



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
ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.66(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Шекунов Иван Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и 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

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
2Б94	Шекунов Иван Николаевич

Тема работы:

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97-11/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Западной Сибири; исходные данные к работе: - пакет геологической и геофизической информации по месторождению; - тексты и графические материалы отчетов научно-исследовательских работ; - фондовая и периодическая литература.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	- Общие сведения о месторождении; - геологическая часть; - оценка эффективности гидравлического разрыва пласта; - финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - социальная ответственность;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Обзор литературы по теме ГРП	Старший преподаватель, Чеканцева Лилия Васильевна
2. Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта	
3. Результаты проведенного анализа	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
5. Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Шекунов Иван Николаевич		



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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Шекунов Иван Николаевич

Тема работы:

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.04.2023	Обзор литературы по теме ГРП	20
21.04.2023	Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта	25
28.04.2023	Результаты проведенного анализа	25
11.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Шекунов Иван Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа студента содержит 67 страниц, 2 рисунка, 7 таблиц, 19 литературных источников.

Ключевые слова: пласт, ГРП, МУН, газ, скважина, проппант, закачка, скин-фактор.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Западной Сибири.

Цель работы – оценка технологической эффективности гидравлического разрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении Западной Сибири.

В ходе работы проводились исследования по геологической характеристике месторождения и результатам проведения ГРП; было выполнено рассмотрение технологических особенностей гидравлического разрыва пласта, а также анализ эффективности его применения.

В результате проделанной работы были выполнены: оценка технологической эффективности гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении, оценка вредных и опасных производственных факторов, которые могут оказать негативное влияние на организм человека при выполнении трудовых обязанностей во время проведения технологии гидроразрыва пласта и расчёт его экономической эффективности.

Обозначения и сокращения:

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

УЭС – удельное электрическое сопротивление

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЧС – Чрезвычайная ситуация

ПАВ – поверхностно-активные вещества

УВС – углеводородного сырья

УВ – углеводороды

ПДК – предельно допустимая концентрация

НКТ – насосно-компрессорные трубы

СКО – соляно-кислотная обработка

ЛА – ликвидация аварий

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ВЛ – воздушные линии электропередачи

ГДЭС – газодизельная электростанция

ГТМ – геолого-технические мероприятия

Оглавление

Введение.....	11
1 Технология проведения гидравлического разрыва пласта	12
1.1 Сущность метода ГРП	12
1.2 Подбор скважины-кандидата для ГРП	13
1.3 Подготовка к ГРП	14
1.4 Расклинивающий агент	14
1.5 Оборудование для ГРП.....	15
1.5.1 Скважинное оборудование	15
1.5.2 Наземное оборудование	16
1.6 Виды ГРП.....	18
1.7 Классификация жидкостей для ГРП по назначению	19
1.8 Химические добавки к жидкостям гидроразрыва	21
2 Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта	24
2.1 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке	24
2.2 Литолого-петрографическая характеристика пород	25
2.3 Геолого-технические мероприятия проводимые на месторождении.....	31
2.4 Азотированный гидроразрыв пласта	32
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 38	
3.1 Обоснование показателей экономической эффективности	38
3.2 Исходные данные и нормативная база для расчетаэкономических показателей проекта.....	39
3.3 Расчет экономических показателей проекта	45
3.3.1 Поток денежной наличности	45
3.3.2 Индекс доходности	46
3.3.3 Период окупаемости вложенных средств	46
3.4 Экономическая оценка проекта	46
3.5 Вывод.....	47
4 Социальная ответственность	50
4. 1 Введение.....	50

4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	50
4.2.1 Режим рабочего времени.....	51
4.2.2 Оплата и нормирование труда	51
4.2.3 Социальная защита пострадавших на производстве. Принципы возмещения причиненного вреда	51
4.2.4 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	52
4.3 Производственная безопасность	52
4.3.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	53
4.3.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	54
4.3.3 Повышенный уровень шума и вибрации.....	55
4.3.4 Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего на организм работающего	56
4.3.5 Укусы, ужаливания, выброс ядовитых или иных защитных веществ живых организмов.....	57
4.3.6 Риск встречи с дикими животными	57
4.3.8 Сосуды и аппараты под давлением	58
4.3.9 Движущиеся машины и механизмы.....	58
4.3.10 Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	59
4.4 Экологическая безопасность.....	60
4.4.1 Защита атмосферы	60
4.4.2 Защита гидросферы	62
4.4.3 Защита литосферы	63
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	64
Заключение	66
Список использованных источников	68

Введение

В последние годы в мире и в частности в Российской Федерации 90% новых скважин бурятся наклонно-направленными или горизонтальными. В нашей стране почти все статочные запасы нефти являются трудноизвлекаемыми. Как правило, в них сосредоточены высоковязкие нефти с ухудшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами. Для целесообразности разработки таких сложных коллекторов требуется применение дополнительных технологических решений [1]. Актуальность работы заключается в том, что гидроразрыв пласта на данный момент является самым эффективным и часто используемым методом увеличения нефтеотдачи во всем мире, в связи с этим сервисные компании проводят исследовательские мероприятия и разрабатывают новые технологии для увеличения рентабельности процедуры ГРП, снижения и предупреждения рисков и возможных аварий в ходе проведения ГРП, а также достижения максимально возможного извлечения углеводородов из продуктивного пласта после его гидроразрыва. Результативность ГРП зависит от правильного проектирования геометрии развития трещины и подбора оптимальных физико-химических свойств жидкости-песконосителя для конкретного пласта.

Целью данной работы является оценка технологической эффективности гидравлического разрыва пласта на нефтегазоконденсатном месторождении Западной Сибири.

Задачи:

1. Изучить технику и оборудование, применяемое для ГРП;
2. Изучить виды ГРП;
3. Изучить назначение и состав жидкостей с химическими реагентами применяемых при проведении ГРП;
4. На основании структурированных данных показателей работы скважин до и после проведения ГРП провести оценку технологической эффективности выполненных мероприятий.

1 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

1.1 Сущность метода ГРП

Гидравлический разрыв пласта является механическим методом увеличения нефтеотдачи. Технология заключается в закачке в продуктивный пласт жидкости, создающей давление на породу. Превышая определенное значение давления, называемое давлением разрыва, преодолевается предел механической прочности пласта, и как следствие, создаются трещины высокой проводимости. То, как и в каком направлении образуется трещина, зависит от природы коллектора, его внутренних напряжений, объёма порового пространства. Трещина разовьётся перпендикулярно в ту область, где напряжения породы минимальны. Как правило, на небольших глубинах образуются горизонтальные трещины, так как давление слоёв горных пород друг на друга не столь велико, и трещина проходит по пути наименьшего сопротивления – перпендикулярно горному давлению. На типичной глубине залегания углеводородов в западной Сибири (2,5-3 км) трещины в большинстве случаев вертикальные. После создания, трещины будут пытаться сомкнуться, поэтому в них закачивают расклинивающий агент [2].

После проведения мероприятия значительно увеличивается добыча жидкости из пласта, либо приёмистость жидкости пластом. Это происходит за счёт образования новой тесной гидродинамической связи естественных и искусственных трещин. Фильтрация жидкости происходит по новым, ранее не задействованным каналам, также увеличивается площадь охвата разработки.

Гидравлический разрыв пласта на сегодняшний день является самым распространённым методом увеличения притока к забою скважины. Технология может производиться как на нефтяных, так и на газовых скважинах, а также на нагнетательных скважинах для увеличения эффективности поддержания пластового давления.

Сущность метода заключается в создании трещин высокой проводимости в продуктивном пласте, облегчая путь нефти к забою

скважины, либо же наоборот – увеличивая приемистость пласта для закачиваемой воды. Эффективность данного метода заключается в создании трещин больших размеров, как правильно вертикальных, длины которых могут достигать сотен метров в длину и десятков метров в высоту, а проницаемость которых, может быть в сотни и тысячи раз больше первоначальной проницаемости пласта. Минимальное значение скин-фактора, которое можно получить после ГРП равно пяти.

При производстве гидроразрыва пласта на малых глубинах случаются неблагоприятные последствия для окружающей среды, такие как высвобождение парниковых газов. Данная проблема получила широкую огласку в США, где ГРП применяется для добычи сланцевого газа. В ходе операций пропант и другие сопутствующие вещества от жидкостей для гидроразрыва попадают в водоносные пласты расположенные выше.

1.2 Подбор скважины-кандидата для ГРП

Самое важное в проведении ГРП – это правильный подбор скважины-кандидата для извлечения максимального экономического эффекта. Если коллектор истощен и обводненность достигла больших значений, такая операция не приведёт к успеху даже с высококвалифицированной бригадой, самой лучшей техникой и реагентами, точным моделированием процесса. Но при правильном подборе скважины, дебит после ГРП может возрасти в разы, а ГТМ окупится уже через полгода или год. Типичным кандидатом для проведения мероприятия будет являться коллектор, находящийся на первой или второй стадии разработки, с большими остаточными запасами, и, как правило, трудноизвлекаемыми. При этом главным сигналом для проведения ГРП являются низкая проницаемость коллектора и загрязненная призабойная зона [3].

Если скважина утверждена к качеству кандидата, необходимо собрать и проанализировать информацию, дающую наиболее точное представление о коллекторе и его свойствах, а также о техническом состоянии лифта НКТ, обсадной колонны и перфорационных отверстий. Затем создается

техническое задание, утвержденное главным инженером по гидроразрыву пласта.

1.3 Подготовка к ГРП

Перед проведением мероприятия забой обязан быть отчищен от любых механических загрязнений и различных примесей, таких как: остатки бурового раствора, частицы песка и глины, либо также возможных пробок. Стенки обсадной колонны также должны быть отчищены от различных осложнений, если таковые имеются. В зависимости от ситуации, возможно проведение термокислотной обработки, а также, если перфорационные отверстия утратили свою проницаемость, считается целесообразным проведение дополнительной перфорации, и, как правило, самой эффективной является гидropескоструйная перфорация. При этом подрядная организация, выполняющая ГРП, перфорирует выбранный интервал тем же самым оборудованием, которым в дальнейшем будут создаваться трещины в пласте. Когда скважина очищена от различных загрязнений, её необходимо отшаблонировать. После этого необходимо спустить лифт НКТ и можно приступать к прокачке жидкости, но следует отметить, что НКТ 73 мм не используются при проведении ГРП. Наименьший диаметр НКТ, допустимый в ходе мероприятия, составляет 89 мм вплоть до 114 мм. Это обусловлено большими гидравлическими сопротивлениями при высоких скоростях прокачки в трубах меньшего диаметра.

1.4 Расклинивающий агент

Задача проппанта предотвратить смыкание породы в исходное положение, удерживая трещины открытыми. При этом он должен как выдерживать большие давления со стороны горных пород, так и не мешать фильтрации флюида к забою. В качестве проппанта изначально использовался обычный речной песок. Но имея высокую плотность (около 2600 кг/м^3), он с не всегда выдерживает нагрузки на смятие. Это побудило инженеров к поиску новых решений, так был получен кварцевый песок, а также, за рубежом молотая скорлупа грецких орехов нашла применение в

качестве проппанта. После изобретения синтетических керамических проппантов в конце 1965-х в большинстве случаев используются проппанты изготовленные из стекла [4].

Для удержания трещин раскрытыми, за одно мероприятие в скважину закачивают от 5 до 20 тонн проппанта, при этом в начале закачки необходимо использовать более мелкий песок (размер партии должен быть от 30 до 40% от общего объёма).

1.5 Оборудование для ГРП

1.5.1 Скважинное оборудование

Для того чтобы все нагнетаемое давление направить в необходимую точку пласта, затрубное пространство изолируют специальным устройством – пакером, предназначение которого разобщить направление возможного движения жидкости. По типу посадки пакеры подразделяют на гидравлический и механический.

При использовании механического пакера необходимо: при достижении заданной глубины необходимо установить пакер, путем подъема лифта НКТ на высоту не менее 80 см, затем колонну труб разгружают на пакер весом примерно 9 тс. Во время разгрузки якорь остаётся неподвижным за счёт силы трения, удерживаясь за эксплуатационную колонну фрикционными колодками. При этом направляющие винты, скользя по прорезям на теле пакера, переходят из транспортных пазов в рабочие, и пакер, двигаясь вниз, расклинивает захваты, а манжеты под весом колонны деформируются и обжимают стенки труб, тем самым уплотняя их. После мероприятия съём пакера производится поднятием колонны труб, при этом: манжеты восстанавливают свою форму, конус освобождает клиновидные захваты, и направляющие винты механического якоря переходят из рабочего положения в транспортное. Затем пакер спускается в следующий интервал, если это необходимо, или же извлекается из скважины [5].

При использовании гидравлического пакера главное отличие будет в том, что установка будет производиться путем нагнетания давления в

колонну труб. Для этого не требуется нагрузка от веса труб, соответственно он идеально подходит для установки горизонтальных и наклонных участках ствола скважины без ограничений по глубине. Учитывая, что в современных условиях добычи углеводородов, большинство скважин бурятся наклонно-направленными и горизонтальными, данный пакер будет иметь заметное преимущество перед механическим.

1.5.2 Наземное оборудование

Насосы высокого давления, смонтированные на шасси и образующие насосные установки типа УН1-630-700А, предназначены для прокачки жидкости ГРП и продавочной жидкости, а также для проведения гидropескоструйной перфорации. На агрегате установлен трёхплунжерный насос, при этом в запасе есть сменные плунжеры [6].

а) Пескосмесительный агрегат (блендер, миксер) 4ПА на шасси выполняет функции перемешивания воды, песка и химических реагентов, подачи полученной смеси входные узлы насосных установок, а также хранения песка. На агрегате имеется бункер, вмещающий 10 тонн песка.

б) Песковоз перевозит песок и подаёт его в блендер с определённой скоростью, которую контролирует оператор. Конструктивно песковоз представляет собой бункер, смонтированный на автомобильном шасси. Емкость бункера может быть различной, однако, наиболее широкое распространение получили бункеры емкостью около 20 тонн пропанта. Бункер оборудован подъемным гидроцилиндром, служащим для подъема бункера в рабочее положение. Подача песка в смесительный агрегат осуществляется посредством транспортера, приводимого гидромотором.

в) Манифольдный блок предназначен для обвязки выходных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Он транспортируется на специально приспособленной платформе автомобиля ЗИЛ-131, в комплект которого входят:

1) напорный коллектор из стальной коробки с шестью отводами для

присоединения шести насосных агрегатов на давление 70 МПа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномером и расходомером, с дистанционной регистрацией на станции контроля и управления процессом. Напорный коллектор присоединяется к устью скважины с помощью линий высокого давления;

2) распределительный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 МПа, служит для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами. Он имеет большое проходное сечение (100 мм), предусматривает возможность подключения десяти присоединительных линий и снабжен предохранительным клапаном на 2,5 МПа;

3) комплект вспомогательных трубопроводов, состоящий из 23 труб высокого давления с условным диаметром 50 мм и комплект быстросъемных шарнирных соединений, также рассчитанных на высокое давление.

а) Для дистанционного контроля над процессом служит специальная станция контроля и управления на автомобиле, укомплектованная необходимой контрольно-измерительной и регистрирующей аппаратурой, а также усилителями и громкоговорителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями;

б) В обязательном порядке во время ГРП на кусте должно находиться не менее 2 пожарных машины и машина скорой помощи.

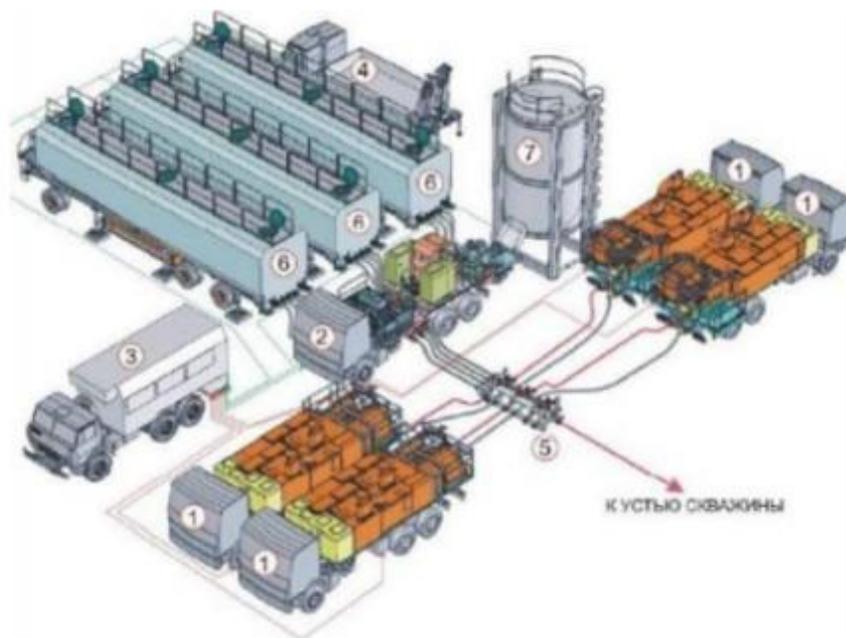


Рисунок 1 – Схема расположения оборудования при ГРП

1 — насосный агрегат; 2 – пескосмесительный агрегат; 3— станция контроля и управления процессом; 4 — машина манифольдов; 5 — блок манифольдов; 6 — емкости с жидкостью; 7— бункер для проппанта.

1.6 Виды ГРП

По масштабу применения можно выделить:

1) стандартный ГРП – классическая вариант, применяемый на небольшие участки пласта при толщине продуктивного пласта менее 15 м, когда скорость закачки составляет 3 – 5 м³ /мин, концентрация песка в жидкости-песконосителе при этом около 1500 кг/м³, а общая его масса не превышает 50 т.

2) Объемный ГРП – применяется при более масштабном воздействии на пласт, когда разрыв проводится в несколько стадий (МГРП), при этом масса песка может достигать 100 т, а толщина пласта доходит до 20 м.

По составу агента, воздействующего на пласт можно выделить

3) Кислотный ГРП – в этом случае вместо воды на пласт воздействует соляная кислота, и она же передаёт давление с устья скважины в породу. Данный способ эффективен для карбонатных коллекторов, в которых имеется своя развитая система природных трещин. При этом по сравнению с обычным ГРП объём прокачиваемой жидкости значительно выше, как и

давление, требуемое для создания новых трещин. Проппант для смыкания трещин при данной операции не требуется из-за свойств карбонатных коллекторов. Создание трещин происходит как за счёт давления, так и за счёт химического взаимодействия коллектора и кислоты, последняя в свою очередь растворяет породу, образуя новые каналы и каверны [7].

Пенный ГРП – в качестве жидкости-песконосителя вместо воды используется сжатый газ, как правило, азот или двуокись углерода. Данный метод нашёл своё применение в коллекторах чувствительных к взаимодействию с водой. Во многих случаях проведение азотированного ГРП предпочтительнее по сравнению с традиционной технологией проппантного ГРП на водной основе.

Наличие азота в жидкости ГРП снижает избыточное давление на пласт и уменьшает утечки

жидкости, а также помогает отработке скважины, увеличивает объемы отработанной

жидкости и минимизирует время освоения. Также объём прокачки в данном методе значительно меньше по сравнению с классическим, а вероятность повреждения ФЕС свойств пласта минимальна.

1.7 Классификация жидкостей для ГРП по назначению

Так как разрыв пласта является гидравлическим, для нарушения целостности породы-коллектора нужна закачка жидкости под высоким давлением, затем необходимо закрепить и не дать сомкнуться новым пустотам проппантом. Выделяют 3 типа жидкости, используемые при проведении ГРП [8]:

а) Жидкости разрыва представляют собой линейные не сшитые гели. Их главной задачей является непосредственная передача механической энергии, создаваемой насосными агрегатами с устья скважины до забоя для создания трещин. Структура данных жидкостей упрощена относительно жидкостей-песконосителей, так как они не транспортируют расклинивающий агент. Главное требование, предъявляемое к ним – высокие показатели

динамической вязкости для восприятия на себя огромных давления разрыва порядка 70 МПа.

б) Жидкости-песконосители являются полимерштитыми гелями

в) Продавочная жидкость закачивается в последнюю очередь, её предназначение полное размещение геля с проппантом в трещины. При закачке объём данной жидкости, как правило, равен сумме объёмов внутренней полости насосно-компрессорных труб и пространства от забоя скважины до пласта вместе с перфорированными отверстиями. В зависимости от типа эксплуатационной скважины используется разная продавочная жидкость. В нагнетательных скважинах для снижения затрат используют всю ту же нагнетаемую воду, используемую для поддержания пластового давления. В добывающих скважинах необходимо применять жидкости на углеводородной основе, в основном это сепарированная нефть, извлеченная на поверхность именно из данной скважины, либо же другая легкая сырая нефть из соседней скважины.

К жидкостям, применяемым в ходе гидроразрыва пласта, предъявляются следующие требования:

1. Затраты на их производство должны быть минимальны
2. Они должны быть наименее токсичны как для работников, так и для окружающей среды
3. У них должна быть сильная связнодисперсная межмолекулярная структура для создания агрегативного каркаса, который будет удерживать расклинивающий агент во взвешенном состоянии на протяжении всего пути от устья до трещины.
4. При проведении работ с данными жидкостями должна полностью исключаться кольматация пор породы-коллектора, для сохранения его первоначальной проводимости
5. Гидравлические сопротивления при больших скоростях закачки должны быть сведены к минимуму

6. Исключение возможного набухания глин путём добавления ПАВ-регуляторов деструкции (примером является KCL)

7. Не должны разрушать пласт

8. Должны быть техническими чисты, не содержать посторонние частицы

9. Исключение выпадение нерастворимых солей

10. Структура гелей при рабочей температуре должна быть неизменна на протяжении всего времени операции, установленного технических проектом

11. Должны легко разрушаться спустя определенное время путём добавления брейкера

1.8 Химические добавки к жидкостям гидроразрыва

1. Деструктор/брейкер – действием данной добавки является постепенное снижение вязкости жидкости-песконосителя после её проникновения в трещины. Цель добавки облегчить извлечение остатков жидкости с забоя при освоении скважины, также обеспечить полное оседания проппанта, иными словами брейкер полностью разрушает структуру геля, позволяя проппанту «выпасть». Использоваться могут: пероксодисульфат натрия, пероксодисульфат аммония, обычная поваренная соль, оксид магния и др.

2. Кислотные добавки – нужны для дополнительной очистки перфорационных отверстий от различных механических примесей, оставшихся после бурения. Используется, как правило, соляная кислота ввиду своей дешевизны.

3. Биоцид (микробиологический контроль) – препятствуют распространению различных естественных биологических организмов, взаимодействие которых с жидкостью для разрыва может повлечь различные химические реакции, например образование H_2S . Использоваться могут: гипохлорит натрия, глутаровый альдегид, метилизотиазолинон и др.

4. Буферная жидкость – добавление таких добавок в десятых и сотых долях процента от общего объёма жидкости ГРП позволяет контролировать её рН в течение длительного времени. Это необходимо для регулирования физических и химических свойств жидкости для достижения оптимальных свойств закачки. Использоваться могут: оксид магния, карбонат калия, ацетат натрия и др.

5. Стабилизатор глин – ингибирует набухание глин как в стволе скважины в процессе бурения, так и в пласте при создании трещин, для предупреждения коагуляции поровых каналов коллоидными глинистыми частицами. Использоваться могут: изопропанол, хлорид тетраметиламмония, нитрат магния, хлорид магния и др.

6. Ингибитор коррозии, поглотитель кислорода – поглощает или полностью нейтрализует кислород или другие коррозионно-активные элементы в жидкости, которые способствуют возникновению ржавчины в трубах НКТ и обсадной колонне, а также технике на поверхности. Необходимость применения обусловлена наличием в жидкости ГРП кислот, минусом которых всегда является инициация коррозии, в иных случаях данная добавка не требуется. Использоваться могут: карбонат цинка, Изопропанол, метанол, муравьиная кислота, желатин и др.

7. Сшиватель (Crosslinker, gelling agent)– Металлы выполняют функцию «сшивания» раствора. Так, например типичным металлом для этой функции является алюминий, который попадая в раствор жидкости, вступает в межмолекулярное взаимодействие с 3 молекулами жидкости. Соответственно увеличиваются силы внутреннего взаимодействия жидкости, а значит и силы сопротивления внешним нагрузкам, вследствие чего повышается вязкость жидкости. Высокая вязкость в геле необходима для создания молекулярно-связанного «каркаса», который будет удерживать в себе пропант вплоть до попадания в трещину, тем самым предупреждая его выпадение в узлах насоса, НКТ, узлах наземного оборудования, на забое скважины, в перфорационных отверстиях.

Типичными сшивателями, как уже было сказано является алюминий, а также титан, хром и медь.

8. Понижитель трения – необходимы для сведения к минимуму гидравлических сопротивлений, возникающих при закачке жидкости на всем пути насосный агрегат-трещина, тем самым позволяя качать гели с более высокими скоростями и давлениями. Использоваться могут: метанол, глицерин, этиленгликоль, полиакриламид и др.

9. Стабилизатор железа – предотвращает осаждение карбонатов и сульфатов, которые могут закупорить пласт.

10. ПАВ – уменьшают поверхностное натяжение геля, снижая тем самым его адгезионную активность к коллектору. Необходимы для более легкого извлечения жидкости после операции. Использоваться могут: этанол, лаурилсульфат натрия, изопропанол, бутилгликоль, а также спирты углеводородного ряда C6-C10 и др.

Необходимо отметить, что основу жидкости для ГРП составляет вода и песок (если жидкость делается на водной основе) – от 99 до 99,5. Соответственно оставшуюся малую долю занимают различные добавки, при этом все они добавляются приблизительно в равном количестве за исключением желирующего агента, который необходим в большем количестве [9].

2 Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта

2.1 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

Географическое положение территории месторождения - юго-восточная часть Западно-Сибирской низменности.

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м в пойменных частях рек до +100 м на водоразделах. Большая часть территории водоразделов покрыта лесами. Территория месторождения входит в среднетаежную лесную область. Лесная растительность представлена хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) и в меньшей степени лиственными (осина и берёза) породами.

Климат является переходным от умеренно-континентального к резко-континентальному, с холодной, снежной и продолжительной зимой. Зимний период продолжается до полугода с ноября по апрель. Температура воздуха в зимний период времени составляет в среднем $-25 \div -20$ °С, опускаясь иногда до -50 °С. Промерзание болот, обеспечивающее передвижение тяжелой техники по зимникам и профилям, начинается со второй половины декабря. Толщина снежного покрова составляет 0,50-0,60 м, грунт промерзает на 1,0–1,2 м. Устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября - начале ноября и сходит в конце апреля – начале мая. Ледоход начинается в мае, ледостав – в конце октября – начале ноября.

Лето короткое, теплое. Самый жаркий месяц - июль, когда температура поднимается до $+30 \div +32$ °С. Продолжительность навигационного периода – 150-170 дней.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. В нижнем течении рек формируются широкие поймы, покрытые густым

кустарником. В поймах рек образуются незамерзающие в зимнее время мелкие озера и болота.

Реки питаются, главным образом, подземными водами и верховыми болотами. Пополнение запасов болотных вод осуществляется периодически за счет дождей и таяния снега. На период весеннего половодья приходится до 70% годового поверхностного стока, а на зимний период – около 5%.

Вода в реках не пригодна для питьевых нужд по многим показателям, для технического и питьевого обеспечения предусматривается бурение водозаборных скважин.

Район работ населён слабо. Непосредственно на территории месторождения стационарных населенных пунктов нет. Для временного размещения и проживания персонала промысла построен вахтовый поселок.

Доставка грузов в летнее время осуществляется водным транспортом, в зимнее - автотранспортом по зимнику, воздушным транспортом – круглый год.

Строительный лес для обустройства имеется на территории месторождения. Глин хорошего качества в районе работ нет, поэтому для приготовления бурового раствора из местных глин делаются добавки бентонитовой глины и химреагентов.

В настоящее время месторождение имеет два источника электроэнергии:

- ГДЭС мощностью 2 МВт;
- ВЛ-110 кВ от ПС 110/35/6 кВ.

С 2014 года электроснабжение всего месторождения осуществляется от единой энергосистемы. Выработка электроэнергии на ГДЭС на текущий момент прекращена.

2.2 Литолого-петрографическая характеристика пород

Пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ сложены преимущественно песчаниками, содержащими прослой алевролитов и аргиллитов. Песчаники, слагающие пласты юрских отложений серые и буровато-серые, в кровле местами

зеленовато-серые, глауконитовые, преимущественно средне- и мелкозернистые. Цементация их различная от слабощементированных до крепких. В пластах большой толщины песчаники сравнительно однородные, массивные, в остальной части - слоистые. Слоистость косая, полого-волнистая и тонкогоризонтальная и образуется сменой гранулометрического состава, зачастую подчеркивается намывами растительного детрита и слюды.

Алевролиты в пластах разнообразны: от крупнозернистых песчаных до мелкозернистых глинистых. Содержание песчаных примесей колеблется от единичных зерен до 25 - 40 %. Окраска их светло- и темно-серая. Алевролитам присущи те же типы слоистости, что и песчаникам. Аргиллиты темно-серые и буровато-серые до черных, иногда углистые, местами алевритистые.

Количественное содержание песчаных разностей не везде одинаково. Наиболее опесчанены пласты в северной и западной частях структуры, где получили преимущественное развитие песчано-алевролитовые породы с отчетливо обособляющимися пачками толщиной до 30 м, песчаность которых достигает 93,3 %. Наиболее заглинизированы пласты на восточном крыле и на южной периклинали, где песчаность отдельных пластов ($Ю_1^1$) не превышает 48,3 %.

По минералогическому составу песчано-алевролитовые разности состоят в основном из кварца 38 - 45 % и полевых шпатов 31 - 45 %. Обломки пород составляют 10 - 25 %. Содержание слюды составляет 3 - 5 %. Местами отмечается развитие сидерита за счет слюд. Зерна кварца прозрачные, молочно-белые, местами трещиноватые. Полевые шпаты - калиевые и плагиоклазы. Зерна их часто разложены. Продукты разложения - пелитовые частицы, серицит, лейкоксен. Обломки пород состоят из осадочно-метаморфических и эффузивных разностей. Слюда представлена мусковитом и биотитом.

Акцессорные минералы (циркон, гранат, турмалин, апатит) содержатся в небольшом количестве. Среди аутигенных отмечены пирит, карбонаты,

глауконит, фосфорсодержащие и др. Цемент в песчаниках и алевролитах составляет от 4 – 5 % до 10 - 15 %, достигая в отдельных разностях 40 - 45 %. Тип цементации поровый, пленочный и базальный. В составе цемента - каолинит и гидрослюда, несколько реже встречается кальцит. Нередко цементом служат лейкоксен, сидерит и пирит. Песчаники, в основном, хорошо отсортированные, окатанность зерен - средняя.

Пласт Ю₁^{1a}

По эффективной газонасыщенной толщине (6,4 м) вынос керн составил 1,2 м (18,8 %). По эффективной нефтенасыщенной толщине (7,8 м) вынос керн составил 1,25 м (16 %). По пласту проведено 51 исследование К_П, 42 исследования К_{ПР}. Петрографический анализ керн продуктивного пласта Ю₁¹ не проводился.

Пласт Ю₁¹

По суммарной эффективной продуктивной толщине (97,5 м) вынос керн составил 46,25 м (47,4 %). По пласту проведено 119 исследований К_П, 110 исследований К_{ПР}, 5 исследований К_{ВО}.

Петрографический анализ керн продуктивного пласта Ю₁¹ не проводился.

Пласт Ю₁²

По суммарной эффективной продуктивной толщине (20 м) вынос керн составил 15,1 м (75,5 %). По пласту проведено 63 исследования К_П, 60 исследований К_{ПР}, 3 исследования К_{ВО}.

Петрографическое изучение пород пласта выполнялось на шлифах из скважины 132 и разведочных скважин. Песчаники характеризуются мелкопсаммитовой и алевропсаммитовой структурой (размеры обломков 0,25-0,1-0,05 мм) с преимущественно поровым, пленочным цементом глинистого, глинисто-карбонатного и реже карбонатного состава.

По составу обломков пород в соответствии с классификацией В.Д. Шутова образцы пород пласта Ю₁² выделяются как граувакковые аркозовые песчаники без значительного разброса значений содержания обломков пород.

Содержание обломков кварца в породе составляет в среднем 42,9 %. Обломки полевых шпатов представлены плагиоклазами и калиевыми полевыми шпатами примерно в равных количествах. Обломки пород (в среднем 19,8 %) представлены преимущественно микрокварцитами, реже слюдистыми сланцами.

Результатом вторичного преобразования породы являются карбонаты. Они заполняют межзерновое пространство, корродируя и замещая окружающие обломки и цементирующую массу. Сидерит развивается в виде полнокристаллических и тонкозернистых агрегатов неправильной формы. Кальцит развивается слабо, образуя агрегаты неправильной формы. Хлорит и гидрослюды развиваются по гидробиотиту и гидромусковиту. Пирит встречается в виде вкрапленности практически повсеместно.

Органическое вещество в песчаниках представлено желтыми и бурожелтыми УВ (редко), а также черными и черно-бурыми битумоидами. Битуминозное вещество в песчаниках эпигенетическое. Присутствует оно в малых или средних количествах, образуя неравномерно-рассеянные, поровые битуминозные текстуры.

Пласт Ю₁³⁻⁴

По суммарной эффективной продуктивной толщине (317,5 м) вынос керна составил 189,2 м (59,6 %). По пласту проведено 625 исследований К_П, 582 исследования К_{ПР}, 30 исследований К_{ВО}.

Петрографическое изучение пород пласта выполнялось на шлифах, изготовленных из образцов керна.

Песчаники характеризуются псаммитовой структурой от тонкозернистой до мелкозернистой, иногда среднепсаммитовой. Размер обломков 0,05 – 0,25 мм. Редко отмечается примесь глинистого материала. По составу обломков, в соответствии с классификацией В.Д. Шутова, песчаники отнесены к граувакковым аркозовым. Полевые шпаты в них представлены плагиоклазом, калиевыми полевыми шпатами примерно в равных количествах. Обломки пород представлены слюдистыми сланцами,

микрокварцитами, реже основными плутоническими и вулканическими породами.

Битуминозность песчаников средняя в начале интервала, увеличивается к середине. Свечение голубовато-желтое, голубовато-бурое. Битуминозные структуры неравномерно-рассеянные, поровые. Битумоиды чаще приурочены к скоплениям сидерита.

Отложения тюменской свиты (пласт Ю₂¹) от вышележащего горизонта Ю₁ разделяют аргиллиты нижневасюганской подсвиты.

Горизонт Ю₂ Характеризует трансгрессивный этап расширения морского бассейна в келловее. В его основании залегает угленосная пачка, являющаяся хорошим репером горизонта в пределах месторождения. По составу горизонт неоднороден. Он представлен двумя обособленными песчаными телами (пласты Ю₂¹ и Ю₂²). В ряде случаев (особенно это касается пласта Ю₂²) отмечается полное замещение песчаников алеврито-глинистыми разностями. Продуктивным на месторождении является пласт Ю₂¹.

Пласт Ю₂¹

По суммарной эффективной продуктивной толщине (53,6 м) вынос керна составил 18,3 м (34,1 %). По пласту проведено 93 исследования К_П, 86 исследований К_{ГР}.

Пласт Б₁₀

По пласту пройдено с отбором керна 451.1 м, вынос керна составил 295.85 м. По суммарной эффективной газонасыщенной толщине пласта (136.1 м) вынос керна составил 68.7 м (50.5 %).

Продуктивный пласт Б₁₀ пройден с отбором керна в 23 скважинах. По суммарной эффективной газонасыщенной толщине пласта (136,1 м) вынос керна составил 68,7 м (50,5 %). По пласту проведено 206 исследований К_П, 194 исследования К_{ГР}, 21 исследование К_{ВО}.

Петрографическое изучение пород выполнено на шлифах из скважины 208.

В минералогическом составе песчаников полевые шпаты преобладают над кварцем. Содержание обломков пород составляет 12 - 15 %.

По гранулометрическому составу породы неоднородные. Наиболее опесчанены породы восточного крыла, где среднепесчаная фракция (0,50 – 0,25 мм) достигает 15 - 30 %, мелкопесчаная (0,25 – 0,10 мм) – 45 %, алевритовая примесь колеблется от 15 – 20 % до 38 - 40 %, пелитовая фракция незначительна. В западном направлении происходит постепенная глинизация пород, пелитовая фракция достигает 30 - 40 % и на западном крыле и южной периклинали песчано-алевритовые разности полностью замещаются глинистыми.

По составу обломков песчаники отнесены к граувакковым аркозовым, редко представляют собой кварц-полевошпатовые граувакки. Количество обломков кварца в среднем составляет 42,5 %. Полевые шпаты представлены плагиоклазами и калиевыми полевыми шпатами (в среднем 35,5 %). Обломки пород (в среднем 22 %) представлены слюдистыми сланцами, микрокварцитами, реже вулканическими разновидностями. Обломки в целом полуокатанные, полуугловатые, реже окатанные и угловатые.

Тип цемента поровый, пленочный и базальный. По составу цемент глинистый, глинисто-гидросланцистый, местами кальцитовый.

Иногда цемент практически полностью замещен карбонатом. Хорошо развита пористость, в местах развития карбоната количество пор снижается примерно в два раза. Поры имеют различную форму и размеры. Встречены округлые (мелкие), удлиненные или неправильной формы. Размеры пор колеблются от 0,2 до 0,1 мм и мельче. Характерной особенностью пород пласта Б₁₀ является развитие биотита, причем зачастую вместе с битумоидами.

2.3 Геолого-технические мероприятия проводимые на месторождении

Разработка газоконденсатных залежей месторождения характеризуется снижением отборов газа. Проведенные мероприятия направлены на поддержание добычи УВС, увеличения коэффициента продуктивности и коэффициентов использования и эксплуатации. На 01.01.2019 года коэффициент использования фонда скважин составляет 0,821; коэффициент эксплуатации – 0,835. Месторождение эксплуатируется на режиме истощения.

Пластовое давление постепенно снижается из-за непрерывного отбора газа из дренируемых зон, вследствие этого добыча конденсата будет уменьшаться.

С момента действия последнего проектного документа от 2015 года на месторождении проведено 67 различных ГТМ. Из них 10 операций по азотированному ГРП (в 2016 году ГРП не проводились), в 2015 году проведено пять и в 2017 году проведено девять ГРП. В 2016 году проведен один ОПЗ, три зарезки боковых стволов. В 2018 году проведено два ОПЗ в скважинах 106Г и 145, также девять смен НКТ, из которых три смены на меньший типоразмер.

Из имеющейся информации составлен анализ о проведении геолого-технических мероприятий на месторождении. Проведенные мероприятия условно разделены на четыре группы, по эффективности и приросту углеводородного сырья:

- 1) азотированный гидроразрыв пласта;
- 2) бурение боковых стволов;
- 3) обработки призабойной зоны (глинокислотные, конденсатокислотные и СКО, нормализации забоя, использование ПАВ для выноса жидкости с забоя);
- 4) смена диаметра НКТ с доп. перфорацией, ЛА, также РИР, переводы на другие горизонты эксплуатации и тд.

2.4 Азотированный гидроразрыв пласта

Одним из основных видов мероприятий, направленных на интенсификацию притока газа и конденсата, проводимых на месторождении, является азотированный гидроразрыв пласта.

Проведение азотированного ГРП предпочтительнее по сравнению с традиционной технологией проппантного ГРП на водной основе. Наличие азота в жидкости ГРП снижает избыточное давление на пласт и уменьшает утечки жидкости, а также снижается время освоения.

Все ГРП производились подрядной организацией. Всего за анализируемый период проведено 11 ГРП. Характеристика параметров проведенных операций ГРП и их результаты представлены в таблице 1.

Анализируя данные из таблицы видно, что из 11 операций по азотированному ГРП только 3 можно считать успешными с точки зрения увеличения дебита УВС (скважина 126 и 2 операции ГРП с интервалом в 2 года на скважине 211). Скважина 109 получила незначительный прирост дебита газа, он составил всего 1,5 тыс. м³/сут, прироста дебита конденсата не наблюдается, а скважина 44р была ликвидирована после ГРП по экономическим причинам. При этом в остальных скважинах дебит значительно уменьшился.

В скважине 211 было проведено две операции ГРП с разницей в 2 года, при этом обе можно считать успешными. Первый разрыв проведен 11.04.2015 г. На скважине изолирован пласт Б₁₀ и приобщен объект Ю₁³⁻⁴ с целью доизучения нефтяной оторочки. После операции скважину запустили только в сентябре 2015 года. Прирост дебита газа составил 64,5 тыс. м³/сут, конденсата 3,4 т/сут, пластовое давление возросло на 4,65 МПа, существенно уменьшился скин-фактор – до значения -4,7.

В июле 2017 года проведен повторный ГРП, но уже на изолированном пласте на Б₁₀, после изоляции пластов группы Ю, скважину запустили со следующими показателями: дебит сухого газа – 87,8 тыс. м³/сут, дебит конденсата составил 4,8 т/сут, при этом пластовое и забойное давления снизились на 0,14 и 1,88 МПа соответственно, скин-фактор приобрёл значение -3,56.

В скважине 126 ГРП проведен 08.07.2017 г. прирост дебита газа составил 32,2 тыс. м³/сут, а конденсата на 1,5 т/сут, скин-фактор приобрёл значение -5,33 – наилучший показатель среды всех операций. При этом пластовое и забойное давления снизились.

На основании оценки результатов проведенных ГРП на скважинах месторождения можно сделать вывод о высокой эффективности данного метода для отдельных скважин, но оценивая все 11 операций, можно говорить об очень большом количестве неуспешных операций, что значительно увеличивает финансовые затраты. При этом, несмотря на снижение дебита в большинстве скважин, после каждого ГРП скин-фактор приобрёл отрицательные значения, что

свидетельствует о хорошей гидродинамической связанности призабойной части пласта со скважиной. Также после ГРП, благодаря увеличению коэффициента продуктивности, скорость потока газожидкостной смеси в НКТ стала достаточной для выноса жидкости с забоя, что сделало работу скважин более стабильной.

После ГРП на месторождении наблюдаются следующие изменения:

– дебит сухого газа увеличился в среднем с 74,5 тыс. м³/сут (макс. 122,4 тыс. м³/сут) до 76,1 тыс. м³/сут (макс. 107,8 тыс. м³/сут);

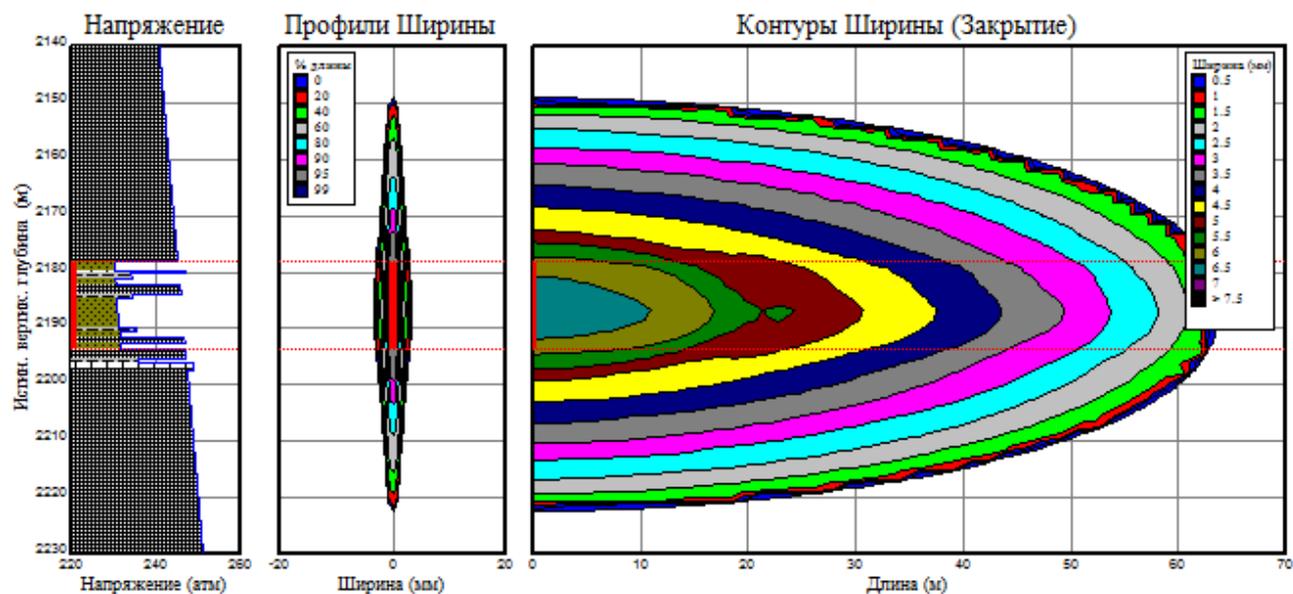
– дебит конденсата увеличился в среднем с 3,3 т/сут (макс. 5,8 т/сут) до 3,6 т/сут (макс. 5,2 т/сут);

Геометрия трещины скважины 211, по которой за рассматриваемый период был получен максимальный прирост дебита газа в 63,9 тыс. м³/сут, также соответствует этим диапазонам. Длина трещины составила 59,3 м, высота 15,5 м, а ширина 4,8 мм.

Безразмерная проводимость в продуктивном пласте по сравнению ее с дизайном ГРП увеличивается в среднем в два раза. Средняя проводимость после ГРП по продуктивному пласту составляет 48,2 мД·м (средняя запланированная по дизайну 24,7 мД·м).

Дальнейшее применение ГРП на объектах месторождения необходимо проводить с учетом построенной геолого-фильтрационной модели, учитывающей определение ориентации трещин, влияние интерференции скважин и неоднородности пласта, и позволяющей с достаточной степенью адекватности выявить участки с низкой степенью выработанности запасов газа.

Данный метод может быть рекомендован для дальнейшего применения на скважинах месторождения с целью интенсификации притока углеводородов.



Профили закрепленной ширины

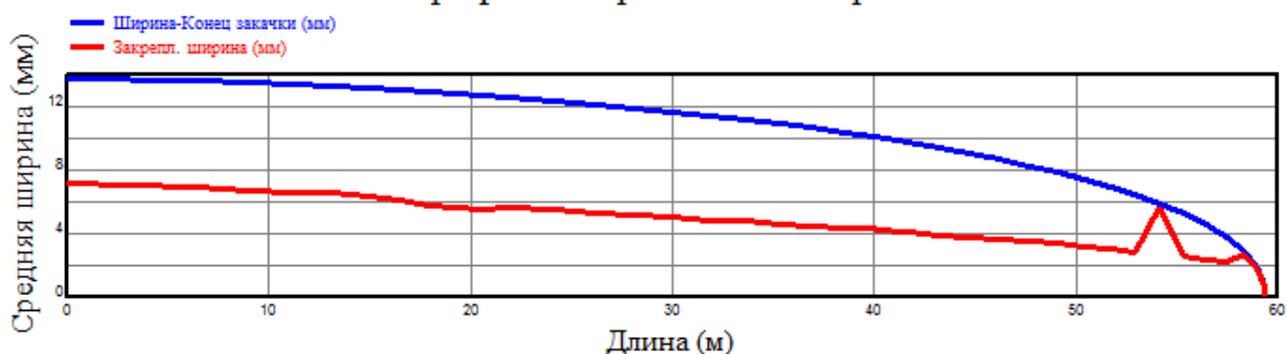


Рисунок 2 – Фактический профиль трещины по скважине 211 пласта Б₁₀

Таким образом, на месторождении проведено 11 операций по азотированному ГРП (в период с 2015 по 2017 годы, в 2016 году ГРП не проводились) в том числе одна операция ГРП была проведена с целью доизучения нефтяной оторочки пласта Ю₁³⁻⁴,

Эффективность проведения мероприятий по каждой скважине оценивалась сопоставлением базовых уровней добычи скважин с фактическими, до проведения мероприятия и после.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Шекунов Иван Николаевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материало-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия
2. Нормы и нормативы расходований ресурсов	Норма расходования материальных, финансовых ресурсов на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, заработная плата

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения мероприятий по проведению гидроразрыва пласта
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проведения мероприятий по проведению гидроразрыва пласта

Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Шекунов Иван Николаевич		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Обоснование показателей экономической эффективности

Необходимость экономической оценки предлагаемого проекта по ГРП на нефтегазоконденсатном месторождении Западной Сибири, отвечает критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи газа. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации этого проекта мы предлагаем получить дополнительную добычу газа в размере 128830 тыс. м³/сут за три года эксплуатации.

Целью проводимых мероприятий, является оценка экономической эффективности гидравлического разрыва пласта.

Задачи:

- провести расчет эффективности проведения ГРП;
- выявить от чего зависит эффективность проведения мероприятия по ГРП;
- проанализировать количество и направленность отчислений из бюджетных средств.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

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

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных

средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

3.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 2 и таблице 3

Таблица 2 – Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных ГРП	шт.	3
Дополнительная добыча газа	тыс. м ³ /сут	161,2
Стоимость одного ГРП	тыс.руб.	3,336
Цена реализации газа на внутреннем рынке	руб/1000 м ³	7630
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 3 – Данные для расчета экономической эффективности

№ скв.	Дата проведения	Показатели до ГТМ			Показатели после ГТМ			Изменение дебита ГС по ΔP^2 , тыс м ³ /сут	Изменение дебита ГС по PI, тыс м ³ /сут	Суммарное изменение, тыс м ³ /сут
		Дебит ГС, тыс м ³ /сут	Дебит т СГК до ГТМ, т/сут	Дебит воды до ГТМ, м ³ /сут	Дебит ГС, тыс м ³ /сут	Дебит СГК после ГТМ, т/сут	Дебит воды после ГТМ, м ³ /сут			
211	11.04.2015	23,3	1,4	0,14	87,8	4,8	0,35	-69,9	134,4	64,5
126	08.07.2017	76,3	3,6	0,33	108,5	5,1	0,46	-18,8	51,0	32,2
211	09.07.2017	23,3	1,5	0,14	87,8	4,8	0,35	-71,6	136,1	64,5
Итого		122,9	6,5	0,61	284,1	14,7	1,16	-160,3	321,5	161,2

Все подсчеты для мероприятий по гидроразрыву пласта сделаны из нормирования на одну скважину согласно смете затрат и нормы времени и оплаты.

Для начала нужно вычислить денежный поток от реализации сырья (выручку).

В среднем уровень стоимости на российском рынке составляет 7630 рублей за 1000 м³ сырья. Таким образом, выручку от реализации сырья можно вычислить, умножив цену за единицу на дополнительно извлеченное сырье в результате мероприятий по гидроразрыву пласта в течение года:

$$V_t = C_{нт} * Q_{нт},$$

где, $C_{нт}$ – цена реализации газа на внутреннем рынке в t-ом году, руб./1000 м³;

$Q_{нт}$ – дополнительная добыча газа за t –й год.

Примем, что за первый год $Q_{нт}$ будет наибольшей и = 58765 тыс. м³, а затем будет снижаться на 30% ежегодно.

Используя формулу подсчитаем дополнительную выручку за каждый

год, полученную в результате выполнения мероприятий по гидроразрыву пласта:

$$B_1 = 58765 * 7630 = 448376950 \text{ руб};$$

$$B_2 = 41135 * 7630 = 313863865 \text{ руб};$$

$$B_3 = 28930 * 7630 = 219704705 \text{ руб};$$

Суммарная выручка за 3 года составит:

$$B_{\text{общ}} = B_1 + B_2 + B_3 = 981945520 \text{ руб.}$$

Теперь посчитаем затраты, связанные с эксплуатацией объекта во время проведения мероприятий. Они определяются исходя из расходов, которые несет обслуживающая организация по всем пунктам и элементам затрат.

Все виды затрат приведены в таблице 4 согласно нормативным положениям и технологической необходимости [10].

Таблица 4 – Элементы затрат

Элементы затрат	Ед. измерения	Значение
Расходы по сбору и транспортировке газа	Тыс. руб./м ³ .	10,3
Обслуживание скважин	Тыс. руб./скв.	305,5
Балансовая стоимость ОПФ	Млн. руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн. руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс. руб./м ³ .	370,4
Цеховые расходы	Тыс. руб./ м ³ .	108,7

Самая первая статья расходов – это затраты на обслуживание добывающего фонда скважин, на которых будут производиться мероприятия:

$$Z_{\text{об.1}} = 305\,500 * 10 = 3\,055\,000 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{об.3}} = 3\,055\,000 * 3 = 9\,165\,000 \text{ руб, суммарно за три года.}$$

Рассчитаем издержки по транспортировке продукта к конечному потребителю:

$$Z_{\text{тран.1}} = 58765 * 10,3 = 605279 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{тран.2}} = 41135 * 10,3 = 423695 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{тран.3}} = 28930 * 10,3 = 296586 \text{ руб}.$$

Суммарные издержки по транспортировке продукта за отчетный период составят:

$$Z_{\text{тран.сум}} = 1325560 \text{ руб. за три года.}$$

Рассчитаем издержки на содержание и использование арендованного оборудования ГРП и ТКРС:

$$Z_{\text{ТКРС1}} = 58765 * 370,4 = 21766556 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{ТКРС2}} = 41135 * 370,4 = 15236589 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{ТКРС3}} = 28930 * 370,4 = 10665612 \text{ руб}.$$

Суммарные издержки на содержание и использование арендованного оборудования ГРП и ТКРС за отчетный период:

$$Z_{\text{ТКРС.сум}} = 47668757 \text{ руб}$$

Теперь подсчитаем все издержки по годам суммарно:

$$Z_{\text{тек}} = Z_{\text{об}} + Z_{\text{тран}} + Z_{\text{ТКРС}}$$

$$Z_{\text{тек1}} = 3055000 + 605279 + 21766556 = 25426835 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{тек2}} = 3055000 + 423695 + 15236589 = 18715284 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{тек3}} = 3055000 + 296586 + 10665612 = 14017198 \text{ руб}.$$

Суммарные текущие издержки за три года составят:

$$Z_{\text{тек.сумм}} = 58159317 \text{ руб} .$$

Теперь необходимо рассчитать капитальные вложения. В рамках нашей задачи не будет учитываться необходимость реконструирования и обновления технологической оснащенности оборудованного на месторождении. В капитальные вложения у нас войдет непосредственно весь расходный материал, требуемый для реализации всех мероприятий в полном объеме, в том числе и наем укомплектованного своим вооружением флот ГРП, в который будет входить: блендер, транспорт для подвоза расклинивающего агента (песок либо пропант), манифольд, лабораторное оборудование, насосно-компрессорные трубы, колонная головка, пакер для

многоразового использования, скрепер-перо шаблон, фонтанная арматура.

Обслуживающий персонал для планирования и реализации нужного дизайна гидроразрыва пласта: инженер – технолог, работник лаборатории.

Обслуживающий персонал, занятый непосредственно проведением гидроразрыва в полевых условиях: три оператора блендера, восемь операторов контролирующей работу агрегатов для нагнетания давления, два машиниста подъемного крана, водитель по подвозу расклинивающего агента.

Для проведения одной операции необходимо в среднем 80 тонн проппанта и 300 м³ (60 % которой составляет азот) жидкости разрыва:

$$C = 150*115000 + 9*97000 + 85000 + 270000 + 330000 + 65000 + 5800*300 + 54545*80 + 532000 = 3\,336\,560 \text{ рублей.}$$

Таким образом, расчетная стоимость операции ГРП будет равняться 3 336 560 рублей.

Прайс-лист на оказание данных услуг предоставлен в таблице 5.

Таблица 5 – Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Оборудование		
Флот ГРП	1	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 2500 м	550000
Проппант	руб./т.	54545
Мобилизация и демобилизация установки КРС		527 000

Теперь необходимо посчитать денежный поток, полученный в результате реализации продукции, полученный от мероприятий. Это будет общий доход организации за вычетом расходов, связанных с эксплуатацией объекта и всевозможных отчислений. Необходимо так же произвести дисконтирование доходов первых годов, которое производится по формуле:

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \Delta t - H_t}{(1 + E_n)^{t-p}}$$

где, P_t – непосредственная прибыль от продажи газа;

T - период, во время которого реализовываться проект; B_t –выручка от продажи газа;

Δ_t - эксплуатационные затраты с амортизацией; H_t - сумма налогов; E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный годы.

Всего эксплуатационных затрат на добычу газа на каждый год расчетного периода:

$$Z_{\text{эксп.}} = Z_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв.}}$$

$$Z_{\text{эксп}} = 91\,325\,535 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{эксп}} = 81\,432\,950 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{эксп}} = 65\,944\,223 \text{ руб.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 238 702 708 рублей.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчетного периода:

$$P_t = B_t - (Z_{\text{эксп}} + N_{\text{ндс}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}})$$

$$P_1 = 111\,862\,073 \text{ руб.};$$

$$P_2 = 98\,841\,733 \text{ руб.};$$

$$P_3 = 78\,435\,642 \text{ руб.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 289 139 449 рублей. Налог на прибыль на каждый год расчетного периода:

$$N_{\text{пр.}} = 111\,862\,073 \cdot 20\% = 26\,846\,897 \text{ руб.},$$

$$N_{\text{пр.}} = 98\,841\,733 \cdot 20\% = 23\,722\,016 \text{ руб.},$$

$$N_{\text{пр.}} = 78\,435\,642 \cdot 20\% = 18\,824\,554 \text{ руб.},$$

Итого за 3 года расчетного периода – 69 393 468 рублей. Прибыль предприятия на каждый год расчетного периода: $P_{\text{пр.}} = P_t - N_{\text{пр}}$

$$P_{\text{пр}} = 85\,015\,175 \text{ руб.};$$

$\Pi_{\text{пр}} = 75\,119\,718$ руб;

$\Pi_{\text{пр.}} = 59\,611\,088$ руб.

Итого за 3 года расчетного периода – 219 745 981руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчетного периода:

$\Pi_{\text{пр.диск.}} = 73\,926\,239$ руб;

$\Pi_{\text{пр.диск.}} = 65\,321\,494$ руб;

$\Pi_{\text{пр.диск.}} = 51\,835\,729$ руб.

Итого за 3 года расчетного периода – 191 083 461 руб.

3.3 Расчет экономических показателей проекта

3.3.1 Поток денежной наличности

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

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

где, NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t - прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

K_t - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

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

$NPV_1 = 53\,735\,968$ руб;

$NPV_2 = 46\,242\,455$ руб;

$NPV_3 = 34\,505\,324$ руб.

Итого NPV за 3 года расчетного периода – 134 483 747 рублей.

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 норме дисконта – 15%) уровень доходности

этого капитала.

3.3.2 Индекс доходности

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

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

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (63\,872\,921/1,15) / (35\,671\,850/ 1,15) = 1,8$$

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

3.3.3 Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости ($\Pi_{ок}$) - 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:

$$\sum_{t=1}^{\Pi_{ок}} \frac{(\Pi t + A t) - K t}{(1 + E_H)^{t-p}} = 0$$

где, $\Pi_{ок}$ - период возврата вложенных средств, годы. Определим прибыль предприятия в месяц:

$$\Pi_{ср} = 219\,745\,981 / 36 = 6\,104\,055 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП: $\Pi_{ок} = 35\,671\,850 / 6\,104\,055 = 5,8 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$

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

3.4 Экономическая оценка проекта

Как показал расчет экономической эффективности проекта,

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 219,745 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 3 скважинах месторождения, приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значения (по годам)		
	1 год	2 год	3 год
Прирост добычи газа, тыс.м ³	35,7	31,7	25,4
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	214,4	190,2	152,3
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	80,1	71,4	57,8
Сумма налогов и платежей, млн. руб.	101,2	89,7	71,7
Прибыль предприятия, млн. руб.	78,5	69,4	55,1
Поток денежной наличности, млн. руб.	47,1	40,5	30,2
Индекс доходности, доли ед.	1,7		
Срок окупаемости, год	0,5		

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода.

3.5 Вывод

В результате расчетов получилось, что проект по реализации гидроразрыва пласта является экономически выгодным и целесообразным. Причем в результате инвестиций выгодоприобретатель получит дополнительный дисконтированный доход в размере 219,745 млн. рублей, индекс доходности предприятия 1,8, срок окупаемости полгода, что в условиях сроков проекта, три года, является очень привлекательным.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Шекунову Ивану Николаевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	<ul style="list-style-type: none"> - объектом исследования: гидравлический разрыв пласта - рабочая зона располагается на специально оборудованных кустовых площадках близ устья скважины – полевые условия - область применения объекта – любое нефтегазовое месторождение.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем - закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» - Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов - обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - производственные факторы, связанные с электрическим током; - риск встречи с дикими животными; - сосуды и аппараты под давлением; - движущиеся машины и механизмы; <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; - производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; - повышенный уровень шума и вибрации; - опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего на организм работающего; - укусы, ужаливания, выброс ядовитых или иных защитных веществ живых организмов. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки,</p>

	виброизолирующая обувь, беруши, наушники.
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение пласта рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса (буровые растворы, жидкости разрыва, шитые гели). Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой.</p> <p>Воздействие на гидросферу: утечка нефти, отработанных растворов, шлама и остаточных вод, содержащих механические примеси, органических соединений, ПАВ и минеральных солей</p> <p>Воздействие на атмосферу: вредные примеси от нефтегазовых комплексов (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: открытое фонтанирование (только для добывающих скважин), ГНВП, остановка закачки по команде «СТОП» (поломка насосных агрегатов и разгерметизация линий высокого давления)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>

Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Шекунов Иван Николаевич		

4 Социальная ответственность

4.1 Введение

Гидравлический разрыв пласта является одним из самых популярных методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождении. Он позволяет существенно увеличить добычу нефти, а также вовлечь в разработку изолированные пропластки. При этом процедура проведения мероприятия достаточно сложная с технологической точки зрения, что требует повышенного внимания к технике безопасности.

Для месторождений Западной Сибири важно обеспечивать безопасность сотрудников. Забота о жизни и здоровье своих работников является приоритетным направлением для компании. Все это требует внимательного изучения проектной литературы, составления свода правил по технике безопасности, обеспечение своих сотрудников необходимым инвентарем.

4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране труда (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

4.2.1 Режим рабочего времени

Рабочая смена оператора добычи (оператора ГРП) не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль над бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

4.2.2 Оплата и нормирование труда

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.

4.2.3 Социальная защита пострадавших на производстве. Принципы возмещения причиненного вреда

Если вред причинен работнику источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вредозник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Понятие вины работодателя понимается в широком смысле, как не обеспечение работодателем здоровых и безопасных условий труда.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут

быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора

Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия). Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок спор рассматривается судом.

4.2.4 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Работник ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С 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, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [11]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

4.3 Производственная безопасность

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи

устья скважины, где будет располагаться флот ГРП, а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

Оборудование, используемое для разрыва пласта представляет определённую опасность, главным образом из-за давлений, создаваемых в насосных агрегатах, которые могут достигать 70 МПа. Рассмотрим потенциально опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [12].

4.3.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При проведении различных технологических операций, таких как ремонт, шаблонирование обсадной колонны, гидropескоструйная перфорация перед гидроразрывом, непосредственно сама операция по закачке жидкости разрыва создается риск проникновения агента через негерметичности во фланцевых соединениях на фонтанной арматуре, либо в узлах агрегатов. Возможен выход предельных углеводородных газов, с содержанием сероводорода (H_2S), который опасен для жизни человека, геля с пропантом, который содержит десять различных химических реагентов, для примера одним из которых может быть метанол, 30 грамм которого будут летальной дозой для человека.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [13]. ПДК предельных УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м^3 , сероводорода – 3 мг/м^3 . Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отеку легких 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 перестает ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус,

а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

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

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. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работы. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [13].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет

высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для закрытых территорий и 75 м – для не обогреваемых помещений [13].

4.3.3 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, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочее), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие [14].

Воздействие на бригаду ГРП 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 дБА.

Для защиты от шума используют средства индивидуальной защиты от шума. К ним относятся наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 типа

«а» граница снижения производительности труда.

На промысле применяют следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы;
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь;

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

4.3.4 Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего на организм работающего

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, которые характеризуются 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 10 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м³, а на месторождении – 8 мг/м³.

Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация CO 1860 мг/м. По ГОСТ 12.1.005-88

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ), предусматривают защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы. Работникам выдается спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [13], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

4.3.5 Укусы, ужаливания, выброс ядовитых или иных защитных веществ живых организмов

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен укусам насекомых, в частности это комары, пауты, шершни и дикие осы. Но наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

4.3.6 Риск встречи с дикими животными

Нередко на кустовые площадки заходят естественные обитатели дикой фауны, в частности это змеи и медведи. Многие источники утверждают, что медведи-самцы, которые никогда не видели человека, сами по себе редко проявляют агрессию. Если в медведя попали выстрелом на охоте и он выжил, то с огромной вероятностью он будет зол при встречи с человеком. Другой случай, когда медвежата теряют мать и в поисках еды заходят в рабочую зону, т.к. охотиться сами они ещё не умеют. Сами по себе они безопасны, и даже при желании не могут причинить значительного вреда человеку, но если мать-медведица идет по пятам за детьми, то любое взаимодействие с ними она будет воспринимать как опасность. Почти в 100% случаев, если медведица видит человека рядом с детенышем, она проявляет агрессию, которая не утихает, даже если медвежонок давно в безопасности рядом с ней.

Мать не успокоится пока не устранит причину, исходя из этого следует, что работник, заметив медведя обязан спокойными медленными шагами удаляться в сторону людей, и ни в коем случае не взаимодействовать и не играть с медвежатами.

4.3.8 Сосуды и аппараты под давлением

Как уже было сказано процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. При закачке геля с песком, абразивное действие последнего способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате может приводить к пропуску под большим давлением. Также следует отметить, что при гидроразрыве в качестве продавочной жидкости нашли широкое применение жидкости на углеводородной основе, либо же сама отсепарированная нефть из данной или соседней скважины со схожими реологическими условиями. В связи с этим появляется прямая угроза возгорания данных жидкостей, которые являются горючими, что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение ГРП связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и множеством других химических реагентов (брейкер, шиватель, стабилизатор глины и т.д.). Вместе с тем 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 [15].

4.3.9 Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах 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.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике

безопасности [16] устанавливают 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.

4.3.10 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Работа специалиста отдела разработки и мониторинга месторождений в офисном помещении происходит в непосредственной близости от электрических сетей и приборов, поэтому работник должен с осторожностью обращаться с электропроводкой и компьютером, а также помнить об опасности поражения электрическим током.

Класс помещения по опасности поражения током – 1 класс, то есть помещение без повышенной опасности. Так как офисное помещение характеризуется:

- нормальной температурой;
- нормальной влажностью;
- отсутствием токопроводящих полов;
- отсутствием токопроводящей пыли,
- отсутствием химически агрессивных сред;
- и так далее.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 определяются допустимые значения напряженности электростатического поля и электромагнитного поля, представленные в таблице 7

Таблица 7 – Предельные допустимые значения напряженности

Наименование фактора	Предельно допустимое значение
Напряженность электромагнитного поля промышленных частот (50 Гц)	0,5 кВ/м
Напряженность электростатического поля	15 кВ/м

Основные непосредственные причины электротравматизма:

- контакт с токоведущими частями под напряжением;
- контакт с корпусом металлоконструкции под напряжением в результате пробоя изоляции;

- ошибочное включение;

Меры защиты от поражения электрическим током являются согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» [20]:

- защитное заземление;
- защитное зануление;
- использование устройств защитного отключения;
- изоляция;
- ограждение;
- блокировки;
- сигнализация;
- знаки и плакаты безопасности.
- Требования к специалистам с целью защиты от поражения электрическим током являются:
- обучение на группу допуска работы в электроустановках, 1 группа < 1000 В;
- инструктажи.

Необходимо отметить, что условия труда специалистов отдела разработки и мониторинга месторождений значениям напряженности ЭСтП и ЭМП соответствуют Положению о системе управления охраной труда в ТПУ № 40/од от 06.06.2019 г.

4.4 Экологическая безопасность

4.4.1 Защита атмосферы

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные, и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромислах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу

среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы [17].

Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокomppressorные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- использование автотранспорта, имеющего высокие экологические показатели, потребляющего небольшое количество топлива, оборудованного нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов и силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

- осуществление контроля токсичности и уровня дымности отработавших газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими стандартами, проведение мероприятий по их снижению;

- обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;

- разработка оптимальной схемы движения транспортных потоков, позволяющей до минимума снизить выброс отработанных газов;

- выбор оптимального режима работы машин при выполнении

технологических процессов, с учётом того, что работа строительных машин характеризуется частой сменой нагрузочных режимов работы двигателей, и минимальную токсичность отработанных газов имеют дизельные двигатели при 60-70 % рабочей нагрузке;

- заправка автотранспорта закрытым способом;

- использование электроприводов в буровых установках и

электрических земснарядов при разработке карьеров.

В целях снижения пылевыделения при пересыпке и перемещении грунта автотранспортом и автотракторной техникой предусмотрено:

- строительство объектов в холодный период года, обуславливающий высокую влажность грунта;
- погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки;
- разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;
- ведение работ небольшими захватами.

4.4.2 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;
- 2) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);
- 3) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- 4) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;
- 5) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- 6) ежегодное диагностирование технического состояния переходов

трубопроводов через водные преграды;

7) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); 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.

4.4.3 Защита литосферы

Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен 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.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;

3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших

проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации.

Основные опасности 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.

С целью не допущения 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.

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.

Первичными средствами гашения огня применяются порошковых огнетушителей ОП-50, ОП-10, ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10, а также кошма и песок. Снаружи здания находится пожарный извещатель и кнопка аварийной остановки оборудования.

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.

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 [18] 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.

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

Описана технология проведения ГРП, техника, оборудование и материалы, применяемые при ГРП, которые на сегодняшний день предлагают фирмы подрядчики. Выполнен анализ результатов по проведению ГРП на скважинах месторождения. В результате анализа из 11 скважин, на которых проводился ГРП, только 3 скважины увеличили дебит сухого газа, при этом прирост был значительный, так в скважине 211 было проведено 2 операции ГРП с интервалом в 2 года и прирост дебита был идентичным в обоих случаях: дебит сухого газа вырос на 64,5 тыс. м³/сут (увеличение на 265%), а в скважине 126 прирост дебита газа составил 32,2 тыс. м³/сут (увеличение на 42%)

Как результат анализа можно заключить, что, несмотря на хороший прирост дебита в отдельных скважинах, в большинстве операций скважины после ГРП, не только не вышли на новые показатели добычи, но наоборот снизили дебит сухого газа и добываемого конденсата, что свидетельствует о низкой эффективности применения технологии ГРП на месторождении. Также следует отметить, что подбор скважин для подобных операций необходимо проводить с особой тщательностью и учитывать все требования и рекомендации. В противном случае можно нанести непоправимый вред нашей природе и недрам.

В работе рассчитан теоретический экономический эффект от получения дополнительной добычи нефти, учитывая основные расходы на ГРП. В результате расчетов получилось, что проект по реализации гидроразрыва пласта является экономически выгодным и целесообразным. Причем в результате инвестиций выгодоприобретатель получит дополнительный дисконтированный доход в размере 219,745 млн. рублей, индекс доходности предприятия 1,7, срок окупаемости полгода, что в условиях сроков проекта, три года, является очень хорошим результатом.

Рассмотрен вопрос охраны труда при выполнении подготовительных операций и ГРП на скважине, правовые и организационные вопросы

обеспечения безопасности при эксплуатации, анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. А.А. Ерофеев, Р.Н. Никитин, Д.А. Митрушкин. «Кибер ГРП» – программная платформа для моделирования, оптимизации и контроля операций гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. - 2019. - №12. - С. 64.
2. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — ISBN 978-5-9961-1179-4. — Текст: электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/91835> (дата обращения: 01.03.2023). — Режим доступа: для авториз. пользователей. — С. 74.).
3. Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / Т. К. Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М.: Недра, 1989
4. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия (с Поправкой).
5. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра, 1967 – 139 с.
6. Гидравлический разрыв пласта: учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. М.: Недра, 1986. 165 с.
7. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, Л.К.Алтунина — Томск: ТПУ, 2006
8. А.Ф. Закиров, А.В. Фадеев Новая жидкость для проведения гидроразрыва пласта в осложненных геологических условиях // Нефтяное хозяйство. - 2019. - №1. - С. 58.
9. Government of Western Australia. Department of mines, Industry Regulation and Safety.: сайт. – URL: <https://www.dmirs.wa.gov.au> (дата обращения: 03.04.2023)

10. Сулейманов, А.Б. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин/ А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин – М: Недра, 1970.

11. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

12. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда

13. (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

14. 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях.

16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 17.1.3.13.86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

18. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда.

19. (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.