – повышение конкуренции</p>	<p>1. Отслеживание изменений в законодательстве РФ 2. Оценка возможности использования доступных аналогов без потери качества проведения ГРП</p>	<p>1. Замена действующего оборудования более низкой стоимости 2. Развитие кадрового потенциала</p>

Результатом проведенного SWOT-анализа можно отметить высокие материальные затраты, снижение которых может произойти только за счет использования более дешевых материалов и оборудования. Из положительных сторон можно отметить высокую актуальность разработки и ее применение.

4.2 Планирование НИ работ

4.2.1 Структура работ в рамках НИ

В рамках данной исследовательской работы команда проекта состоит из двух участников: руководителя проекта и инженера.

Планирование задач обеспечивает разделение обязанностей между участниками проекта, подсчет заработной платы работников и гарантирует выполнение проекта в установленные сроки.

Последовательность и характер работы, а также назначение исполнителей, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.6 - Распределение среди исполнителей и этапы работ

Этапы	№	Основные цели работ	Должность
Разработка ТЗ	1	Формирование и согласование ТЗ	Руководитель
Разработка документов для НИ	2	Изучение регламентирующей технической документации и сбор основных данных по проведению ГРП	Ведущий инженер
	3	Планирование работ по проекту в соответствии с календарем	Руководитель
Теоретические и экспериментальные расчеты	4	Выявление и расчет ключевых параметров проведения ГРП	Ведущий инженер
	5	Разработка предложений по улучшению технологии проведения ГРП	Ведущий инженер
Оценка полученных результатов	6	Оценка экономической эффективности	Ведущий инженер
	7	Анализ результатов исследований	Руководитель, ведущий инженер

Составление документации по результатам исследования	8	Пояснительная записка	Ведущий инженер
--	---	-----------------------	-----------------

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения прогнозируемого (среднего) значения трудозатрат используется формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3 \cdot t_{\min\ i} + 2 \cdot t_{\max\ i}}{5} \quad (4.2)$$

Где $t_{\min\ i}$ - прогнозируемая трудозатраты на выполнение i -й работы, чел.-дн.;

$t_{\min\ i}$ - наименьшие возможные трудозатраты на выполнение заданной i -й работы (оптимистическая оценка: при наилучшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max\ i}$ - наибольшие возможные трудозатраты на выполнение заданной i -й работы (пессимистическая оценка: при наихудшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из прогнозируемых трудозатрат, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} \quad (4.3)$$

где T_{pi} - продолжительность i -й работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$ - прогнозируемая трудозатраты на выполнение i -й работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ - количество исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на i -м этапе, чел.

В таблице 4.7 представлены результаты в форме календарного плана-графика Ганта.

Таблица 4.7 - Календарный план-график Ганта

№	Вид работ	Исп.	Календ.дни	Продолжительность выполнения										
				Апрель			Май			Июнь				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утв.ТЗ для НИ	Р	4											
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8											
3	Календарное планирование	Р	3											
4	Определение и расчет основных параметров насоса	И	14											
5	Сравнение результатов с базовыми параметрами	И	10											
6	Разработка рекомендации по модернизации насосов	И	6											
7	Оценка результатов	Р, И	2											
8	Составление пояснительной записки	И	10											

4.3 Оценка бюджета на научно-технологическую разработку

4.3.1 Определение материальных расходов для научно-технического исследования

Для проведения научно-технического исследования необходимыми являются материальные расходы. Материальные расходы, требуемые для данной разработки, записываются в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 - Материальные расходы

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага для принтера формата А4	упаковка	1	338	338
Ручка шариковая, синяя	штука	4	35	140
Картридж для принтера	штука	1	1490	1490
Итого				1968

4.3.2 Заработная плата

Заработная плата состоит из основной и дополнительных заработных плат:

$$V_{зп} = V_{доп} + V_{осн} \quad (4.4)$$

Дополнительная заработная плата составляет 15-20 % от основной заработной платы.

$V_{осн}$ находится по формуле:

$$V_{осн} = V_{дн} \cdot T_p, \quad (4.5)$$

Где $V_{дн}$ - среднедневная оплата, руб.;

T_p - длительность работ, раб. дн.

$$V_{дн} = \frac{V_m \cdot M}{\Phi_m} \quad (4.6)$$

Где V_m - месячный должностной оклад сотрудника, руб.;

M - количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске на 28 рабочих дней $M = 11$ месяцев, 5-дневная рабочая неделя;

- при отпуске на 56 рабочих дней $M = 10$ месяцев, 6-дневная рабочая неделя.

Φ_m - фактический годовой фонд рабочего времени участников проекта, рабочие дни.

Месячный должностной оклад сотрудника:

$$V_M = V_{TC} \cdot (1 + K_d + K_{пр}) \cdot K_{п} \quad (4.7)$$

Где V_{TC} - зарплата согласно тарифной ставке, руб.;

$K_{пр}$ - премиальный коэффициент, составляющий 0,3 (30% от V_{TC});

K_d - коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$K_{п}$ - районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

4.3.3 Дополнительная оплата труда участников исследования

Расходы на дополнительную оплату труда участников проекта учитывают размер доплат, предусмотренных Трудовым кодексом РФ за отклонение от стандартных условий труда, а также выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций.

Дополнительная оплата труда:

$$V_d = K_d \cdot V_{осн} \quad (4.8)$$

Где K_d - коэффициент заработной платы, который равен 0,18.

Расчет заработной платы для руководителя:

$$V_M = 39300 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 76635 \text{ руб.}$$

$$V_{дн} = \frac{76635 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 3153,7 \text{ руб.}$$

$$V_{осн} = 3153,7 \cdot 6,6 = 20814,4 \text{ руб.}$$

$$V_d = 20814,4 \cdot 0,18 = 3746,6 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера:

$$V_d = K_d \cdot V_{осн} \quad (4.8)$$

$$V_M = 26200 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.}$$

$$V_{дн} = \frac{51090 \cdot 10}{365 - 117 - 28} = 2322,7 \text{ руб.}$$

$$V_{осн} = 2322,7 \cdot 34,3 = 79668,7 \text{ руб.}$$

$$V_d = 79668,7 \cdot 0,18 = 14340,3 \text{ руб.}$$

Данные по расчету сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 - Расчеты заработной платы для исполнителей

Исполнитель	В _{тс} , руб	К _{пр}	К _д	К _п	В _м , руб.	В _{дн} , руб	Т _п , руб	В _{осн} , руб	К _{доп} , руб	В _{доп} , руб	Итого, руб.
Инженер	2620 0	0,3	0, 2	1, 3	5109 0	3153, 7	34, 3	79668, 7	0,18	14340, 3	94009
Руководитель	3930 0				7663 5	2322, 7	6,6	20814, 4		3746,6	24561

Вывод из расчетов оплаты труда участников проекта показывает, что основная часть их заработка напрямую связана с продолжительностью выполнения проекта.

4.3.4 Выплаты во внебюджетные фонды

Выплаты во внебюджетные фонды включают в себя установленные законами Российской Федерации ставки взносов на государственное социальное страхование (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) от суммы оплаты труда сотрудников. Сумма взносов во внебюджетные фонды:

$$V_{\text{вн}} = K_{\text{вн}} \cdot (V_{\text{доп}} + V_{\text{осн}}) \quad (4.9)$$

Где $K_{\text{вн}}$ - коэффициент взносов во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и т.д.).

Значение коэффициента взносов во внебюджетные фонды принимается равным 30%. В таблице 4.10 представлены результаты расчета взносов во внебюджетные фонды для всех участников проекта.

Таблица 4.10 - Взносы во внебюджетные фонды

Исполнитель	Дополнительная заработная плата, руб.	Основная заработная плата, руб.
Инженер	14340,3	79668,7
Руководитель	3746,6	20814,4
Коэффициент взносов во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Инженер	28202,7	
Руководитель	7368,3	

4.3.5 Накладные расходы

Включенные в накладные расходы прочие издержки организации, не учтенные в предшествующих статьях затрат, такие как оплата телекоммуникационных услуг, электричества, интернет-соединения и т.п.

Накладные расходы:

$$V_{\text{накл}} = (\text{сумма статьи} \div 5) \cdot K_{\text{нр}} \quad (4.10)$$

Где $K_{\text{нр}}$ - коэффициент, который учитывает накладные расходы, принимаются в размере 16%.

$$V_{\text{накл}} = (V_{\text{м}} + V_{\text{об}} + V_{\text{осн}} + V_{\text{доп}} + V_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 \quad (4.11)$$

4.3.6 Оценка затрат на специализированное оборудование для выполнения исследования

В этот раздел включаются все расходы, связанные с покупкой специализированного оборудования (инструментов, измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимых для проведения диагностики.

Таблица 4.11 - Затраты на специализированное оборудование

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 1500м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./м ³	5500
Пропант	руб./т.	54545
Пропант Боровичи	руб./т.	22 600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

Итого стоимость гидроразрыва пласта равна 3 244 056 рублей.

Все расчеты по приобретению специализированного оборудования, применяемого для каждого варианта исполнения, представлены в таблице 4.6.

4.3.7 Бюджет и затраты НИ проекта

В таблице 4.12 представлены затраты на НИ проекта.

Таблица 4.12 - Бюджет на затраты

Наименование статьи	Сумма, руб.
Затраты на специальное оборудование	3 244 056
Затраты по основной заработной плате	100483,1
Затраты по дополнительной заработной плате	18086,9
Отчисления во внебюджетные фонды	35571
Накладные расходы	544026,4
Материальные затраты	1968
Бюджет на затраты	3944191,4

4.4 Ресурсоэффективность проекта

Оценка эффективности основывается на расчете интегрального показателя эффективности научного исследования. Он связан с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсной эффективности.

Интегральный финансовый показатель исследования определяется в виде:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.12)$$

Где $I_{\text{фин}}$ – интегральный показатель;

$\Phi_{\text{п}}$ – стоимость исполнения;

Φ – максимальная стоимость НИ.

Для ГРП стоимость исполнения:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{3944191,4}{3944191,4} = 1$$

Интегральный показатель ресурсной эффективности выполнения исследовательского объекта может быть определен следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.13)$$

Где I_{pi} – интегральный показатель ресурсной эффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – экспертная оценка разработки, определенная на основе выбранной шкалы оценивания.

Таблица 4.13 - Оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Вес. коэффициент	Проведение ГРП
Безопасность	0,2	3
Надежность	0,2	5
Долговечность	0,2	5
Удобство в эксплуатации	0,1	5
Ремонтопригодность	0,1	4
Энергоэкономичность	0,2	4
Итого	1,0	

Расчет ресурсоэффективности:

$$I = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,5$$

Интегральный коэффициент эффективности выполнения проекта ($I_{\text{исп}}$) рассчитывается на основе интегрального показателя ресурсной эффективности и интегрального финансового показателя, используя формулу:

$$I_{\text{исп}} = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{фин}}^{\text{цнс}}} \quad (4.14)$$

$$I = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{фин}}^{\text{цнс}}} = \frac{4,5}{0,873} = 5,15$$

Сопоставление интегральных показателей эффективности разных вариантов выполнения проекта даст возможность определить относительную эффективность проекта и выбрать наиболее подходящий вариант из предложенных. Относительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}}}{I_{\text{исп.мин}}} \quad (4.15)$$

$$\varepsilon = \frac{5,1}{4,5} = 1,13$$

Таблица 4.14 - Интегральные показатели

Показатели	ГРП
Интегральный финансовый показатель разработки	0,873
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5
Интегральный показатель эффективности	5,15
Сравнительная эффективность	1,13

Анализ интегральных показателей эффективности дает возможность определить и выбрать более успешный подход к решению технической проблемы, поставленной в бакалаврской работе, с точки зрения финансовой и ресурсной эффективности.

Исходя из выявленных расчетов можно сделать вывод о том, что проведение МГРП на горизонтальных скважинах является наиболее оптимальным вариантом. Его ресурсоэффективность и энергетические показатели выше.

4.4 Ресурсоэффективность проекта

Оценка эффективности основывается на расчете интегрального показателя эффективности научного исследования. Он связан с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсной эффективности.

Интегральный финансовый показатель исследования определяется в виде:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.16)$$

Где $I_{\text{фин}}$ - интегральный показатель;

$\Phi_{\text{п}}$ - стоимость исполнения;

Φ - максимальная стоимость НИ.

Для проекта стоимость исполнения:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{3944191,4}{3944191,4} = 1$$

Интегральный показатель ресурсной эффективности для разных вариантов выполнения исследовательского объекта может быть определен следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.17)$$

Где I_{pi} - интегральный показатель ресурсной эффективности;

a_i - весовой коэффициент разработки;

b_i - экспертная оценка разработки, определенная на основе выбранной шкалы оценивания.

Таблица 4.12 - Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Вес. коэффициент	Проект
Безопасность	0,2	4
Надежность	0,2	5
Долговечность	0,2	5
Удобство в эксплуатации	0,1	5
Ремонтопригодность	0,1	4
Энергоэкономичность	0,2	5
Итого	1,0	

Расчет ресурсоэффективности:

$$I = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7$$

Интегральный коэффициент эффективности различных вариантов выполнения проекта ($I_{\text{исп}}$) рассчитывается на основе интегрального показателя ресурсной эффективности и интегрального финансового показателя, используя формулу:

$$I_{\text{исп}} = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{фин}}^{\text{цнс}}} \quad (4.18)$$

$$I = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{фин}}^{\text{цнс}}} = \frac{4,7}{1} = 4,7$$

Сопоставление интегральных показателей эффективности разных вариантов выполнения проекта даст возможность определить относительную

эффективность проекта и выбрать наиболее подходящий вариант из предложенных. Относительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}}}{I_{\text{исп.мин}}} \quad (4.19)$$

$$\mathcal{E} = \frac{4,7}{4,5} = 1,04$$

Таблица 4.13 - Интегральные показатели

Показатели	Проект
Интегральный финансовый показатель разработки	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7
Интегральный показатель эффективности	4,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,0

Проект не имеет аналогов, поэтому возникли ограничения с расчетом сравнительной эффективности проекта.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавете Павловне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение: Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Наименование и назначение промышленного трубопровода – нефтесборный трубопровод «ДНС-6 УПСВ-3». Месторождение – Советское. Эксплуатирующая организация – АО «Томскнефть» ВНК.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия.	– проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов; Обоснование мероприятий по снижению их воздействия	Вредные факторы: – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная или пониженная влажность и температура рабочей зоны. Опасные факторы: – Воздействие на человеческий организм вредных веществ (запыленность, загазованность, сварочная аэрозоль) Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов

	дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	– Воздействие на литосферу: загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций; – Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы; Воздействие на атмосферу: выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожары, отравления вредными веществами, стихийные бедствия Наиболее типичная ЧС: Возникновение пожара

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Опринчук Елизавета Павловна		

5 Социальная ответственность

Раздел выпускной квалификационной работы «Социальная ответственность» посвящен анализу вредных и опасных производственных факторов, которые имеют воздействие при проведении гидроразрыва пласта в Томской области.

Добыча нефти и объекты, на которых эксплуатируется оборудование для опасными производственными объектами, в связи с чем, проведение операций по гидроразрыву на месторождениях, отвечающих всем требованиям законодательства, предъявляемым к таким объектам, является основной задачей.

Кроме того, ОАО «Томскнефть ВНК» ведет активную работу по охране труда, экологической защите и социальному направлению, то анализ социальной ответственности является важной составляющей данной выпускной квалификационной работы.

Объектом исследования в данной работе является процесс проведения ГРП на месторождении «Х» в Томской области.

Изучение вопросов, связанных с опасными и вредными производственными факторами, которые оказывают влияние на работника в условиях проведения ГРП, в ОАО «Томскнефть ВНК» в Томской области.

Областью применения исследования является процесс ГРП в Томской области.

В качестве рабочей зоны при проведении ГРП рассматриваются полевые условия северного региона Томской области.

Климат участка строительства относится к резко-континентальным областям с суровой, длительной зимой и жарким летом. Кроме того, строительство объекта осуществляется на болотистой и обводненной местности, что также предопределяет разработку необходимых мер охраны труда.

Рабочими процессами, которые имеют связь с объектом исследования в данной работе, являются процессы, которые позволяют реализовать технологию ГРП в условиях Томской области.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасной работы

При работе на месторождении, работники, занятые на площадке, доставляются на рабочее место и работают вахтовым методом.

Основным документом, защищающим права работающих, является Трудовой кодекс РФ. Согласно статье 212 ТК РФ, компания для каждого рабочего места должна обеспечить безопасные условия труда.

В соответствии с положениями в статьях, которые предоставляет Трудовой кодекс при нормировании взаимосвязи «работодатель – работник», для сотрудников, занятых на вахтовых работах в условиях Крайнего Севера и регионах, которые приравнены к ним, определяется районный коэффициент, в соответствии с которым работодатель выплачивает процентные надбавки в размере и порядке, установленных на законодательном уровне в отношении данных работников, занятых на работах вахтовым методом в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним регионов. В качестве дополнительных мер поддержки предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, количество которого в районах Крайнего Севера составляет 24 дня, в районах, приравненных к Крайнему Северу – 16 дней.

Рабочее место сотрудников находится в полевых условиях. Строительство магистрального газопровода может осуществляться в любое время года, в том числе и при экстремальных погодных условиях, что обуславливает необходимость сохранения, как жизни, так и здоровья сотрудников со стороны работодателя через реализацию мер и мероприятий, направленных на охрану труда.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение работ по проведению ГРП сопровождается потенциальным влиянием на сотрудников вредных и опасных производственных факторов трудового процесса.

Анализ потенциальных вредных и опасных факторов при строительстве магистрального газопровода представлены в таблице 6.1. Факторы идентифицированы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные производственные факторы при строительстве магистрального газопровода

Возможные опасные и вредные производственные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы, регламентирующие безопасные уровни (ПДУ) и ПДК (для вредных веществ)
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризуемые повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризуемые повышенным уровнем общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ОВПФ, связанные со световой средой и характеризуемые отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
ОВПФ, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой, влажностью и скоростью движения воздуха	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ОВПФ, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (запыленность, загазованность, сварочная аэрозоль)	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы; падающие деревья и их части)	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [11]

Таким образом, были определены потенциально опасные и вредные факторы, которые могут воздействовать на работающих в условиях проведения ГРП в Томской области.

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов приведен ниже.

ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

Шум на рабочих местах остается помехой, которая может вызывать различные расстройства и патологии, которые могут угрожать здоровью сотрудника и производительности его труда.

Повышенный уровень шума в течение длительного времени оказывает влияние на:

- слух: усталость слуха, акустические травмы, профессиональная глухота;

- на организм: в дополнение к воздействию на слух шум на работе может вызывать беспокойство / стресс, который влияет на сердечно-сосудистую систему (учащенное сердцебиение и кровяное давление), иммунную систему, ритм и качество сна, а также на психологическое и поведенческое равновесие (нервозность, агрессивность, депрессия);

- шум на работе снижает количество и качество выполняемой сотрудниками работы. Шум затрудняет концентрацию внимания, что негативно сказывается на производительности труда сотрудников.

В дополнение к снижению концентрации внимания и когнитивных способностей, шум на работе может вызывать усталость, дискомфорт, нервозность, затруднения в общении между сотрудниками, что может быть источником несчастных случаев на производстве.

При проведении ГРП источником повышенного шума могут быть работающие машины, спецтехника, которые выполняют определенные работы на каждой стадии технологического процесса.

Уровень шума не должен превышать допустимый – 80 дБА. В рабочей зоне, где уровень шума превышает 135 дБА, нахождение работника недопустимо.

Средствами индивидуальной защиты слуха являются наушники, беруши, противозумные вкладыши. Их применение является обязательным для выполнения работ, связанных с повышенным уровнем шума, или при нахождении в зонах с повышенным уровнем шума.

К средствам защиты от повышенного уровня шума являются элементы производственной конструкции (кабины, экраны, шумопоглощающие прокладки). Но тут стоит отметить, что их применение не всегда возможно.

ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем общей вибрации

Воздействие вибрации может оказать негативное влияние на здоровье работающих. Повышенный уровень вибрации может привести к повреждению суставов, мышц, нарушению кровообращения и чувствительных нервов, к сильной боли, временной потере трудоспособности или даже инвалидности (профессиональное заболевание – вибрационная болезнь).

При проведении ГРП источником вибрации может быть работа спецтехники, подъемных механизмов, работа дизельной станции, работа ручного инструмента.

Согласно нормативному документу, представленному в таблице 6, для вибрации существуют предельно допустимые уровни. Ограничивающим фактором при нахождении работающего в зоне с повышенным уровнем вибрации, является время, в течение которого он может работать:

- работа в течение 120-160 минут разрешается при превышении ПДУ до 3 дБ, затем следует сделать регламентированный перерыв;

- запрещается работать в рабочей зоне, где уровень вибрации превышает ПДУ на 12 и более дБ.

В качестве защиты работающих в зонах с источником как общей, так и локальной вибрации, эффективной является виброизоляция, которая служит своего рода «гасителем» источника вибрационных колебаний. Ее размещают между источником вибрации и основанием.

Как средства индивидуальной защиты от общей вибрации, выделяют обувь на подошве из материалов, обладающих свойством гасить колебания. В качестве защиты от локальной вибрации (через руки) используются виброгасящие перчатки.

ОВПФ, связанные со световой средой и характеризующиеся отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

Создание оптимальных условий световой среды является важной частью в комплексе мероприятий по охране труда и оздоровлению условий труда при работе с оборудованием и т.д. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение. В свою очередь недостаток освещения или его неправильная спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья. Не только на зрение, но и весь человеческий организм остро реагирует на дискомфортный свет. Это проявляется в усталости, сонливости, частых головных болях, повышении артериального давления, и как результат – снижается работоспособность.

Согласно СП 52.13330.2016 в помещениях, где происходит наблюдение за технологическим процессом при постоянном нахождении работников в помещении освещенность не должна быть ниже 300 лк. Правильно проведенная компоновка освещения дает высокий уровень работоспособности, положительное влияние на психологическое состояние и повышает производительность труда.

Естественное освещение (КЕО) составляет 3,0 при верхнем или комбинированном освещении и 1,0 при боковом.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Площадка месторождения «Х» располагается на открытом воздухе. Строительство осуществляется как в зимний период, так в летний и переходный, что обуславливает потенциальное влияние на работающих температурных факторов.

При длительном нахождении на холодном воздухе может появиться переохлаждению, обморожению конечностей, дискомфорту и нарушению сенсорной и нервно-мешочной функции. Работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения согласно ГОСТ 12.1.005-88 [8].

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения. Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов).

Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения, общих теплотерь с поверхности тела их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо).

Работы по проведению ГРП проходят с использованием техники и оборудования. Площадка представляет собой опасность со стороны движущихся машин и механизмов. Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и т.д. на человека.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне, а также предупреждающие знаки. Ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов.

ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Опасность поражения электрическим током может привести к смерти или травмам от:

- поражения электрическим током;
- ожога электрическим током;
- электрической дуги;
- пожара или взрыва, вызванного электрической энергией (когда любая такая смерть или травма связаны с производством, предоставлением, передачей, преобразованием, ректификацией, конверсией, проводкой, распределением, контролем, хранением, измерением или использованием электрической энергии).

Примеры рисков, связанных с опасностью поражения электрическим током, включают:

- Поражение электрическим током и ожоги от контакта с проводом под напряжением;
- Пожары из-за неисправной проводки;
- Перегрузка цепей;
- Открытые части оборудования под напряжением;
- Поражение электрическим током или ожоги из-за отсутствия СИЗ;
- Взрывы и пожары от взрывчатых и легковоспламеняющихся веществ;
- Контакт с воздушными линиями электропередачи.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Защита жилой зоны

Работа по разработке месторождений согласно постановлению Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. относится к объектам I категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03) – 1000 м.

5.4.2 Защита атмосферы

Наибольшее воздействие на атмосферу в процессе проведения ГРП представляют различные машины, применяемые в процессе ведения работ по гидроразрыву пласта, вредные выбросы, которые исходят от них.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- Использование экологически безопасных источников энергии;
- Использование безотходной технологии производства;
- Борьба с выхлопными газами автомобилей.

5.4.3 Защита гидросферы

При проведении ГРП не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;

- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;

- Очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

5.4.4 Защита литосферы

С точки зрения ОХС аварией на объекте является нарушение хранения вредных отходов и попадание нефти, отработанных масел и иных отходов применения машин в почву.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2019 все объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в ЧС. Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры, социального характера (террористический акт), техногенного характера (производственная авария).

Наиболее вероятная ЧС на площадке проведения ГРП - это пожар. Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В).

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с

порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в ЧС.

Заключение

Таким образом, был рассмотрен процесс проведения ГРП, оборудование для его проведения, его сущность и принципы выбора оптимального дизайна. ГРП является одним из основных методов интенсификации притока, который нашел применения как на месторождениях России, так и за рубежом.

Чаще всего такой метод интенсификации притока как гидравлический разрыв пласта используется именно на месторождениях, на которых идет поздний этап разработки, так как именно на этом этапе коэффициент продуктивности становится наименьшим, и необходимо вносить кардинальные меры по увеличению притока к стенкам скважины. Метод ГРП не является универсальным, и необходимо строго соблюдать критерии его применимости, к которым относятся показатель проницаемости скважины по отношению к соседним, показатель обводнённости. Основные параметры, которые характеризуют эффективность трещины ГРП являются безразмерный коэффициент проводимости трещины и степень вскрытия трещины, которые в основном характеризуются геометрическими размерами трещины. Расчет оптимальных параметров ведется, основываясь на количестве пропанта, закачиваемого в пласт и выделению соответствующих ему параметров, характеризующих эффективность.

Многостадийный ГРП отличается от одностадийного тем, что количество трещин создается не одна, а две и более. Как правило МГРП производится на горизонтальных скважинах, либо горизонтальных окончаниях наклонно-направленных скважин. Отличие многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) от обычного одностадийного заключается в том, что проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта, при этом создается ряд трещин. Каждая трещина - является отдельной стадией МГРП.

Применение МГРП на месторождении «Х» имеет наиболее значительные перспективы: ввиду высокой доли запасов низкопродуктивных

залежей, так как высокопродуктивные залежи в достаточной степени выработаны.

Начало проведения МГРП на месторождении «Х» датируется с 2013 года. При этом его проведение позволило увеличить дебит нефти в несколько десятков раз. В дальнейшем полученные данные подтвердили эффективность проведения МГРП в добывающих скважинах.

Список использованных источников

1. Патент № 2765186 С1 Российская Федерация, МПК E21В 43/26, E21В 34/10. Способ гидравлического разрыва пласта (варианты) и муфта для его осуществления: № 2021107805: заявл. 23.03.2021: опубл. 26.01.2022.
2. Патент № 2775034 С1 Российская Федерация, МПК E21В 43/26. Способ выбора оптимального дизайна гидроразрыва пласта на основе интеллектуального анализа полевых данных для увеличения добычи углеводородного сырья: № 2021122523: заявл. 28.07.2021: опубл. 27.06.2022 / Г. В. Падерин, Е. В. Шель, А. А. Осипцов [и др.]; заявитель Публичное акционерное общество «Газпром нефть».
3. Патент № 2730576 С1 Российская Федерация, МПК E21В 43/267. Способ прогнозирования гидроразрыва пласта, способ гидроразрыва пласта, способы прогнозирования рисков гидроразрыва пласта: № 2019134378: заявл. 02.05.2017 : опубл. 24.08.2020 / В. И. Исаев, И. В. Великанов, Д. С. Кузнецов [и др.] ; заявитель Шлюмберже Текнолоджи Б.В.
4. ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 2014.
6. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление, 1981.
8. ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения, 1981.
9. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования, 1982.
10. Дженнингс, А. Применение гидравлического разрыва пласта/ перевод с английского: Денис Малахов. - Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2003. - 10-14 с.

11. Желтов, Ю.П. Гидравлический разрыв пласта/Ю.П. Желтов. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 98с
12. Исследование геомеханических свойств пород-коллекторов для уточнения дизайна гидроразрыва пласта / Э. Р. Агишев, Г. С. Дубинский, В. Ш. Мухаметшин, З. Н. Сагитова // Устойчивое развитие горных территорий. – 2022. – Т. 14, № 2(52). – С. 310-320
13. Калыгин, Е. П. Техничко - технологические требования и контроль при реализации гидравлического разрыва пласта / Е. П. Калыгин // Инструменты, механизмы и технологии современного инновационного развития. – Уфа: ООО «Аэтерна», 2022. – С. 27-29.
14. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и безвредности для человека факторов среды обитания».
15. Салимов, В. Г. Основы технологии гидравлического разрыва пластов: по УГСН 21.00.00 «Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия» / В. Г. Салимов, Ш. Ф. Тахаутдинов, А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2021. – 386 с.
16. СП 1.13330.2020 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы.
17. СП 9.13330.2009 Свод правил. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.
18. СП 10.13330.2009 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности.
19. СП 8.13330.2020 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности.
20. Сулейманов, А.Б. Техника и технология капитального ремонта скважин: учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на

производстве/ А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. — М.: Недра, 1987. — 316 с.

21. Усачев, П.М. Гидравлический разрыв пласта / П.М. Усачев. — М.:Недра, 1986. - 168 с.

22. Фаткуллин, А. Р. Применение гидравлического разрыва пласта / А. Р. Фаткуллин. — 2022. — № 82-2. — С. 97-98.

23. Хыу Бинь, Н. Коллекторы нефти месторождения Белый Тигр (по данным каротажа и тектоники) / Н. Хыу Бинь, В. И. Исаев // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. — Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет.- 2016. — С. 160-163.

24. Шакирова, Г. А. Анализ эффективности гидроразрыва пласта / Г. А. Шакирова // Вопросы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа. — Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет.- 2022. — С. 74-77.

25. Joshi, S. D. Основы технологии горизонтальной скважины / S.D. Joshi.- Пер. с англ. и науч.-техн. ред.: Будников В.Ф. [и др.]. - Краснодар : Сов. Кубань, 2003. - 422 с.