

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях

УДК 622.276.66:544.36

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович		

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 ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД «ШБИП»	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД, к.г.-м.н	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023 г.

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 общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович

Тема работы:

Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№ 39-68/с от 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

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	Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах; Проведение гидроразрыва пласта; Оборудование для проведения КГРП; Геометрия трещин; Разновидности кислот применяемых при кислотном гидроразрыве пласта; Виды расклинивающих материалов; Проектирование и контроль интенсификации с помощью химических методов; Способы обработки призабойных зон скважин; Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях; Рекомендации по проведению кислотного

	гидроразрыва на месторождениях; Расчет экономических показателей проекта; Экономическая оценка проекта; Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения КГРП и варианта с проведением КГРП; Правовые и организационные вопросы; Производственная безопасность; Анализ вредных производственных факторов; Требования охраны труда при выполнении работ на КГРП(ГРП); Экологическая безопасность.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			13.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович		13.02.2023

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович

Тема работы:

Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2023	Технологии кислотных обработок в карбонатных коллекторах	25
04.05.2023	Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях	30
16.05.2023	Рекомендации по проведению кислотного гидроразрыва на месторождениях	15
24.05.2023	Социальная ответственность	10
29.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.06.2023	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			13.02.2023

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		13.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович		13.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 94 страниц, 39 рисунков, 30 таблиц, 36 источников.

Ключевые слова: кислотный гидроразрыв пласта, кислотное воздействие, соляно-кислотная обработка, жидкости для проведения кислотного гидроразрыва, кислотная композиция.

Объектом исследования является карбонатные пласты месторождений нефти.

Предметом исследования являются материалы и технологии применяемые для кислотного гидроразрыва пласта.

Цель работы – влияние эффективности применения кислотного гидроразрыва пласта на показатели разработки нефтяного месторождения «Х».

В ходе работы были изучены новые технологии проведения КГРП, виды материалов и новые разработки в этой области. Проведен анализ эффективности КГРП на примере скважин №12 и 4 месторождения «Х», а также представлено сравнение дебитов до и после проведения данной операции.

В результате работы была выбрана кислотная композиция для проведения КГРП, проанализированы ожидаемые показатели дебитов после проведения КГРП и представлены сравнительные диаграммы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ	12
1.1 Проведение кислотного гидроразрыва пласта	12
1.2 Оборудование для проведения КГРП	14
1.3 Геометрия трещин	25
1.4 Разновидности кислот применяемых при кислотном гидроразрыве пласта	26
1.4.1 Кислотный гидроразрыв с применением обратных нефтекислотных эмульсий	27
1.4.2 Кислотный гидроразрыв с применением высоковязких материалов и растворов кислот	29
1.4.3 Применение вспененных кислот	29
1.5 Виды расклинивающих материалов	30
1.6 Проектирование и контроль интенсификации с помощью химических методов в призабойной зоне	37
1.6.1 Кислотная обработка матрицы породы	37
1.7 Способы обработки призабойных зон скважин	38
1.7.1 Скин-фактор	39
2 Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях	42
2.1 Описание материалов применяемых для кислотного ГРП на месторождении «Х»	43
2.2 Выбор кислотной композиции	43
2.3 Анализ проведения кислотного гидроразрыва пласта	43
2.4 Кислотный гидроразрыв пласта с применением системы VDA на Харьягинском месторождении	44
2.4.1 Кислотный ГРП с системой VDA	44
3 Вывод и Рекомендации по проведению кислотного гидроразрыва на месторождениях	46
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ	50
4.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.	50
4.2 Расчет экономических показателей проекта	55
4.3 Экономическая оценка проекта	56
4.4 Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения КГРП и варианта с проведением КГРП	57
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60

5.3	Правовые и организационные вопросы	60
5.2	Производственная безопасность	60
5.3	Анализ вредных производственных факторов	61
5.3.1	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	61
5.3.2	Неудовлетворительные метеорологические условия климата на открытом воздухе	62
5.3.3	Повышенный уровень шума и вибрации	63
5.3.4	Отсутствие или недостаток необходимого освещения	64 искусственного
5.3.5	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ	66
5.3.6	Повреждения в результате контакта с насекомыми	66
5.3.7	Опасность поражения электрическим током	67
5.3.8	Движущиеся машины и механизмы	68
5.3.9	Сосуды и аппараты под давлением	69
5.3.10	Пожаровзрывоопасность	69
5.4	Требования охраны труда при выполнении работ на КГРП (ГРП).	71
5.4	Экологическая безопасность	72
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
5.6.1	Чрезвычайные ситуации	76
	Заключение	79
	Список использованных источников	80

ВВЕДЕНИЕ

Кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) – один из наиболее перспективных методов КВ (кислотное воздействие), который включает в себя преимущества гидравлического разрыва и кислотной обработки. КГРП широко применяется для интенсификации добывающих скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин в карбонатном пласте.

Одной из наиболее эффективных технологий воздействия на малопродуктивные и слабопроницаемые трещиноватые карбонаты является кислотный-гидравлический разрыв пласта (КГРП). По оценкам отечественных и зарубежных исследователей в настоящее время около трети запасов нефти можно извлечь только с использованием этой технологии. Поэтому, КГРП рассматривается как важнейший элемент разработки нефтяных месторождений.

Актуальность работы выбранной темы заключается в том, что КГРП является распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется на месторождениях в России и за рубежом

Целью дипломной работы является анализ влияния применения кислотного гидроразрыва пласта на показатели разработки нефтяного месторождения «Х».

Задачи исследования:

- Рассмотреть методы повышения нефтеотдачи применяемые при разработки карбонатных коллекторов.
- Рассмотреть виды кислот и жидкости разрыва, применяемых при кислотном ГРП.
- Изучить новые технологии проведения КГРП.
- Проанализировать результаты проведенного кислотного гидроразрыва пласта на «Х» месторождении и выбора кислотной композиции.
- Рассмотреть и сделать вывод по результатам применения кислотной системы VDA и DAD на месторождениях.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТШО – Тенгизшевройл - совместное предприятие, ведущее разработку, добычу, а также сбыт нефти и сопутствующих продуктов.

КГРП- Кислотный гидроразрыв пласта

ПЗП-Призабойная зона пласта

СКМД- Система контроля и мониторинга добычи

НКЭ- Нефтекислотные эмульсии

КВ – Кислотное воздействие

VDA - Viscoelastic Diverting Acid

DAD-Dynamic Acid Dispersion

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ЧС- чрезвычайные ситуации

ГРП – гидроразрыв пласта

1 ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

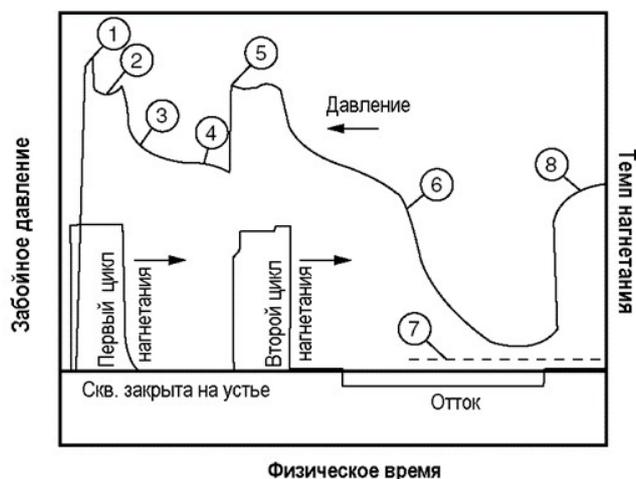
Для интенсификации притока жидкости в карбонатном коллекторе вероятны различные технологические подходы, включая использование состава с регулируемой физико-химической характеристикой. Например, в зависимости от температуры пласта используются любые концентрации кислоты и замедление скорости реакции кислотных композиций с породой, чтобы увеличить покрытие зоны обработки кислотой, за счет использования дисперсных систем (пены, гидрофобные эмульсии, гели) или за счет использования замедлителей от скорости реакции кислоты с породой [1,37].

1.1 Проведение кислотного гидроразрыва пласта

Перед проведением КГРП необходимо провести ряд подготовительных мероприятий:

- Промывка забоя;
- Выполнение ловильных работ, при наличии аварийного инструмента в скважине;
- Проведение комплекса геофизических исследований по уточнению интервалов обработки, «работающих» интервалов, наличие обводнившихся интервалов;
- При наличии обводнённого интервала необходимы изоляционные работы.

Основному КГРП пласта предшествует так называемый мини-ГРП (микроразрыв), являющийся самым важным тестом перед основной обработкой скважины. Информация, получаемая при микроразрыве, включает в себя давление смыкания трещин, P_c , чистое давление, начальные условия (перфорация и трение в области ствола), и возможные показатели степени загрязнения области разрыва. Область резкого снижения на кривой давления используется для получения коэффициента утечки для данной геометрии скважины. На рисунке 1 показаны оперативное положение на типичной кривой давления, зарегистрированного во время снятия характеристик.



1 – разрыв пласта; 2 – распространение трещины; 3 – мгновенное давление при закрытом устье; 4 – давление смыкания из-за спада давления; 5 – повторное открытие трещины; 6 – давление смыкания по оттоку; 7 – асимптотическое пластовое давление; 8 – давление смыкания (обр. ход)

Рисунок 1 – Динамика давления при проведении мини-ГРП

Дополнительная сложность заключается в том, что температура и эффекты сжимаемости могут вызвать отклонения давления. В этом случае, кривые падения, скорректированные с учетом температуры, можно составить для получения нормальной интерпретации различных типов графиков.[37]

После проведения мини-ГРП проводится основной ГРП. Предлагается следующий порядок закачки:

- несколькими циклами закачивается кислота: раствор HCl + Нефтенол-К;
- буферная стадия: закачивается небольшой объем геля Химеко-В, чтобы изолировать кислоту от проппантных стадий;
- проппантные стадии: закачивается несущая жидкость Химеко-В + проппант;
- продавка.

Кислотный гидроразрыв продуктивных пластов является наиболее оптимальным методом освоения и повышения продуктивности скважин, который учитывает большую толщину продуктивного разреза, высокое давление и температуру пласта, высокое содержание растворенного в пластовой нефти сероводорода и другие специфические особенности. Сущность метода заключается в том, что при КГРП в пласте по напластованию образуется система глубокопроникающих трещин. Кислотный раствор, проникая в трещины и взаимодействуя с породой, в значительной степени улучшает их фильтрационные свойства; образуется шероховатая поверхность трещин, препятствующая смыканию их при последующем возрастании депрессии на пласт. В результате,

многократно увеличивается поверхность фильтрации и уменьшается сопротивление призабойной зоны скважин.[38]

Результаты КГРП зависят от двух основных параметров - расстояния, на которое происходит разрыв и эффективной проводимости образовавшихся трещин. В свою очередь эти параметры определяются многими факторами, такими как объем, концентрация кислоты, скорость реакции, темп закачки, температура пласта, проницаемость, ширина и ориентация образовавшихся трещин, давление закрытия трещин и т.д. Затем в общей схеме обработки - пошаговое испытание скважины на приемистость с целью определения градиента давления гидроразрыва и выяснения возможности КГРП. Испытание заключается в закачке геля с постадийным изменением скорости и давления закачки. В результате испытания выбирают оптимальные давление разрыва пласта и скорости закачки для каждого этапа работ, мощность насосов и оборудования. Затем при давлениях выше давления гидроразрыва начинают процедуру кислотного разрыва, при этом ТШО (Тенгизшевройл) использует технологию альтернативных фаз («Альфа»), предложенную фирмой «Halliburton». Сущность этого метода заключается в том, что при высоких давлениях закачивают попеременно тампонажные и кислотные фазы. В качестве тампонажного состава используются гелеобразующие агенты с линейными или поперечными связями, которые помогают контролировать потерю флюидов, замедляют скорость реакции и охлаждают пласт и оборудование. [2,38]

Для непосредственного гидроразрыва пласта используют загущенные растворы соляной кислоты. [2,8].

1.2 Оборудование для проведения КГРП

Оборудование для КГРП является отправной точкой для успешного контроля и выполнения работ. Оборудование, необходимое для стимулирующей обработки, включает резервуары, смесительное оборудование (оборудование для подачи кислоты), насосное устройство, контрольно-измерительное оборудование.

Смесительное оборудование используется для приготовления жидких и сухих химических добавок к разрывной жидкости. Разрывные жидкости смешиваются порциями перед обработкой (и хранятся в контейнерах до тех пор, пока они не понадобятся) или перемешиваются непрерывно во время обработки. Для непрерывного перемешивания жидкую основу готовят в предварительном смесителе, который соединяет жидкий гелевый концентрат с водой для смешивания и обеспечивает достаточное время гидратации, чтобы основа приобрела необходимую вязкость. Затем гидратированный гель перекачивается в блендер (миксер), где в рабочую жидкость добавляются добавки.

Качество процесса смешивания почти всегда контролируется компьютером. Компьютер вводит контрольные точки для концентрации смеси, и концентрация поддерживается автоматически, независимо от расхода жидкости. В целом, все технологические параметры блендера находятся под автоматическим контролем, что исключает возможные ошибки оператора.

В процессе гидроразрыва пласта более тысячи параметров могут контролироваться и записываться в режиме реального времени. Контроль параметров технологических жидкостей является наиболее важным элементом контроля качества. Параметры, контролируемые и регистрируемые вовремя гидроразрыва пласта (Группа обеспечения качества), включают давление, температуру жидкости, количество добавок, расход жидкости, pH и вязкость. Любой или все эти параметры могут быть визуализированы во время работы, и в некоторых случаях они будут автоматически пересчитаны для внутрискважинных условий. Во время обработки измеряются и регистрируются многие параметры оборудования — время работы, давление, вибрация. Эта информация предназначена для диагностики и предотвращения проблем с оборудованием, она помогает проводить техническое обслуживание оборудования (ремонт), она также необходима для улучшения расположения оборудования и конструкции гидроразрыва пласта во время последующих работ.

Перечень необходимого оборудования для проведения КГРП:

Питающий манифольд

Подающий коллектор - подает всасывающий поток из резервуара для воды (если используется) или обычного коллектора с не менее чем восемью 4-дюймовыми соплами. Он используется только тогда, когда вода подается в смеситель непосредственно из резервуара для воды или используется перекачивающий насос для поддержания резервуара для гидроразрыва пласта в заполненном состоянии.

Перекачивающий водяной насос

Насосы низкого - давления используются для перекачки воды из резервуара для воды (или другого источника) в резервуар для гидроразрыва пласта. Перекачивающие насосы могут потребоваться, а могут и не потребоваться, в зависимости от расстояния между источником подачи воды и блендером, а также их относительной высоты. В зависимости от объема и расстояния гидроразрыва пласта один или несколько насосов будут использоваться для перекачки воды по 6-дюймовому оросительному трубопроводу из ПВХ.

Емкости ГРП

Автономные резервуары (рисунок 2) на 500 баррелей (80 м³) используются в качестве резервуаров для хранения разрывной жидкости и кислоты на рабочем месте. У них есть собственные колеса, и их можно транспортировать от скважины к буровой установке. Такие резервуары могут иметь по меньшей мере четыре 4-дюймовые трубы и 12-дюймовую поворотную дисковую заслонку, которые используются для совместной обвязки этих резервуаров, обеспечивая общий источник воды. Необходимое количество резервуаров для гидроразрыва пласта зависит от объема обработки.



Рисунок 2 – Емкость технологических жидкостей

Система подачи песка (стационарная)

Для подачи песка в блендер используется бункер для хранения песка, установленный на прицепе, оснащенный ленточным транспортером. Песок подается под собственным весом, он имеет клапан с гидравлическим управлением. Каждый накопитель имеет по крайней мере два отсека – питание в один из них может подаваться сразу или через оба одновременно. В зависимости от объема и концентрации проппанта иногда требуется более одного бункера; в этом случае для координации подачи песка в смеситель используется центральный ленточный транспортер.

Система подачи песка (мобильная)

Для гидроразрыва пласта малого объема используются установки для транспортировки и подачи песка. Их возможности аналогичны возможностям стационарных установок, за исключением того, что их объем намного меньше – 30 000 - 60000 фунтов стерлингов (15,9 — 27 тонн) вместо 250 тыс.-500 тыс. тонн (113,1-226,8 тонны). В случае очень крупномасштабного гидроразрыва пласта мобильная система подачи может быть использована для подачи более крупных стационарных систем, таких как "mountain mover" ("движущиеся горы").

Транспортер для песка

Какая бы система подачи песка ни использовалась, расположение оборудования для гидроразрыва пласта на скважине может вынудить нас использовать систему ленточного

конвейера для подачи песка в смеситель. Некоторые конвейерные системы монтируются на прицепе, и их маневренность позволяет легко устанавливать их в нужном положении.

Установка затворения и гидратации химреагентов

Существует два способа герметизации жидкостей перед подачей. В первом случае их можно смешивать порциями в резервуарах для гидроразрыва пласта. Это позволяет легко контролировать качество и консистенцию состава жидкостей, что нравится многим операторам. При задержках в перекачке жидкости могут быстро испортиться при высоких температурах. Кроме того, неиспользованные жидкости создают определенные экологические проблемы.

Второй способ заключается в смешивании жидкостей на ходу, то есть непрерывно. Химические добавки, загустители и сшиватели смешиваются в резервуаре для гидратации. Во время работы устройства гидратации необходимо контролировать, чтобы гель находился в нем в течение достаточного времени для набухания, прежде чем он попадет в смеситель. Одна из проблем, связанных с закрытием в отсутствие современной гидратационной установки, заключается в том, что для правильного и необходимого увлажнения необходимо регулировать рН. Это деликатная операция, особенно при высоких температурах. Высококачественная установка гидратации позволяет эффективно смешивать как сухие, так и жидкие химические добавки. Блок непрерывной гидратации устраняет проблемы со смешиванием полимеров, которые добавляются в жидкопастообразной форме — это устраняет необходимость использования блендера для смешивания. Для введения добавок в разрывную жидкость необходимы дозирующие насосы, соединенные вместе с основными выпускными трубопроводами. Технологические данные с установки гидратации передаются в центр управления и постоянно контролируются во время операций гидроразрыва пласта.

Смесительная установка (смеситель)

Автономный блендер, установленный на грузовике, смешивает воду, гель, кислоту в одну однородную смесь. Блендер расположен в центре работы на КГРП. В его системе подачи разрывной жидкости имеется по меньшей мере четыре 4-дюймовых гибких шланга (их может быть до двенадцати). Он подсоединяется к выходной стороне коллектора гидроразрыва пласта 4-дюймовыми гибкими шлангами или непосредственно к насосным агрегатам. Блендер должен непрерывно добавлять сухие и жидкие добавки, чтобы обеспечить очень высокую точность дозирования. Производительность блендера определяется объемом и скоростью, с которой он может принимать добавки. Данные от блендера передаются в центр управления.

Технические характеристики УС-10 представлены в таблице. 1. Смесительная установка изображена на рисунке 3.

Манифольд высокого/низкого (HI-LO) давления

Манифольд высокого и низкого давления (рисунок 3) может быть смонтирован на прицепе, на автомобиле или на скиде.

Таблица 1 – Технические характеристики УС-10

№ п/п	Параметры	Значения
1	Шасси (полуприцеп-тяжеловоз), модель	94622
2	Полная масса УС (эксплуатационная), кг	21400
3	Силовая установка	
3.1	Марка двигателя	ЯМЗ
3.2	Число цилиндров	12
3.3	Номинальная мощность при 2100 мин-1 кВт(л.с.)	500(680)
4	Механизм отбора мощности с редуктором, модель	AM450ВД BD3300 TECHNODRIVE
5	Технические характеристики рабочего оборудования	
5.1	Максимальный расход технологических жидкостей, м ³ /мин	10
5.2	Избыточное рабочее давление в нагнетательном коллекторе УС, не менее, МПа	0,2
5.3	Расход пропанта через смеситель УС, т/мин	0,1...6
5.4	Расход жидких добавок, л/мин	0,5...20
5.5	Расход сухой добавки(деструктора)	
5.6	-I диапазон, кг/мин	0,5...4,0
5.7	-II диапазон, кг/мин	3,0...30,0
5.8	Расход сыпучего химреагента(гуаровая мука), кг/мин	1,0...25,0
5.9	Максимальная концентрация пропанта, кг/м ³	1800



Рисунок 3 – Смесительная установка УС-10 для ГРП

От четырех до восьми 4-дюймовых гибких шлангов идут от смесителя к коллектору, а дополнительные длинные шланги идут к отдельным входам насосов гидроразрыва пласта. Стандартный коллектор может обслуживать восемь насосных агрегатов для гидроразрыва пласта одновременно. Форсунки на коллекторе низкого давления снабжены двухстворчатыми запорными клапанами.

Страна высокого давления (НП) манифольды запитываются от выбросов насосных агрегатов ГРП по стальным патрубкам низкого давления и, в свою очередь, соединяет устье скважины с фидерами гидравлического клапана. Каждая линия к коллектору высокого давления включает контрольный клапан на 15000 psi (103.4 МПа) для управления движением жидкости и запорную арматуру.

Манифольд высокого давления

При малообъемном гидроразрыве пласта (т.е. когда насосные агрегаты подключены непосредственно к смесителю) используется простой манифольд высокого давления, односторонний для соединения нагнетания насосного оборудования и обрабатываемой скважины (рисунок 4). И, опять же, используются регулирующие клапаны и запорные клапаны высокого давления.



Рисунок 4 – Манифольд высокого и низкого давления

Насосные агрегаты ГРП

Насосы забирают рабочую жидкость под низким давлением (60 фунтов на квадратный дюйм = 4,14 атм) и выбрасывают ее с требуемым давлением в сотни атмосфер. Эти плунжерные насосы прямого вытеснения могут быть нескольких типов. Чаще всего используется триплексная конфигурация (три плунжера). В последнее время спросом пользуются насосные установки для гидроразрыва пласта типа quintuplex (5-плунжерные), они могут перекачивать больше жидкости при более высоких давлениях. Эти насосные агрегаты имеют гидравлическую мощность от не менее 1000 л.с. в ранних моделях насосов triplet до значительно более 2000 л.с. в последних моделях насосов типа quintaplex.

Насосные агрегаты монтируются на грузовике или прицепе (рисунок 5). Они должны отключаться при высоком давлении, ими необходимо управлять дистанционно по кабелю.



Рисунок 5 – Шасси для УН-2250

Подробнее о насосной установке УН-2250 (рисунок 6). УН обеспечивает следующие функции:

- автоматизированную работу в режиме ГРП;
- автоматическое переключение передач в трансмиссии без разрыва потока мощности;
- плавный диапазон регулирования величины опрессовочного давления манифольдов и насосно-компрессорных труб, создаваемого УН в диапазоне от 0 до 85 МПа;
- плавный диапазон регулирования производительности в диапазоне от 0 до 2,5 м³/мин;
- автоматическое поддержание постоянной величины производительности (вне зависимости от изменения давления, создаваемого скважиной);
- автоматический встроенный контроль состояния узлов и систем УН;
- прекращение подачи рабочей жидкости в скважину при срабатывании защиты от превышения максимально допустимого давления на скважине без остановки газотурбинных двигателей (ГТД).

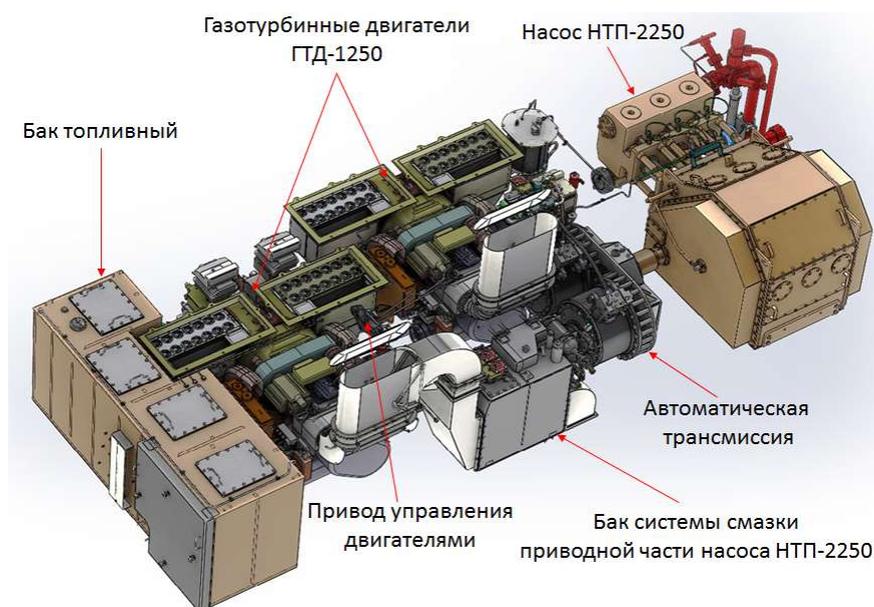


Рисунок 6 - Насосная установка УН-2250

В таблице 2 представлены технические характеристики установки УН-2250.

Таблица 2 - Технические характеристики УН-2250

№ п/п	Параметры	Значения
1	Шасси	МАЗ 6303А5
2	Полная масса УН (эксплуатационная), не более	29600
3	Масса технологического оборудования (эксплуатационная), кг	19500
4	Силовая установка- два газотурбинных двигателя с обслуживающими системами в моноблочном исполнении	
4.1	Марка двигателей	ГТД-1250
4.2	Максимальная мощность одного двигателя, л.с.	1250
4.3	Удельный расход топлива на режиме максимальной мощности, г/л.с.ч.	235
4.4	Масса одного двигателя в моноблочном исполнении (с системами), кг	1500
4.5	Применяемое топливо	Диз.топливо, ТС, РТ
5	Трансмиссия, механическая с электрогидравлическим переключением передач, включает две планетарные коробки передач и шестеренный суммирующий редуктор	
5.1	Количество передач в трансмиссии	4
6	Плунжерный насос	
6.1	Модель	НТП-2250
6.2	Число плунжеров	3
6.3	Диаметр плунжера, мм	127
6.4	Максимальная производительность, м ³ /мин	2,5
6.5	Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	85

Трубопроводы высокого давления

Для соединения откидной части насосной установки гидроразрыва пласта со скважиной, а скважины со скважиной требуются трубы, рассчитанные на высокое давление, быстроразъемные секции с колпачковыми барашковыми гайками, форсунки scout, шарниры, регулирующие клапаны, запорные краны и запорная арматура. Эти элементы, которые по-английски часто называют "обвязкой труб" или "технологическими трубами", имеют диаметр 2-3 и 4 мм и разные номинальные значения.

Для совместного подъема двух линий высокого давления от коллектора к одной точке впрыска часто используется разделитель. Регулирующие клапаны изолируют оборудование для гидроразрыва пласта от давления жидкости в нагнетательных скважинах. Если давление на линии гидроразрыва пласта превышает максимальное установленное давление, открывается предохранительный клапан для снижения давления и предотвращения повреждения оборудования и травм персонала в случае повреждения оборудования. Запорный клапан также используется в качестве дополнительного средства контроля точки трубопровода над скважиной. Чтобы свести к минимуму воздействие вибрации и перемещения труб на жесткие соединения, все мощное оборудование

соединяется с помощью, по крайней мере, двух поворотных секций посередине. Дополнительное шарнирное соединение часто используется для упрощения привязки узла и дальнейшего сведения к минимуму эффекта вибрации.

Гибкие шланги

Четырехдюймовые гибкие шланги, рассчитанные на давление 150 л.с. 1,03 МПа, обычно используются при давлении 0,41 МПа. Обычно он используется для соединения источников водоснабжения со смесителем и смесителя с коллектором, а также для перекачки рабочих жидкостей в насосные агрегаты; 12-дюймовые гибкие шланги обычно используются для комбинированной обвязки резервуаров для гидроразрыва пласта для создания единого источника водоснабжения.

Станция контроля и управления

Все оборудование, расход жидкости и критическое давление контролируются центральным пультом управления, который часто называют "станцией гидроразрыва пласта" (рисунок 7). В области управления данными и контроля визуализации, регистрации, обработки и мгновенной печати. Оператор гидроразрыва пласта - это человек, который управляет потоком данных с программируемого экрана и пульта дистанционного управления, скорость потока пульпы, давление обработки в устье и время с момента начала обработки постоянно отображаются на дисплее.

Станции мониторинга и управления, оснащенные многочисленными дисплеями с возможностью параллельной обработки данных (например, для расчета внутрискважинного давления или времени прохождения жидкости), позволяют одновременно обрабатывать данные о пласте в режиме реального времени.



Рисунок 7 – Станция контроля и управления СКУ-10

Технические характеристики станции контроля и управления отражены в таблице 3. Компонировка СКУ-10 представлена на рисунке 8.

Таблица 3 - Технические характеристики СКУ-10

№ п/п	Параметры	Значения
1	Автомобиль специальный с кузовом-фургоном (на шасси МАЗ-5336А5-320)	
1.1	Полная масса (эксплуатационная), не более	12000
1.2	Количество отсеков в кузове-фургоне	2
1.3	Количество рабочих мест	4
1.4	Количество мест для представителей заказчика (супервайзер)	3
1.5	Основное электропитание от внешней сети 220В или собственного генератора	
1.6	Дополнительное электропитание постоянного тока 24В от аккумуляторов автомобиля	
1.7	Оборудование кузова-фургона	
1.7.1	Дизель генератор (220В, 9000Вт), количество	1
1.7.2	Кондиционер (220В, 2000Вт), количество	1
1.7.3	Автономный воздушный отопитель, дизельный (24В), количество	2
1.7.4	Обогреватель электрический, настенный (220В, 1500Вт), количество	2
1.7.5	Шкаф с вытяжной вентиляцией для лабораторных исследований, количество	1
1.7.6	Шкаф для размещения блоков компьютерного оборудования, количество	1
2	Специально электрооборудование СКУ	
2.1	Объединенный пульт управления УН, количество	1
2.2	Промышленный компьютер, количество	2
2.3	Мониторы, количество	3
2.4	Принтер, количество	1
2.5	Катушки с кабелем 50м, количество	10
2.6	Прожекторы стационарные/выносные, количество	4/2

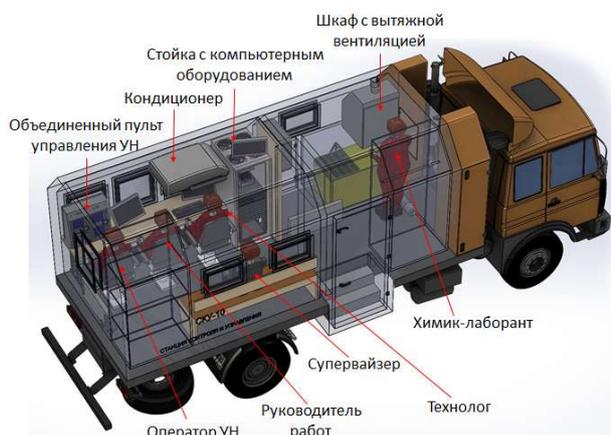


Рисунок 8 – Компоновка СКУ-10

Станция контроля качества

Мобильная химическая лаборатория используется для "отбора проб" и их анализа перед гидроразрывом пласта. Типичная мобильная лаборатория включает в себя, по крайней мере:

- рН-метр- прибор для измерений водородного показателя
- температурный зонд;

- набор сит для пропанта и механические классификаторы для ситового анализа;
- лабораторные весы;
- смеситель; водяной термостат;
- вискозиметр и, возможно, встроенный вискозиметр;

Мобильная лаборатория, как правило, имеет собственный генератор для питания всей техники.

Средства связи

В любое время все операторы любого оборудования, лицо, управляющее источником водоснабжения, и все другие сотрудники, критически относящиеся к гидроразрыву пласта, должны иметь возможность поддерживать постоянную двустороннюю связь с оператором гидроразрыва пласта. Обычно подключенное оборудование интегрировано в систему управления центром, и производители такого оборудования предлагают различные варианты.

Дистанционный мониторинг

Удаленный мониторинг "доставляет" скважину непосредственно заказчику и обеспечивает связь в режиме реального времени через спутник. Для всех операций по гидроразрыву пласта, которые проводятся в отдаленных регионах, приоритетная роль отводится возможности передачи спутниковых данных. Теперь производители систем управления предлагают опцию спутникового управления.

Дистанционное управление

Когда используются несколько ГРП-насосов практически всегда, количество операторов может быть ограничено с помощью пультов дистанционного управления. Каждый пульт дистанционного управления может управлять до четырех насосных станций, и до двух станций может управляться одним оператором. В центр управления можно интегрировать оборудование более поздних моделей, хотя это не всегда необходимо.

Оборудование скважины

В процессе подготовки грунта к гидроразрыву пласта, во избежание возможных выбросов глушащей жидкости, а также продуктов грунтообразования, устье последнего оснащается профилактическим оборудованием. При подготовке к гидроразрыву пласта колонна насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм поднимается в скважину для перекачки жидкости.

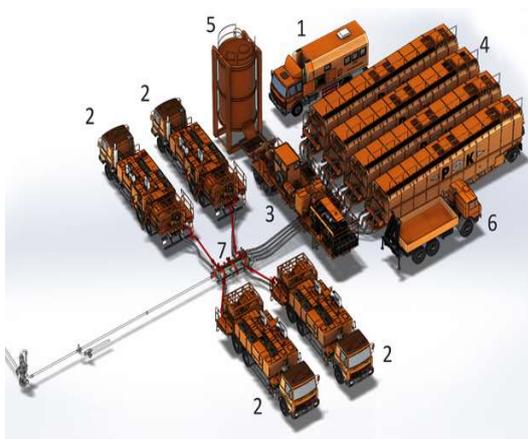
Кольцевые пространства обсадной колонны и насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм герметизируются установленным пакером в зоне гидроразрыва пласта. Проверка установки пакера осуществляется путем прижатия кольцевой зоны водой до давления рабочего давления колонны ЦА320.

Проведение таких сложных работ как ГРП нужно планировать в дневном режиме. Иногда либо по причине задержки, механических повреждений, либо по объему ГРП требуется выполнять работы ночью. Для данной ситуации необходимы ГРП-светильники. Это светодиодные лампы большой мощности, как и те, которые применяются на стадионе, установленные на телескопические мачты, а каждый комплект имеет свой собственный генератор.

Стальные стойки и стальные канаты применяются для установки всех линий высокой нагрузки при проведении ГРП. Трубные обвязки высокой мощности, не установленные надлежащим образом, могут неконтрольно мотаться по всему направлению, если в процессе нагнетания произойдет разрыв, что создает большую угрозу для оборудования, а также для сотрудников.

Хотя в действительности не существует типичного комплектования и установки для ГРП-оборудования - монтаж ГРП-расстановки сильно изменяется по географическому району, ожидаемым давлению, температуре и объему, связанным с каждым конкретным процессом.

Примерная схема расстановки оборудования для проведения КГРП представлена на рисунке 9.



1 – станция контроля и управления СКУ-10; 2 – насосные установки УН-2250;
3 – смесительная установка УС-10; 4 – ёмкости для рабочей жидкости; 5 – бункер для пропанта или саморазгружающийся пропантовоз; 6 – машина манифольдов типа ММ105М; 7 – блок манифольдов типа БМ105;

Рисунок 9 – Схема размещения оборудования КГРП

1.3 Геометрия трещин

Чтобы подобрать оптимальную геометрию трещины, а значит и технологию проведения гидроразрыва, необходимо разбираться в механизме, по которому образуется и распространяется в поре трещина.

Основное влияние на формирующуюся в процессе геометрию оказывает тектоническая напряженность горной породы и её распределение по глубине пласта. Трещина распространяется всегда перпендикулярно минимальному горному напряжению (рисунок 10). Пласт на глубине находится в напряженном состоянии, характеризующемся тремя основными напряжениями: вертикальным (геостатическое σ_{vert}), являющимся наибольшим в случае глубокозалегающего пласта (более 500 м), и двумя горизонтальными – большим (σ_{max}) и меньшим (σ_{min}).

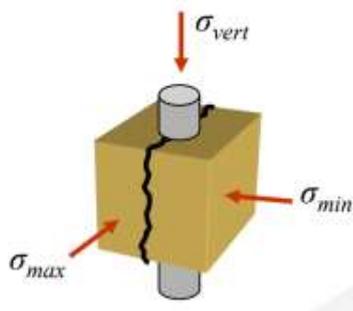


Рисунок 10 – Распространение трещины [3]

На расстоянии до 200 м от устья скважины образуются трещины горизонтального типа, поскольку вертикальное напряжение здесь значительно меньше горизонтального, а на глубинах более 500 м – вертикального типа, в следствие наличия значительного вертикального напряжения (рисунок 11). На глубинах от 200 до 500 м значения напряжений практически равны, поэтому ориентироваться нужно на другие факторы, но разрабатываемые в настоящее время месторождения располагаются на большой глубине, а значит в большинстве своём используются модели вертикальных трещин [4].

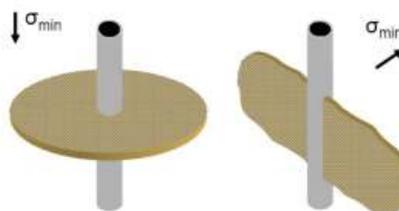


Рисунок 11 – Геометрия образующейся трещины а) горизонтальная, при глубинах до 500 м, б) вертикальная, на глубине, превышающей 500 м

1.4 Разновидности кислот применяемых при кислотном гидроразрыве пласта

Функции жидкости разрыва связаны с раскрытием и гидравлическим расширением естественных, а также с образованием искусственных трещин.

Важной характеристикой для жидкостей разрыва является условная вязкость. Условная вязкость, прежде всего для всех неньютоновских жидкостей, изменяется во время

гидроразрыва, следовательно, необходимо предусматривать, в частности на стадии проектирования ГРП, изменение условной вязкости в соответствии с изменениями градиента сдвига. Поэтому реологические свойства являются определяющими в характеристике жидкостей разрыва.

К важным характеристикам относятся фильтрационные свойства ЖР. Фильтрация жидкости может негативно повлиять на проницаемость породы, что снизит эффективность процесса ГРП.

В качестве жидкости разрыва в процессе кислотного ГРП применяются нефтекислотные эмульсии, а также водные или углеводородные гели без применения деструкторов, поскольку разрушение гелей происходит за счет взаимодействия с кислотой.

1.4.1 Кислотный гидроразрыв с применением обратных нефтекислотных эмульсий

Сущность технологии кислотного гидравлического разрыва пласта с применением обратных нефтекислотных эмульсий (НКЭ) основана на применении двух составов жидкостей. Разрыв пласта осуществляется непосредственно с помощью нефтекислотного эмульсионного раствора. Последующее формирование (расширение) трещин в пласте производится закачкой СКМД (Система контроля и мониторинга добычи). В разработке кислотного гидроразрыва пласта не предусмотрена закачка твердых закрепителей для трещин. [5, 6].

К жидкости разрыва предъявляются два основных требования: она должна обладать регулируемой в широком диапазоне вязкостью, и низкой фильтратоотдачей. Но для кислотного разрыва эта жидкость должна быть еще и реакционноспособной по отношению к породе пласта.

В качестве жидкости разрыва применяется нефтекислотная эмульсия, представляющая собой мелкодисперсную систему, где в качестве дисперсионной наружной среды выступает углеводородная жидкость (дизтопливо, обширная группа легких углеводородов - дистиллят, нефть), а в качестве дисперсной, внутренней фазы выступает соляная кислота 20-24% концентрации. В данном случае нефть осуществляет функцию компонента, включающего естественные ПАВ-эмульгаторы.

Жидкость развития трещины выполняет две функции: обеспечивает течение трещины вглубь пласта и является действующим рабочим агентом в реакции с породой пласта. Жидкость для развития трещин должна быть высоким проникающим потенциалом и должна быть сопоставимой с кислотой соли степенью активности при взаимодействиях с карбонатными породами.

Технология КГРП по данной методике выполняется с 1992 г. на месторождениях ОАО «Татнефть» и ОАО «Удмуртнефть». Технология позволяет в 3-4 раза увеличить радиус кислотного воздействия на нефтенасыщенные интервалы пласта по сравнению с обычной соляно-кислотной обработкой. Применение жидкостей на углеводородной основе, несомненно, является основным достоинством данной технологии КГРП [1]

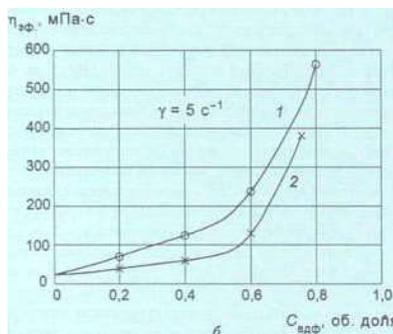


Рисунок 12 – Графики изменения эффективной вязкости нефтекислотной эмульсии ($\eta_{эф}$) в зависимости от содержания внутренней дисперсной фазы ($C_{вдф}$)

На графиках (рисунок 12) видно, что величина эффективной вязкости наноструктурированной нефтекислотной эмульсии значительно превышает вязкость стандартной нефтекислотной эмульсии. Кроме того, имеется возможность увеличения содержания внутренней дисперсной фазы в эмульсии до 0,8 объемных долей, что позволяет увеличить концентрацию кислоты в эмульсии и, соответственно, реакционную ее способность. Это позволяет повысить глубину проникновения в карбонатный пласт.

Путем бесконтактной обработки нефтекислотной эмульсии структурированной водой также можно регулировать агрегативную стабильность эмульсии. На рисунке 13 представлен график изменения агрегативной стойкости нефтекислотной эмульсии в зависимости от числа циклов бесконтактной обработки при различных концентрациях соляной кислоты во внутренней дисперсной фазе.

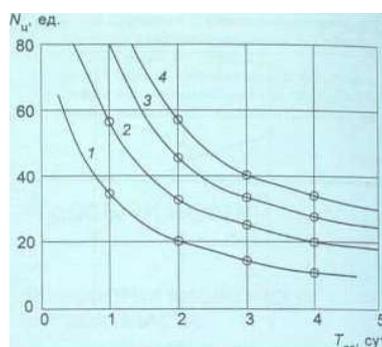


Рисунок 13 - График изменения агрегативной стабильности ($T_{ас}$) НКЭ в зависимости от числа циклов бесконтактной обработки ($N_{ц}$) при различных концентрациях кислоты [1].

1.4.2 Кислотный гидроразрыв с применением высоковязких материалов и растворов кислот

Одной из высокоэффективных технологий КГРП представлен метод циклической закачки высоковязких материалов и кислотных растворов.

Из-за отличия естественной проницаемости коллекторов, имеют место неравномерность притока пластовых флюидов в ствол скважины по высоте пласта, и наоборот, неравномерная фильтрация жидкостей вглубь пласта.

В данной технологии, для исключения попадания кислотного раствора в высокопроницаемые зоны пласта, промытые водонасыщенные пропластки карбонатного коллектора, на время закачки изолируются высоковязким материалом (гелем). При циклическом чередовании геля и кислоты, происходит обработка предпочтительно низкопроницаемых пропластков карбонатного коллектора. При дальнейшей реакции случается разрушение данных гелей кислотой и образование смешанной структуры поверхности трещин, что повышает продуктивность коллектора. данный технологический прием является одним из превосходств циклической закачки [1]. В отличие от направленной кислотной обработки КГРП проводится при забойных давлениях, превышающих давление гидроразрыва пласта, при этом применяются большие объемы закачиваемых технологических жидкостей и темпы закачки. Операция кислотного гидравлического разрыва пласта состоит из нескольких циклических этапов: закачка в пласт высоковязкой жидкости, закачка кислотного раствора и конечное продавливание кислоты в скважину. Для проведения данных действий предварительно определяют свойство и объем рабочей и продавочной жидкостей, определяется концентрация основной кислоты, а также темпы закачки [1].

1.4.3 Применение вспененных кислот

Пенокислотная обработка имеет ряд преимуществ в сравнении с обычной кислотной обработкой.

Прежде всего, в пласт закачивается значительно меньше жидкости, что уменьшает опасность загрязнения ПЗП.

Во-вторых, пенокислота имеет большую вязкость, что обеспечивает более глубокое проникновение кислоты в пласт за счет снижения скорости реакции вспененной кислоты с породой.

В-третьих, скважины легче осваиваются благодаря невысокому составу пены.

В-четвертых, пена производит более усиленную очистку загрязнений из ПЗП, поскольку твердые частицы загрязнения отлично выносятся пеной [7].

Качество пены зависит от большого содержания газа в ней. В качестве фазы газа используется азот, полученный с азотного или бустерного агрегата, или углекислого газа.

Пенообразующий фактор должен соответствовать следующим требованиям:

- гарантировать быстрое образование устойчивых пен при закачивании газа;
- быть химически совместимым с пластовой жидкостью и породой, не вызывать снижения проницаемости коллектора;
- иметь противоэмульсионные свойства;
- являться стабильным при пластовой температуре.

Пена готовится путем, смешивания газа и кислоты, обработанную пенообразующим веществом. В зависимости от скорости подачи пены жидкая и газовая фаза регулируется качеством пены [8].

1.5 Виды расклинивающих материалов

1) Кварцевый песок

Плотность кварцевого песка в среднем равна $2,65 \text{ г/см}^3$. Данный материал обычно применяется при ГРП, напряжение сжатия которых составляет не более 41 МПа, а глубина залегания не превышает 2500 м.

Песок, применяемый для ГРП должен иметь высокую механическую прочность и сохранять высокую проницаемость.

Этим требованиям удовлетворяет крупнозернистый, хорошо окатанный и однородный по составу кварцевый песок. Окатанность зерен песка способствует лучшему его проникновению вглубь трещин.

Анализ промыслового опыта США показывает, что при ГРП использование песка фракции 20/40 (размер зерен от 0,425 до 0,850 мм) составляет более 90% по объему. Нормы показателей качества АНИ для данной фракции песка следующие:

- массовое содержание основной фракции (0,425-0,850 мм) должно быть не менее 90%, при этом содержание зерен крупнее 1,2 мм не более 0,1%, мельче 0,3 – 1%;
- округлость и сферичность по Крумбейну и Шлоссу не менее 0,6;
- растворимость в глинокислоте не более 2%, по массе веществ, растворившихся из пробы [9].

Выделяют два основных типа кварцевого песка, а именно белый (или песок Оттава) и коричневый (или песок Брэди). Песок Оттава (рисунок 14, слева) представляет собой высококачественный песок белого цвета с монокристаллическими зёрнами и содержит более 99% диоксида кремния (кремнезема). Песок Брэди (рисунок 14, справа) называется коричневым из-за своего темного цвета, что связано с присутствием примесей в его составе.

Коричневый песок состоит как из поликристаллических, так и монокристаллических зерен кварца. Частицы данного песка имеют более угловатую форму, меньшую сферичность в сравнении с белым песком, могут растворяться в кислоте из-за присутствия в их составе полевого шпата. Тем не менее, песок типа Брэди считается материалом хорошего качества и часто добывается в непосредственной близости от нефтедобывающих регионов. Множество месторождений коричневого песка разрабатываются в США, Канаде и других странах. Сравнение песков Оттава и Брэди представлено в таблице 4.



Рисунок 14 – Кварцевый песок типов Оттава (слева) и Брэди (справа)

Таблица 4 – Основные характеристики кварцевых песков Оттава и Брэди [11]

Песок	Зерна кварца	Содержание SiO ₂ , %	Округлость, д. ед	Сферичность, д. ед	Сопротивление раздавливанию для различных фракций, МПа		
					20/40	30/50	40/70
Оттава (белый)	Монокристаллические	99	≥ 0,7	≥ 0,7	41–55	48–62	55–76
Брэди (коричневый)	Поли- и монокристаллические	97–99	≥ 0,6	≥ 0,6	28–41	34–48	41–55

Так как в России применяется ГРП все чаще и чаще, многие отечественные компании тоже начали производить кварцевый песок различных фракций.

В РФ при производстве кварцевого песка придерживаются американского стандарта АНИ API RP-56 и международного стандарта ISO 13503-2:2006 (ГОСТ Р 54571 —2011).

В РФ производят магнизиально-кварцевые пропанты, согласно ГОСТ Р 54571 — 2011.

По физико-химическим и физико-механическим показателям, гранулометрическому составу и форме пропанты должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 54571 —2011, приведенным в таблице 5 [12].

Таблица 5– Характеристика магнизиально-кварцевых пропантов [12]

Наименование показателя	Норма для фракции						
	10/14	12/18	16/20	16/30	20/40	30/50	40/70
1. Массовая доля, %, не менее:							
MgO	8						
SiO ₂	50						

2. Гранулометрический состав, %, не более - массовая доля гранул: - оставшихся на сите номер:								
6	0,1	-	-	-	-	-	-	-
8	-	0,1	-	-	-	-	-	-
12	-	-	0,1	0,1	-	-	-	-
16	-	-	-	-	0,1	-	-	-
20	-	-	-	-	-	0,1	-	-
30	-	-	-	-	-	-	-	0,1
- прошедших через сито номер:								
20	1,0	-	-	-	-	-	-	-
30	-	1,0	-	-	-	-	-	-
40	-	-	1,0	1,0	-	-	-	-
50	-	-	-	-	1,0	-	-	-
70	-	-	-	-	-	1,0	-	-
100	-	-	-	-	-	-	-	1,0
3. Массовая доля гранул основной фракции, %, не менее	90,0							
4. Сферичность, условные единицы, не менее	0,7							
5. Округлость, условные единицы, не менее	0,7							
6. Растворимость в смеси кислот, %, не более	10,0							
7. Растворимость в соляной кислоте, %, не более	1,0							
8. Мутность, NTU, не более	250							
9. Насыпная плотность, г/см, не более	1,75							
10. Кажущаяся плотность, г/см, не более	3,10							
11. Абсолютная (истинная) плотность, г/см, не более	3,10							
12. Сопротивление раздавливанию, %, не более при давлении, МПа:								
34,5	20,0	15,0	15,0	10,0	5,0	-	-	-
51,7	25,0	20,0	20,0	15,0	7,0	5,0	-	-
68,9	-	25,0	25,0	20,0	10,0	10,0	8,0	-
13. Потеря массы при прокаливании, %, не более	4,0							
14. Эффективная удельная активность естественных радионуклидов, Бк/кг, не более	370							
Примечания								
1. Сопротивление раздавливанию определяют при давлениях 34,5; 51,7 и 68,9 МПа, что соответствует давлению 5000; 7500 и 10000 фунт/дюйм								

2) Керамический проппант

Кварцевый песок не способен выдерживать большие напряжения сжатия, поэтому на рынке расклинивающих материалов появились керамические проппанты с большей прочностью. В сравнении с песком керамический проппант более однородный по размеру и форме и имеет высокие сферичность и округлость, что обеспечивает высокую пористость и проницаемость упаковки проппанта. Также керамика – термически и химически устойчивый материал, минимизирующий диагенез проппанта. Поскольку керамический проппант имеет более сложный производственный процесс, он является более дорогостоящим материалом, чем кварцевый песок без покрытия или со смоляным покрытием. Керамические проппанты изготавливаются из спеченного боксита, каолина, силиката магния или смеси боксита и каолина. Базовый компонент всех керамических проппантов – оксид алюминия. Также в их составе присутствуют диоксид кремния и незначительные количества (менее 5%) различных оксидов земной коры [13].

Керамические проппанты можно разделить на три группы в зависимости от их плотности (удельного веса): легкие (LWC), средней плотности (IDC) и высокой плотности (HDC). Содержание оксида алюминия в керамических проппантах хорошо соотносится с прочностью гранул и плотностью проппанта при условии, что расклинивающий материал высокого качества. Легкий керамический проппант обычно содержит 45-50% оксида алюминия, проппант средней плотности – 70-75% оксида алюминия, а проппант высокой плотности – 80-85% оксида алюминия (таблица 6). Однако в результате исследований было обнаружено, что даже если содержание оксида алюминия увеличить до 100%, проводимость трещины значительно не увеличится [9].

Таблица 6 – Содержание оксида алюминия и удельный вес для различных керамических проппантов [9]

Керамический проппант	Содержание оксида алюминия, %	Удельный вес, г/см ³
Легкий	45–50	2,55–2,75
Средней плотности	70–75	2,9–3,3
Высокой плотности	80–85	3,4–3,5

Легкий керамический проппант (рисунок 15) способен выдерживать напряжения сжатия от 41 до 69 МПа. Его плотность обычно составляет 2,55- 2,75 г/см³ и может приближаться к плотности обычного кварцевого песка. Однако упаковка легкого керамического проппанта обеспечивает лучшую проводимость благодаря большей сферичности гранул, их однородности по размеру, а также устойчивости к высоким температурам.

Керамический проппант средней прочности может выдерживать напряжения сжатия от 55 до 83 МПа. Удельный вес этого проппанта может составлять от 2,9 до 3,3 г/см³ в зависимости от производителя и используемого исходного материала

Примером высокопрочного проппанта является спеченный боксит (рисунок 16). Он может выдерживать давление смыкания до 138 МПа и используется в глубоко залегающих пластах, где напряжение сжатия превышает 69 МПа. Этот проппант имеет в своем компонентном составе корунд, который является одним из самых твердых материалов, и используется в условиях большого давления и высокой температуры. Спеченный боксит имеет удельный вес 3,4-3,5 г/см³ [12]



Рисунок 15 – Легкий керамический проппант [13]



Рисунок 16 – Керамический проппант высокой прочности [13]

Обычно заводы по производству керамического проппанта располагаются рядом с местом добычи сырья. Для керамики высокой и средней плотности источником оксида алюминия обычно является боксит, в то время как каолиновые руды служат исходным материалом для легкого керамического проппанта. Почти все производители керамического проппанта используют оксид алюминия в качестве основного компонента благодаря его превосходным прочностным свойствам, однако, может, использовалась и другая керамика, например, силикат магния.

Процесс производства керамического проппанта состоит из двух стадий – образования гранул (гранулирования) и их обжига (спекания). Гранулы проппанта образуются в смесителе при перемешивании водного раствора со связующими химическими добавками и измельченной до порошкообразного состояния обожженной руды. Во втором процессе «сырые» гранулы обжигаются во вращающихся или туннельных печах при высоких температурах, часто превышающих 1100 °С

В связи с огромным ростом спроса в течение последних нескольких лет керамические проппанты предлагают более 70 производителей по всему миру (большое их количество находится в Китае). Таким образом, на рынке можно встретить закрепляющие материалы самого разного качества.

Контроль качества должен соблюдаться на протяжении всего производственного процесса керамического проппанта, чтобы избежать образования гранул несферической формы, неспеченных, пористых и низкопрочных гранул (рисунок 17). При должном контроле керамические проппанты представляют собой сферические, непористые и долговечные расклинивающие агенты, обеспечивающие максимальный приток жидкости в скважину. Особое внимание к гранулометрическому составу, форме частиц, гладкости поверхности и другим параметрам имеет важное значение для создания высокопроводящего проппанта. Керамический проппант менее подвержен эрозии, чем природные кварцевые пески, и может обеспечить на порядок большую пропускную способность по сравнению с песком без покрытия или с полимерным покрытием при одних и тех же пластовых условиях [13]



Рисунок 17 – Керамический проппант неправильной формы (слева), неспеченные и пористые гранулы (справа) [13]

3) Сверхпрочный проппант

В процессе разработки глубокозалегающих коллекторов на шельфе было обнаружено, что традиционная технология бокситового проппанта высокой прочности не подходит для шельфовых месторождений. Для этих условий была разработана новая технология сверхпрочного проппанта, которая включает в себя использование исходного материала с очень высоким содержанием оксида алюминия и новый производственный процесс. Проппант этого типа значительно прочнее, предельно сферический и гладкий, однородного размера и менее подвержен эрозии в сравнении с бокситовым керамическим проппантом (рисунок 18). У гранул сверхпрочного проппанта практически отсутствуют внутренняя пористость и дефекты в структуре, что особенно заметно под микроскопом (рисунок 19) [14]



Рисунок 18 – Сверхпрочный проппант UHSP (слева) и высокопрочный бокситовый проппант HSP (справа) [14]

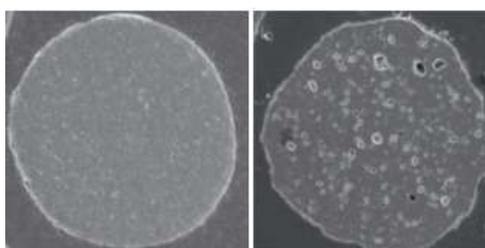


Рисунок 19 – Гранулы сверхпрочного (слева) и высокопрочного (справа) проппантов под микроскопом [14]

Стандартные испытания на долговременную проводимость показали, что сверхпрочный проппант может обеспечить в два раза большую проводимость, чем высокопрочный бокситовый, при давлении 138 МПа. В свою очередь, при нагрузке 97 МПа сверхпрочный проппант может обеспечить в 1,4-2,2 раза больше проводимости, чем бокситовый при этом же давлении, поэтому новый тип проппанта может найти применение и при меньшей нагрузке. Свойства сверхпрочного UHSP и высокопрочного бокситового HSP проппантов приведены в таблице 7 [14]

Таблица 7 – Сравнение свойств сверхпрочного и высокопрочного бокситового проппантов.

Свойство	Проппант	
	Сверхпрочный UHSP	Высокопрочный бокситовый HSP
Фракция, меш	25	20/40
Удельный вес, г/см ³	3,60	3,56
Содержание оксида алюминия, %	> 95	80–85
Средний размер гранул, мм	0,815	0,700
Доля разрушенных гранул в % при нагрузке:		
103 МПа	1	3
138 МПа	4	9
Проводимость в мД×м при нагрузке:		
97 МПа	754	564
138 МПа	442	229
Растворимость в кислотах, %	< 2	3–10

Результаты моделирования процесса гидроразрыва с новым типом расклинивающего агента показали, что использование сверхпрочного проппанта может привести к увеличению добычи более чем на 20%, чем при использовании боксита.

Кроме того, низкая абразивность сверхпрочного проппанта дает операторам возможность проводить более крупные операции гидроразрыва без ограничений, касающихся износа оборудования, что положительно сказывается на добыче нефти из глубокозалегающих коллекторов.

Также была разработана версия данного проппанта с низкой плотностью (удельный вес 2,8 г/см³), в котором используются те же усовершенствования производственного процесса и материал низкой плотности. В результате получается достаточно прочный легкий проппант, который демонстрирует более высокую проводимость, чем обычный проппант средней плотности, а в некоторых случаях сравним с бокситовым проппантом. Этот продукт теперь часто используется вместо стандартного проппанта из боксита [14]

1.6 Проектирование и контроль интенсификации с помощью химических методов в призабойной зоне

Существуют три ключевые технологии кислотной обработки пласта:

- Кислотная промывка (не является обработкой пласта)
- Кислотные ванны
- Кислотная обработка матрицы породы
- Кислотный разрыв пласта

При кислотной промывке цель элементарна – очистка трубного пространства и забоя. Обработка пласта не предусмотрена. [1]

Кислотная ванна - преимущественно часто используемый метод очистки призабойной зоны, резон которого содержится в закачке реагента на забой и выдерживание на реакции для очистки забоя.

Кислотная обработка матрицы породы – это закачка кислоты под давлением ниже давления разрыва пласта (минимальное механическое напряжение в породе).

Кислотный разрыв пласта – это инъекция кислоты под давлением, превышающим давление разрыва пласта (минимальное механическое напряжение в породе) [1].

1.6.1 Кислотная обработка матрицы породы

Кислотная обработка горной породы применяется как в карбонатных породах, так и в песчаниках. В песчаниках кислотная обработка матрицы направлена на растворение частиц, загрязняющих призабойную зону пласта и перфорации.

Теоретически кислота фильтруется в пористую среду, растворяя твердые частицы в поровых каналах, которые препятствуют потоку пластовой жидкости, поэтому кислота растворяет частицы в порах, поровых каналах и вдоль поверхностей пор.

Большая часть кислоты расходуется в результате реакции, а именно с частицами и минералами в порах. Следовательно, кислотная обработка песчаников в основном используется для устранения загрязнения призабойной зоны скважины. нелегко рассчитывать на увеличение производительности в песчаниках за счет обработки матрицы в пластах без зоны загрязнения. [1]

В карбонатных коллекторах при кислотной обработке образуются так называемые "червоточины" или полости, которые выходят далеко за пределы призабойной зоны или являются продолжением перфораций. "Червоточины", полученные путем растворения карбонатов соляной кислотой, напоминают каналы, проделанные червями в почве, из-за чего они имеют похожее название (от английского wormholes - червь-червоточинка, holes - дыры).

Очень часто кислота образует единственную "червоточину", вне какого-либо разветвления. Это происходит, например, в случае использования раствора мощной соляной кислоты. Слабые кислоты, например, уксусная кислота, создают более обширную схему каналов, которая может дать результаты только в определенных случаях. Тип "червоточин", конечно, зависит от скорости закачки, температуры, реакционных возможностей породы вокруг скважины.

Кислотная обработка в карбонатных коллекторах в основном используется для снижения влияния загрязненной зоны на эффективность скважин. При отсутствии загрязнений обработка матрицы приводит к увеличению производительности не более чем в два раза. [6].

1.7 Способы обработки призабойных зон скважин

Производительность скважины, т.е. ее дебит, может быть увеличена за счет повышения проницаемости пород призабойной зоны. Для этого необходимо искусственно увеличить число и размеры каналов фильтрации, повысить трещиноватость пород, а также очистить стенки поровых каналов от грязи, смол, парафинов и т.д.[15]

Кислотная обработка скважины подразделяется на – соляно-кислотная, пенокислотная и грязекислотная обработка призабойной зоны пласта.

Первая ступень соляно-кислотной обработки - кислотная ванна служит для очистки призабойной зоны скважины от цементной и глинистой корок и продуктов коррозии. Для этого на забой скважины закачивают кислоту, выдерживают ее несколько часов без

продавки в пласт, а затем обратной промывкой выкачивают отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции.

Вторая ступень соляно-кислотной обработки состоит в том, чтобы закачать кислоту в пласт. Для этого сначала скважину заполняют нефтью, а затем в НКТ нагнетают раствор соляной кислоты. При этом количество кислоты, нагнетаемой в скважину, равно объему НКТ и затрубного пространства в интервале обрабатываемого пласта. После закачки расчетного количества кислоты при закрытой задвижке на выкиде из затрубного пространства под давлением в скважину закачивают небольшое количество кислоты. После этого кислоту из НКТ продавливают в пласт нефтью или водой. В таком состоянии скважину выдерживают некоторое время для реагирования кислоты с породой. По окончании этого периода проводят этап освоения скважины.

При кислотных обработках используют специальные агрегаты (например, агрегат "АзИНМАШ-ЗОО") или обычные передвижные насосные агрегаты, смонтированные на автомобиле или тракторе.

При пенокислотной обработке скважины в призабойную зону пласта вводится азрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте в виде пены. Для закачки в скважину кислотных пен применяют кислотный агрегат КП-6,5 (автоцистерна с насосом), передвижной компрессор и смеситель-азратор.

При термокислотной обработке на забой скважины с помощью специального устройства (реакционного наконечника) опускают реагенты - магний, едкий натр и др., которые при контакте с соляной кислотой вступают с ней в химическую реакцию с большим выделением тепла. Цель такой обработки - усиление действия кислоты после расплавления парафина или смолы на забое скважины.

Соляно-кислотную обработку в основном применяют для обработки карбонатных пород. Пласты, сложенные песчаниками с глинистыми пропластками, обрабатывают грязевой кислотой (смесь плавиковой с соляной кислотой). Технология проведения такой работы состоит в том, что вначале с целью удаления цементной и глинистой корки делают кислотную ванну. Затем для растворения карбонатов в скважину закачивают HCL-15%-ный раствор соляной кислоты. После промывки продуктов реакции в пласт закачивают грязевую кислоту, а после ее выдержки на определенное время очищают забой от продуктов реакции. [16]

1.7.1 Скин-фактор

Одной из основных гидродинамических характеристик прискважинной зоны является скин-фактор. Он характеризует эффект снижения проницаемости в области скважины, который возникает вследствие потерь давления при фильтрации пластовой

жидкости через поровое пространство пласта. Чем ниже проницаемость породы, тем затруднительнее жидкости преодолеть определенное расстояние и тем больше градиент давления. Следовательно, потери давления при фильтрации через такие области выше, чем в однородном пласте [18]. При гидродинамическом моделировании зоны сниженной проницаемости учитываются таким параметром как ΔP_s – дополнительное падение давления зоны влияния скин-фактора. Скин-эффект определяется разницей между забойным давлением согласно модели однородного пласта и реальным забойным давлением.

Математически скин-эффект описывается формулой:

$$\Delta P_s = 18,41 * \frac{q * B * \mu}{k * h} * S \quad (1)$$

где S – скин-фактор (рисунок 20), безразмерная величина, описывающее состояние ПЗП, которая зависит только от свойств области пониженной проницаемости, а именно от проницаемости k_s и радиуса r_s [19].

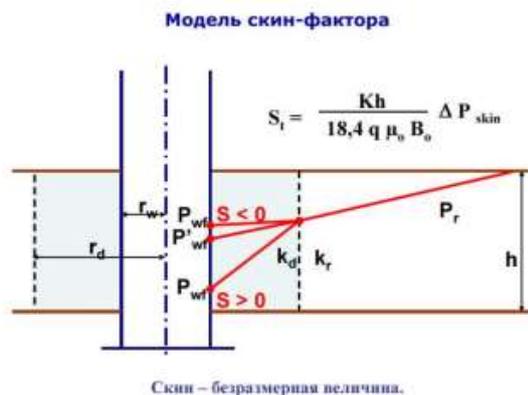


Рисунок 20- Модель скин-фактора

М.Ф. Хавкинс предложил формулу, связывающую проницаемость и радиус области влияния скин-фактора [19].

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) * \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2)$$

где k – проницаемость нетронутой части пласта, мД; r_w – радиус открытого ствола, м

Математическая модель не в полной степени отражает скин-эффект в рассматриваемой зоне так как имеет место загрязнение призабойной зоны, ввиду чего сложно установить насколько область влияния скин-фактора простирается вглубь пласта и какие фильтрационные свойства она имеет.

Учитывая множество ограничений применимости математической модели было принято решение использовать интегральный скин-фактор. Он связывает дополнительное

падение давления в зоне пониженной проницаемости за счет загрязнения и механических примесей и общий расход пластового флюида при фильтрации.

Суммарный скин-фактор включает скин-факторы из-за загрязнения ПЗП S_d , перфорации S_p , частичного вскрытия пласта S_{pp} , нелинейного (турбулентного) эффекта S_{turb} , наклона ствола скважины S_o , скина, возникающего при стимуляции S_s , при кислотной обработке S_d , при гидроразрыве $S_t < 0$.

Одной из причин применения технологии ГРП является стремление избежать зоны влияния скин-эффекта

2 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Сущность кислотного гидроразрыва заключается в применении в рамках одного технологического процесса двух физико-химических воздействий на призабойную зону. Расклинивание пород происходит не только за счёт высоких давлений и темпов нагнетания жидкости разрыва, но и за счёт химических реакций кислоты с породами. Кислота вытравливает каналы вдоль поверхности трещин, поэтому нет необходимости в их креплении пропантами, так как поверхности получаются неровными, и трещины не могут плотно сомкнуться после снижения давления.

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

1) Создание трещины: трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью, превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина.

2) Удержание трещины в раскрытом состоянии: как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал - пропанат(обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления пропант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

3) Удаление жидкости разрыва: прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создать препятствие на пути притока жидкостей.

4) Повышение продуктивности пласта: до начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности. Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв - лучший способ повышения продуктивности.
- Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

**2.1 Описание материалов применяемых для кислотного РГП на месторождении
«Х»**

2.2 Выбор кислотной композиции

2.3 Анализ проведения кислотного гидроразрыва пласта

Подразделы с 2.1 до 2.3 (включительно) исключены, так как содержащаяся в них информация представляет коммерческую тайну.

2.4 Кислотный гидроразрыв пласта с применением системы VDA на Харьягинском месторождении

Скважина, принадлежащая компании Total, расположена на Харьягинском месторождении в 60 км от полярного круга. Дебит скважины был ниже планируемого. Коэффициент продуктивности составлял 1,17-2,1 м³/сут/атм, что являлось наименьшим по месторождению. В дополнение, несмотря на предыдущие интенсификационные работы, скважина останавливалась каждые 12 часов для операции по свабированию.

На данном месторождении в основном эксплуатируются карбонатные залежи девонского периода. Угол наклона данной скважины (боковой ствол) в продуктивной зоне составляет 57°, интервал перфораций составляет 80 м, забойная температура 42°C. Проницаемость пород в данном интервале колеблется от 20 до 150 мД.

Ситуация осложнялась следующими факторами: высокое содержание парафинов в нефти (26%), суровые климатические условия, большой интервал обработки, скважина должна была обрабатываться посредством ЭЦН, присутствие сероводорода в нефти. Более того, план проведения работ КРС не позволял немедленный запуск (свабирование) скважины сразу после проведения кислотной обработки, что определило необходимость применения бесполимерных кислотных систем для предотвращения повреждения матрицы пласта. [22]

Кислотная система VDA представляет собой неполимерную жидкость, которая не наносит повреждения матрице породы, тем самым, не требуя незамедлительного удаления из скважины после проведения обработки

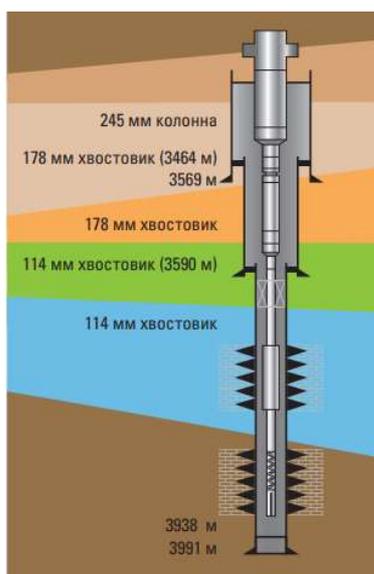


Рисунок 39 – Схема скважины с указанием неработающих интервалов. [22]

2.4.1 Кислотный ГРП с системой VDA

Несмотря на две ранее проведённые кислотные обработки, скважина работала не стабильно. Основываясь на хороших результатах кислотной обработки соседней скважины с применением кислотных систем VDA и DAD, компания Total выбрала данные системы для проведения интенсификационных работ на рассматриваемой скважине.

Кислота VDA использовалась для отклонения основного потока кислотных систем, поддержания трещины в открытом состоянии и контролирования оттока рабочей жидкости. В то же время компания Total планировала обработку нижнего интервала перфораций, который не работал вообще.

Система VDA может использоваться в широком температурном диапазоне, поддерживая идеальную консистенцию во время закачки в скважину. В процессе реагирования кислоты с породой вязкость рабочей жидкости резко возрастает, тем самым делая кислоту самоотклоняющейся. Рост вязкости служит преградой основному потоку кислот и отклоняет этот поток в ещё необработанные участки.

Система VDA представляет собой неполимерную жидкость, которая не наносит повреждения матрице породы, тем самым не требуя незамедлительного удаления из скважины после проведения обработки. Одной из основных причин выбора системы VDA для проведения обработки данной скважины являлся тот факт, что после проведения обработки ожидался продолжительный простой. Это предотвращало применение каких-либо полимерных систем и/или систем с твёрдыми частицами.

Кислотная система DAD применялась для устранения парафинистых отложений и одновременного растворения породы. Данная система представляет собой эмульсию, в которой кислота является внешней фазой. Кислота VDA была закачана в скважину, чередуясь с DAD. После обработки скважина была запущена 11 дней спустя без каких-либо проблем. Коэффициент продуктивности при этом увеличился до $4,44 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм.}$ [20]

3 ВЫВОД И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Метод КГРП рекомендуется применять на месторождении и в дальнейшем, несмотря на высокую стоимость производства работ. Кроме того, наличие надежных антикоррозионных ингибиторов и добавок для замедления скорости протекания реакции дает возможность повышать концентрацию кислоты (15-28%) с целью повышения эффективности обработок.

По результатам исследования можно сделать вывод, что данная система разработки успешна на месторождениях.

Стоит отметить, что подбор кислот играет важную роль в успешном проведении КГРП, на примере скважин 4 и 12 месторождения «Х», можно отчетливо увидеть, что дебиты значительно увеличились и достигли проектных данных.

При планировании ГРП и выборе скважин-кандидатов необходимо учитывать техническое состояние эксплуатационной колонны в интервале обработки.

Необходимо перед началом процесса ГРП проводить проверку и настройку оборудования (контроль качества химреагентов, проверку блендеров, расходомеров, калибровку насосов подачи химреагентов, испытание шнека сухих химреагентов).

При выполнении ГРП в двух и более пластах следует применять проппант одного фракционного состава.

Учитывать сезонное изменение качества воды, повышать качество применяемой жидкости гидроразрыва за счет проведения входного контроля качества воды и применяемых реагентов.

При проведении тест-закачек в условиях низких коллекторских свойств пластов применять альтернативные методы оценки градиента давления разрыва, например закачку/излив или тест со ступенчатым увеличением расхода

При недостижении планового дебита нефти рекомендуется:

Рекомендуется для проведения ГРП в нагнетательных скважинах использовать жидкости, не дающие осадка, например ксантан, или проводить ГРП с использованием линейного геля с вязкостью 20÷60 мПа·с

Провести опытно-промышленные работы по закачке в нагнетательные скважины гидрофильного проппанта для улучшения фильтрационных свойств создаваемой трещины

После окончания операции ГРП (особенно в нагнетательных скважинах) необходимо дождаться спада давления и в кратчайшие сроки освоить скважину (вызывать приток) для очистки трещины от остатков жидкости разрыва во избежание в дальнейшем

образования вязких коллоидных систем. В случае предварительного проведения тест-закачек на скважине значение устьевого давления, после которого можно открывать скважину и снижать давление, должно составлять не более 0,8 от давления смыкания (определенного в ходе тест-закачки). При достижении устьевого давления, равного 0,8 от давления смыкания, необходимо снизить давление через штуцер.

Известная компания Schlumberger также представила ряд усовершенствованных технологий, относящихся к МГРП:

- 1) система StageFRAC;
- 2) система VDA.

Для России проведение таких операций еще в новинку, их стоимость пока достаточно высока, не до конца отработаны технологические и технические моменты применения МГРП, соответственно, основная задача – сделать эту методику массовой и менее затратной.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела (ОНД)
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Количество проводимых операций-10; Сложность проводимых операций. Бюджет исследования~32 440.56 тыс.руб..
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20% Амортизация, энергоресурсы, заработная плата

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведены расчеты эффективности проведения КГРП на месторождении. Сравнительный анализ применения одного из методов повышения интенсификации добычи нефти.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Сравниваются показатели до и после проведения гидравлического разрыва пласта с целью выяснения является ли метод экономически эффективным
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Выявлено, что эффективность проведения КГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операций и от курса цен на нефть.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

4.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 14 и таблице 15.

Таблица 14 – Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных КГРП	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	92,8
Стоимость одного ГРП, тыс.руб.	тыс.руб.	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т	6000
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 15 – Данные для расчета экономической эффективности

Скважина	Параметры до КГРП		Параметры после КГРП						Прогноз добычи нефти без КГРП, т	Добыча нефти после КГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2017г.		2018г.		2019г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
X(01)	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
X(22)	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
X(443)	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
X(414)	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
X(805)	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
X(92)	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
X(273)	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
X(14)	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
X(852)	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
X(209)	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
ИТОГО по скважинам:									94280	187081	92828

Расчет затрат на процесс проведения КГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

Дополнительная добыча нефти определялась по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T, \quad (3)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут.;

N – количество скважин, скв.;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины, ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения КГРП

При расчёте выручка от реализации цена нефти на внутреннем рынке принята 10912 руб./т. (по данным на 03.05.2023)

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

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (4)$$

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

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Исходные данные для расчета экономических показателей дополнительной реализации нефти приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Данные для расчета дополнительной реализации нефти

Q _n , т	Параметры после КГРП		
	Q нефти, т/сут.		
	2017год	2018год	2019год
	35733,5	31682	25440,5

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_1 = 35\,734 \cdot 10912 = 389\,924 \text{ тыс/руб.}, \text{ за 2017год}$$

$$V_2 = 31\,704 \cdot 10912 = 345\,713.98 \text{ тыс/руб.}, \text{ за 2018год}$$

$$V_3 = 25\,391 \cdot 10912 = 277\,606.7 \text{ тыс/руб.}, \text{ за 2019год}$$

Прирост выручки за 3 года составил 1013244.672 тыс/руб. (1 013 244 672 рублей)

Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат (таблица 18). Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей (таблица 17, 18).

Таблица 17 – Нормативы эксплуатационных затрат на проведение КГРП

Элементы затрат	Значение
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс. руб./т	10,1
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды), тыс. руб./т.	153,8
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа, тыс. руб./т.	20,6
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб./т.	143
Обслуживание скважин, тыс. руб./скв.	613,6
Балансовая стоимость ОПФ, млн. руб.	16,8
Остаточная стоимость ОПФ, млн. руб	5
Средняя норма износа ОПФ, %	13,6
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т. ч. ПРС), тыс. руб./т.	720,8
Цеховые расходы, тыс. руб./т	217,4
Общепроизводственные расходы, тыс. руб./скв	1089,6
Прочие производственные расходы, тыс. руб./скв.	30,2

Таблица 18 – Расчёт эксплуатационных затрат

Обслуживание нефтяных скважин за 3 года, тыс. руб.	18 408		
Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после КГРП на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	694,839	611,211	487,587
	Итого 1 793,639		
Затраты по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	10 580,8	9 307,4	7 425,0
	Итого 27 313,188		
Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода, тыс. руб	1 год	2 год	3 год
	1 417,199	1 246,633	994,5
	Итого 3 658,3		
Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	9 837,8	8 653,8	6 903,6
	Итого 25 395,2		
Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т. ч. ПРС) на каждый год расчётного периода, тыс. руб	1 год	2 год	3 год
	42 213,3	37 132,7	29 622,6
	Итого 108 968,6		
Текущие затраты в целом, тыс. руб	1 год	2 год	3 год
	64 396,6	56 646,2	45 189,4
	Итого 166 232,2		

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальными вложениями являются: стоимость оборудования, инструмента и оснастки применяемые в процессе гидравлического разрыва пласта (таблица 19).

Таблица 19 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, тыс. руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения		105
Оборудование		
Флот ГРП(КГРП)	9	950
Пакер	1	70
Колонная головка	1	250
Трубы НКТ	До 1500 м	320
Скрепер	1	50
Ёмкость 65м ³	1	969
Ёмкость кисл. 50м ³	1	798
Смесительная установка	1	921
Насосная установка	4	5 488 744
Технологическая линия	1	425
Материалы		
Соляная кислота - HCl 15%	50 м ³	1 300 000
Противоосадочный агент - ASA-1	300 л	22 500
Дезэмульгатор - NG NE-1	90 л	15950
Дезэмульгатор - DM-1	250 л	35600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527

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

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - Э_t - Н_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}} \quad (5)$$

где $П_t$ – прибыль от реализации продукции, тыс. руб.;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия, тыс. руб.;

B_t - выручка от реализации продукции, тыс. руб.;

$Э_t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией, тыс. руб.;

$Н_t$ - сумма налогов, тыс. руб.;

E_n - норматив дисконтирования, ед.;

t, t_p - соответственно текущий и расчетный год.

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством. В таблице 20 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономический анализ, и показан порядок их расчета.

Таблица 20 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
Налоги, относимые на себестоимость	
Налог на добычу полезных ископаемых	$Kц = (Ц - 15) \times P / 261$, где Ц – средняя цена нефти «Юралс» в долл. за баррель, P – средний курс доллара. По данным «Trading Economics» цена нефти Urals равна 56,7\$. Курс доллара равен 76,82
Страховые взносы	30% от начисленной суммы ФОТ
Страхование от несчастного случая	0.5% от начисленной суммы фонда оплаты труда
Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат	
Налог на добавленную стоимость	20% от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
Налог на имущество предприятий	2,2% от стоимости основных фондов.
Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода

$$Z_{\text{эсп.}} = Z_{\text{тек}} + N + A_{\text{скв}} \quad (6)$$

где $Z_{\text{тек}}$ – текущие затраты, тыс. руб.;

N – налоги, выплачиваемые компанией, тыс. руб.;

Аскв – амортизационные отчисления, тыс. руб.

В таблице 21 представлены значения налогов и платежей.

Таблица 21 – Значения по годам суммы налогов и платежей

Показатель	Значения (по годам)		
	1 год	2 год	3 год
Сумма налогов и платежей, млн. руб.	101,2	89,7	52,3

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$Pt = Vt - (Z_{\text{эсп.}} + N_{\text{ндс}} + N_{\text{им}}) \quad (7)$$

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$N_{\text{пр.}} = Pt \cdot 20/100 \quad (8)$$

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$P_{\text{пр.}} = Pt - N_{\text{пр.}} \quad (9)$$

Таким образом, в таблице 22 приведены результаты расчетов капитальных вложений.

Таблица 22 – Оценка капитальных вложений.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	187 896,6	168 646,2	119 789,0
	Итого:	476 331,8	
Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	188 506,4	135 019,4	52 368,4
	Итого:	375 894,2	
Налог на прибыль на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	37 701,3	27 003,9	10 473,7
	Итого:	75 178,84	
Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода, тыс. руб.	1 год	2 год	3 год
	150 805,1	108 015,52	41 894,72
	Итого:	3005,36	

4.2 Расчет экономических показателей проекта

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-tp}} \quad (10)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t-ом году;

A_t – амортизационные отчисления в t-ом году;

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

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

NPV1 = 471 620,44 тыс. руб.;

NPV2 = 418 202,27 тыс. руб.;

NPV3 = 335 802,92 тыс. руб.

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 1 225 625,6 тыс. руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный номеру дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

Индекс доходности.

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (P_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-1}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-1}} \quad (11)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (319\,665,513,7/1,15) / (3 \cdot 32\,440,1/1,15) = 3,8$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

Период окупаемости вложенных средств.

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

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-1}} = 0, \quad (12)$$

где $P_{ок}$ - период возврата вложенных средств, год.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$P_{ср} = 300\,715,36 / 36 = 8\,853,2 \text{ тыс. руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$P_{ок} = 32\,440,1 / 8\,853,2 = 4 \text{ мес.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит менее полугода, а именно 4 месяца, период за которым значение NPV и дальше положительно.

4.3 Экономическая оценка проекта

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

Как показал расчет экономической эффективности проекта (таблица 23), отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей.

Таблица 23 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значения (по годам)		
	1 год	2 год	3 год
Прирост добычи нефти, тыс.т	68,8	60,5	48,3
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	471,7	418,2	335,8
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	187,9	168,6	119,8
Прибыль предприятия, млн.руб.	150,8	108,0	41,9
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб	471,62	418,2	335,8
Индекс доходности (PI), доли ед.	3,8		
Срок окупаемости, мес.	4		

4.4 Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения КГРП и варианта с проведением КГРП

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств. Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением КГРП и без проведения КГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		Без КГРП	С КГРП
Проектная добыча нефти	тыс. т	94,3	177,6
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс. м3	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн. руб.	221,7	476,3
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	769,2	1225,6
Индекс доходности	ед.	-	3,8
Срок окупаемости	годы	-	0,33

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением КГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 456,4 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 1225,6 млн. руб. за 3 90 года. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 83,3 тыс. т нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г2		Михельсон Никита Александрович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела (ОНД)
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Выбор оптимальной технологии кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является применение кислотного гидравлического разрыва пласта с целью эффективности применения на показатели разработки на нефтяных месторождениях.
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 при компоновке рабочей зоны.	"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) Статья 14. Классификация условий труда. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
2. Производственная безопасность 1.1. Анализ потенциально вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека;	1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; - Неудовлетворительные метеорологические условия климата на открытом воздухе;

<p>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</p> <p>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</p> <p>1.2. Анализ потенциально опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>– механические опасности (источники, средства защиты);</p> <p>– термические опасности (источники, средства защиты);</p> <p>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита</p> <p>– источники, средства защиты);</p> <p>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ; - повреждения в результате контакта с насекомыми; <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы; - сосуды и аппараты под давлением; - Пожаровзрывоопасность; - Опасность поражения электрическим током; <p>необходимые средства защиты от опасных факторов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p>	<p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>– перечень возможных ЧС на объекте;</p> <p>-Техника безопасности при проведении КГРП</p> <p>– выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>	<p>– анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>– перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера;</p> <p>– выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Михельсон Никита Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.3 Правовые и организационные вопросы

Рабочая смена оператора по добыче должна составлять не более 12 часов работы. Кроме того, контролировать бесперебойную работу оборудования ежедневно, работы проводятся в двух сменах. Женщин, подростков и сотрудников, не имеющих соответствующих доступов к работе, не допускают к работе. Каждый сотрудник должен обладать двумя комплектами специальной одежды, что является обязательным. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [21], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [21]. Проектирование предполагает стабильность работы рабочих и мобильность трудящихся. Чтобы эффективно выполнять рабочие обязанности, необходимо иметь достаточную площадь, обеспечивающую удобную рабочую позу, возможность различать их и передвигаться. Техника должна быть легко доступна и безопасна. Рабочая площадка должна быть построена так, чтобы рабочий не утомился из-за продолжительного мускульного напряжения рабочего.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 25 - Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [1])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием,	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Неудовлетворительные	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Сосуды и аппараты под давлением; 3. Пожаровзрывоопасность	1. ГОСТ 12.1.005- 88 [22]; 2. ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 [23]; 3. ГОСТ 12.1.003-2014[24]

<p>находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в пласт.</p>	<p>метеорологические условия климата на открытом воздухе 3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 5. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>4. Опасность поражения электрическим током</p>	<p>ССБТ ГОСТ 12.1.012-2004 [25]; 4. СП52.13330.2016[26]; СНиП 23-05-95 5. ГОСТ 12.4.011- 89 [27]; 6. ГОСТ 12.1.008- 78 [28]; 7 ГОСТ 12.3.002-2014[29] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ[30]; 8. ГОСТ Р 52630-2012 [31]; 9. ГОСТ Р 12.3.047-2012 [32]. 10. ГОСТ Р 12.3.047-2012[33]</p>
--	--	---	--

5.3 Анализ вредных производственных факторов

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование. На рабочего действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП.

5.3.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C1-C10) и сероводорода (H₂S) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП). Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе согласно ГОСТ 12.1.005-88 [22].

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [22]. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³.

Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

5.3.2 Неудовлетворительные метеорологические условия климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны. В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 26, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года. [23]

Таблица 26 – Оптимальные величины показателей микроклимата.

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22 - 24	21 - 25	60 – 40	0,1
	Iб (140 - 174)	21 - 23	20 - 24	60 – 40	0,1
	IIa (175 - 232)	19 - 21	18 - 22	60 – 40	0,2
	IIб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	60 – 40	0,2
	III (более 290)	16 - 18	15 - 19	60 – 40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23 - 25	22 - 26	60 – 40	0,1
	Iб (140 - 174)	22 - 24	21 - 25	60 – 40	0,1
	IIa (175 - 232)	20 - 22	19 - 23	60 – 40	0,2

Пб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	60 – 40	0,2
П (более 290)	18 - 20	17 - 21	60 – 40	0,3

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
 - при категориях работ Ia и Ib – 4° С;
 - при категориях работ Pa и Pb – 5° С;
 - при категории работ П – 6° С.

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированная специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

5.3.3 Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие. Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ [24]. насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие).

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [25].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X0, Y0							
	виброускорения				виброскорости			
	м*с ⁻²		дБ		м*с ⁻² *10 ⁻²		дБ	
	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		0,64		2,0		102	
2,5	0,071		0,46		2,5		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания

достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов.

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов.

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

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

В связи с этим необходимо следовать в соответствии с «СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95». Нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 28. Необходим контроль за соблюдением заявленных параметров, в случае несоответствия параметров требуется оборудование кустовых площадок специальными осветительными приборами. [26]

Таблица 28 – Нормы освещенности территории вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2
Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.		

5.3.5 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которое характеризуется повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20мг/м³, а на месторождении - 8 мг/м³. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м. По 29.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [27] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 29.

Таблица 29 – Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [2], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

5.3.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [28]. Наибольшую опасность

представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

5.3.7 Опасность поражения электрическим током

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

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток оказывает:

Биологическое воздействие: раздражение и возбуждение живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорогам мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. Вызывает фибрилляцию желудочков сердца, что может привести к его остановке.

Электролитическое воздействие: разложение плазмы крови и прочих органических жидкостей, нарушение их физико-химического состава;

Термическое воздействие: ожоги и перегрев отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства.

Согласно приказу Минтруда России от 15.12.2020 N903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями. [33]

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное

напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом. [33]

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости. Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

5.3.8 Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связан с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромислах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [30] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно

превышать в 1,5 раза ожидаемое максимальное давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию. [29]

5.3.9 Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки.

Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда.

5.3.10 Пожаровзрывоопасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [32]. Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического

оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности. Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро- опасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожаро- опасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Примечания

1 Методы определения категорий помещений А и Б устанавливаются в соответствии с приложением А.

2 Отнесение помещения к категории В1, В2, В3 или В4 осуществляется в зависимости от количества и способа размещения пожарной нагрузки в указанном помещении и его объемно-планировочных характеристик, а также от пожароопасных свойств веществ и материалов, составляющих пожарную нагрузку. Разделение помещений на категории В1-В4 регламентируется положениями в соответствии с приложением Б.

5.4 Требования охраны труда при выполнении работ на КГРП (ГРП).

Ремонт помещений ГРП должен осуществляться с учетом требований безопасности газоопасных рабочих мест. В процессе ремонта бригада не менее двух человек в здании ГРП должна организовать непрерывное наблюдение с улиц по открытой двери. Для этого из членов группы, которые работают в помещении ГРП, назначают дежурного, обязанности которого включают:

- находиться у входа в помещение ГРП, держать связь и наблюдать за работающими в помещении;
- не допускать курения и открытого огня около помещения ГРП;
- быть готовым к оказанию помощи работающим; в случае необходимости вызвать скорую помощь, милицию и о случившемся сообщить администрации организации;
- следить, чтобы при работе на полу помещения ГРП имелись резиновые коврики, шланги противогозлов не имели переломов, а открытые концы их были расположены снаружи здания с наветренной стороны на расстоянии не менее 5 м от ГРП и закреплены.

На протяжении всего процесса ремонта помещения ГРП необходимо провести анализ воздушных проб на наличие газовых и кислородных составляющих

Если в помещении ГРП установлен газ в воздухе, работы необходимо сразу прекратить, уволить сотрудников из загазованной зоны и проветрить помещение. В загазованном помещении вход можно разрешить только при помощи противогозлов.

В случае подтягивания фланцевых, сальников и резьбового соединения газопроводов средних и высоких давления в помещениях ГРП давление газа в ремонтируемых газопроводах должно быть соответствующее значению, указанному в инструкции по производству.

Ремонт электротехники и замена электроламп для помещения ГРП должен производиться при оборудовании, оснащенном обесточенным оборудованием. В этом случае выключатель должно быть в положении «Выключено». В отдельных случаях

применение переносного аккумуляторного фонарика в взрывозащищенном исполнении допускается в случае применения взрывозащищенного исполнения.

Курение и наличие открытого огня в помещении ГРП запрещается, о чем должны быть вывешены на видном месте снаружи и внутри помещения предупредительные надписи "Огнеопасно - газ", "Не курить", "Не разводить огня".

Выполнение газосварочных работ в помещениях ГРП и прочих работ по открытому огню разрешается исключительно в случаях соблюдения требований, предусмотренных нормативными документами по обеспечению безопасности таких работ под непосредственной ответственностью специалиста, наряда-допуска к огневым работам и специального плана, утвержденного главным инженером организации.

В случае возникновения утечки газа в помещении газопровода работа с огнем должна быть сразу прекращена. Возобновление работы с использованием огня разрешено только после устранения утечки газа, а также после проведения анализа воздуха, свидетельствующего о наличии газа в помещении.

Работы по ремонту электрооборудования ГРП и замена перегоревших электроламп должны производиться при снятом напряжении. При использовании переносных светильников во взрывозащищенном исполнении включение и выключение их должны производиться вне помещения ГРП.

В помещениях ГРП категорически запрещено хранение горючих, легковоспламеняющихся и газовых баллонов. Вход в комнату ГРП запрещен посторонним.

Работникам запрещено находиться в зоне проведения ГРП при обеденном перерыве

5.4 Экологическая безопасность

Защита литосферы

В условиях гидравлического разрыва пласта окружающую среду могут загрязнять рабочие жидкости, оставшиеся после процесса или разлагаться из-за несоблюдения осторожности. В подготовке-заключительном периоде из-за нарушения режима скважинного дренажа или процесса ее освоения возможны выбросы скважинной жидкости до неконтролируемого фонтана.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинён и техническими средствами - агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

При небрежном использовании ампул и контейнеров, радиоактивный изотоп также может стать источником загрязненности окружающей среды.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды вовремя ГРП проводится следующее мероприятие:

- Остатки гидроразрывной жидкости из емкости агрегатов или автоцистерн должны быть утилизированы в промышленные канализации, нефтеловушки или специальные ёмкости. Сливать их на землю строго запрещается.
- Весь углеводород, оказавшийся на территории поблизости скважин, после окончания работ, должен быть собран и уничтожен или сожжен, если утилизация невозможна.
- В случае возникновения неконтролируемого фонтана необходимо срочное сооружение земляного вала, чтобы ограничить возможность роста пластовых флюидов на большой площади.
- Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.
- В случае ущерба от подъездов и так далее территория, расположенная рядом с скважиной, должна была быть реконструирована на сельскохозяйственное или иное использование.
- Активированный изотопный материал не может быть использован в скважинах, если нет уверенности в надёжном разобщении интервала гидроразрыва от горизонтов артезианских и целебных вод, а также от пластов, имеющих сообщение с дневной поверхностью поблизости от скважин.
- Зернистые материалы и активированные жидкости не должны попадать на дневную поверхность.
- По завершении работы территорию скважины необходимо проверить и убедиться, чтобы отсутствовали опасные концентрации веществ.
- Остатки неиспользуемых изотопов и жидкости после промывки емкостей, насосов, подвергающихся изотопному воздействию, должны быть разбавлены водой в безопасную концентрацию и храниться в специально предназначенном для этого местоположении.

Защита гидросферы

Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб (27 шт.);
- 2) установка запорной арматуры на обеих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода согласно СНиП 2.05.06-85 [35];
- 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);
- 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;
- 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;
- 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);
- 9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания;
- укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью;
- устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

Таким образом, материалами данной работы предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, позволяющий свести к минимуму воздействие проектируемых объектов на поверхностные воды.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Техника безопасности при производстве КГРП должна соответствовать следующим требованиям:

- к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;
- общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель - представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ, не предусмотренных этим планом, и несет ответственность за их выполнение;
- руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а также взрыва и пожара;
- имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
- руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;
- опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями;
- работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;
- в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае, если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк.
- все транспортные средства, не задействованные в проведении ГРП должны быть удалены на безопасное расстояние - не менее 50 метров от зоны линий высокого давления;
- все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению;
- при проведении ГРП рабочий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны;
- при работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

5.6.1 Чрезвычайные ситуации

Многие кустовые площадки расположены в сложных природно-климатических условиях. В районе добычи нефти заболоченность и заводненность территории составляет около 70%.

Чрезвычайная ситуация - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте или определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде. ЧС классифицируются в зависимости от количества людей, пострадавших в этих ситуациях, или людей, у которых оказались, нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границы зон распространения поражающих факторов чрезвычайных ситуаций. Чрезвычайные ситуации подразделяются на локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные.

В суровых природно-климатических условиях при ремонте скважин могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы (ниже - 400);
- метели и снежные заносы.

Техногенного характера

- открытые фонтаны;
- пожары;
- взрывы;
- отключение электроэнергии.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [34], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация.

Согласно [36] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.
- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены технологии, оборудование, а также материалы для проведения КГРП.

Кислотный разрыв пласта применяется в нефтяных и газовых карбонатных коллекторах в течение многих лет. Во многих частях мира, где карбонатные коллекторы являются основным продуктивным пластом, этот метод способствовал повышению продуктивности пласта. Основными механизмами повышения производительности с помощью кислотного разрыва пласта является растворение породы глубоко в забое трещины, создавая дифференциальный рисунок, так что длинные и проводящие каналы сужаются в коллекторе для лучшего поддержания напряжения закрытия, но расширяются вблизи ствола скважины для уменьшения градиента давления. Для этого требуется, чтобы кислотный состав обеспечивал замедленную скорость реакции, но обладал высокой растворяющей способностью, уменьшал утечку в матрицу за счет добавок и обеспечивал низкое трение для обеспечения высокой скорости перекачки. В случае большой толщины пласта или горизонтальных боковых отложений необходимы отводящие агенты для образования множественных трещин. Все химические добавки должны быть совместимы, не отрицая функциональности друг друга. После обработки закачиваемые химикаты не должны вызывать выпадение осадков и коррозию, что может нарушить добычу углеводородов или сократить срок службы скважины.

Кроме того, был выполнен анализ и выбор кислотной композиции для применения кислотного гидроразрыва пласта. По итогам, были рассмотрены первоначальные дебиты на скважинах 4 и 12 месторождения «Х», после проведения работ были достигнуты планируемые результаты по дизайн-проекту. По сравнительным диаграммам видно, что дебиты скважин значительно возросли до 131 и 154%. Приведена технология VDA и DAD на Харьягинском месторождении, коэффициент продуктивности при этом увеличился до 4,44 м³/сут/атм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. «Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов» Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 – 142 с.
2. Шугаев Н.Ф. Анализ эффективности кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) // - Журнал наука, техника и образование. – 2020 №1 (89). – С. 51 -55
3. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004 (утв. постановлением Госстроя РФ от 5 марта 2004 г. N 15/1)
4. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки
5. Мусабилов М.Х., Орлов Г.А., Муслимов Р.Х., Мусабилов М.Х. Способ гидравлического разрыва карбонатного пласта/ Патент РФ на изобретение № 1838429. Приоритет от 21.02.1992 г.
6. Орлов Г.А., Мусабилов М.Х., Денисов Д.Г. Системное применение технологий кислотной стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах// Интервал. -2003. - №10. - С.12-16
7. Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Скороход А.Г. Приоритеты коэффициента вытеснения нефти из песчаных и карбонатных коллекторов для различных по размеру оторочек пены. Тр. БашНИПИнефть, Уфа, 1990. - С.71-79.
8. Телин А.Г. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах// Нефтяное хозяйство. 2001. - №8. - С. 69-74.
9. Магадова Л.А. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: Учеб. пособие для вузов / Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Н. Глуценко. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012 – 423 с.: ил.
10. F. Liang, M. Sayed, G. Al-Muntasheri, F.F. Chang. Overview of Existing Proppant Technologies and Challenges // SPE-172763-MS. – 2015. – 34 p
11. ГОСТ Р 54571-2011. Пропанты магниезиально-кварцевые. Технические условия. - Москва: Стандартинформ, 2011.
12. T. Palisch, B. Duenckel, B. Wilson. New Technology Yields UltrahighStrength Proppant // SPE Production & Operations. – 2015. – Vol. 30, Issue 01. – p. 76-81

13. Belyadi, H. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations and Economic Analysis / H. Belyadi, E. Fathi, F. Belyadi. – Gulf Professional Publishing. – 2017. – 421 p
14. Palisch, T. Proppant Selection in Unconventional Reservoirs [Электронный ресурс]: Презентация Carbo Ceramics // URL: <https://fdocuments.in/document/proppant-selection-in-unconventional-introductionproppants-proppant-selection.html> (дата обращения: 20.05.2023).
15. Palisch, B. Duenckel, B. Wilson. New Technology Yields UltrahighStrength Proppant // SPE Production & Operations. – 2015. – Vol. 30, Issue 01. – p. 76-81.
16. Вивдич К.В., Хайрулин А.А., Оценка эффективности применения кислотной обработки пласта/ Текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование»// Журнал «Проблемы науки» 2019. - №5(41).
17. Научно-образовательный ресурс: сайт: studfile.net. (дата обращения 23.05.2023)
18. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. — 165 с.
19. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. Учебное пособие. — Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2006. — 286 с.
20. Schlumberger. Total. Восстановление продуктивности скважины: сайт. - URL:https://www.slb.ru/upload/iblock/879/analiz_praktiki_primeneniya_effektivnyy_kislotnyy_grp.pdf
21. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: Стандартинформ, 2001 год – 10 с.
22. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Издательство стандартов, 1999. – 47 с
23. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
24. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2015 год – 28 с
25. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2008 год – 20 с
26. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное

освещение.

27. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация
28. ГОСТ 12.1.008-78 Биологическая безопасность
29. ГОСТ 12.2.061-81. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
30. ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности
31. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
32. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
33. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.
34. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
35. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
36. НПБ 105-03 «Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314).
37. Мишкин А.Г.: Разработка кислотных составов, содержащих ПАВ, для кислотного гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Республики Татарстан: дис. кан.тех.наук/ Мишкин Андрей Григорьевич ; Российский Государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина - Москва 2009.
38. В. С. Кононов. Кислотный гидроразрыв пласта: сущность и применение в промышленности- текст научной статьи. – 2020 . – С. 95 -96