

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Методы повышения нефтеотдачи пластов на Л месторождении

УДК 622.276.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Рогатнев Виктор Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой ГРМ	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Рогатневу Виктору Викторовичу

Тема работы:

Методы повышения нефтеотдачи пластов на Л месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Л месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, учебники.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 3. Технологическая часть 4. Сущность и цели проведения гидроразрыва пласта в скважинах 5. Анализ фонда эксплуатационных скважин и подготовительные работы для проведения ГРП 6. Технология и техника проведения гидроразрыва пласта 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение 8. Социальная ответственность Заключение

Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Доцент кафедры ЭПР Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭиБЖ Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Рогатнев Виктор Викторович		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б33Т	Рогатневу Виктору Викторовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Общая стоимость капиталовложения 23201535руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Приобретения оборудования, материалов Расходы на монтаж и наладку оборудования Транспортные расходы

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти; калькуляция себестоимости нефти.	1. Расходы на эл. Энергию по извлечению нефти; 2. Расходы по искусственному воздействию на пласт; 3. Расходы по сбору и транспортировке нефти; 4. Расходы на технологическую подготовку нефти; 5. Прочие производственные расходы.
2. Расчет затрат на проведение гидроразрыва пласта	1. Расчет расхода материалов; 2. Расчет услуг собственных, вспомогательных услуг и со стороны; 3. Расчет прочих расходов; 4. Расчет затрат на перевооружение
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности мероприятия.	1. Расчет годового экономического эффекта; 2. Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Рогатнев Виктор Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Рогатневу Виктору Викторовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является станция гидроразрыва пласта Л нефтяного месторождения (Томская область) компании ООО «Норд - Империял». Назначение объекта исследования – Интенсификация добычи нефти.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объекте. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объекте.	Вредные факторы на Л месторождении: Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или недостаток освещенности. 5.Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов Опасные факторы: 1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность, взрывоопасность; 3. Давление в системах работающих механизмов. 4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися
2. Экологическая безопасность Л месторождения ООО «Норд - Империял».	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

	3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила противопожарного режима в РФ; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Рогатнев Виктор Викторович		

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 88 страниц, 8 рисунков, 15 таблиц, 11 источников.

Ключевые слова: месторождение, гидроразрыв, нефть, газ, оборудование.

Объектом исследования является метод интенсификации добычи нефти на Л месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является рассмотрение метода гидроразрыва пласта на Л месторождении.

В результате работы проведен сравнительный анализ экономической эффективности метода повышения интенсификации добычи нефти при проведении ГРП.

Содержание

Введение.....	11
1. Общие сведения о месторождении.....	12
2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	14
2.1. Геологическое строение.....	14
2.1.1. Стратиграфия.....	14
2.1.2. Тектоника.....	17
2.2. Нефтеносность.....	18
2.3 Физико - литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов.....	22
2.4. Геологическое строение резервуаров и условия залегания нефти.....	24
2.5. Характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности.....	25
2.6. Свойства и состав пластовых жидкостей и газов.....	26
2.7. Запасы нефти.....	29
3. Технологическая часть.....	30
3.1. Сущность и цели проведения гидроразрыва пласта в скважинах.....	30
3.1.1 Сущность метода.....	30
3.1.2. Цель проведения ГРП в скважинах.....	32
3.2. Анализ фонда эксплуатационных скважин и подготовительные работы для проведения ГРП.....	34
3.2.1. Факторы, влияющие на выбор объектов для проведения ГРП.....	34
3.2.2. Анализ фонда эксплуатационных скважин с целью возможности проведения в них ГРП.....	35
3.3. Подготовительные работы при ГРП.....	37
4. Технология и техника проведения гидроразрыва пласта.....	38
4.1 Технология проведения ГРП.....	38
4.2 Жидкости и наполнители, применяемые для ГРП.....	39
4.3. Техника для проведения гидроразрыва пласта.....	43

5. Анализ проведенных работ по ГРП.....	52
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при проведении гидроразрыва пласта.....	58
6.1 Расчет затрат на проведение гидроразрыва пласта.....	58
6.1.1. Расчет параметров экономической эффективности.....	60
6.1.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти.....	62
6.1.3 Расчёт условно-переменных затрат.....	63
6.2. Расчет условно-годовой экономии от системы поддержания пластового давления.....	66
6.3 Расчёт прироста прибыли.....	66
6.4. Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат.....	67
7. Профессиональная и социальная ответственность.....	69
7.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	69
7.2 Экологическая безопасность.....	81
7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду.....	82
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования.....	84
7.2.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
Заключение.....	87
Список используемой литературы.....	88

Введение

Л месторождение было открыто в 1970 г. в результате бурения разведочной скважины № 200. В 1986 г. скважиной № 203 было введено в промышленную разработку, а в 1987 г. начато эксплуатационное бурение.

Протяжённость месторождения — около 11,5 км с Северо-востока на Юго-запад и около 5 км в поперечнике, что составляет приблизительно 57,5 км². Пробурено около 200 скважин, включая исходные разведочные и нагнетательные. Средняя площадь под одну скважину — 30 га.

Месторождение разбурено регулярной сеткой скважин с расстоянием между скважинами 450 - 500 м, заводнение осуществляется по линейным, площадным или блочно-замкнутым схемам, везде предусмотрена полная компенсация отборов жидкости. Месторождение разбурено с кустовых оснований, количество скважин в кустах 8 – 16.

С 1991 г. добыча нефти устойчиво снижается. Помимо очевидной причины естественного истощения запасов и обводнения скважин установлены многочисленные факты заметного снижения продуктивности добывающих скважин после появления в их продукции воды.

Анализ состояния разработки месторождений в 1990 - 1992 гг. показал, что в случае, если не будут найдены эффективные способы повышения производительности скважин, поддержание проектных уровней добычи нефти и достижение утверждённых коэффициентов нефтеизвлечения маловероятно.

Указанное обстоятельство явилось одним из аргументов в пользу осуществления в промышленных масштабах операции по гидроразрыву пласта. С этой целью в конце 1992 г. АО "Томскнефть" и фирма "Канадэн Фракмастер" создали совместное предприятие АО "ВасюганСервисиз".

1. Общие сведения о месторождении

Административное расположение Л месторождения это Каргасокский район, на северо-западе Томской области в Васюганском нефтегазодобывающем районе на расстоянии 600 км от областного центра. В географическом отношении юго-восточная часть Западно - Сибирской низменности. Непосредственно Л месторождение частично расположено на заселенной пойме р. Махни - левого притока р. Васюгана, частично (в основном северовосточная часть месторождения) на водораздельном болоте шириной 6 - 9 км, глубиной до 2 м и более. Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах 62 - 89 м.

Район относится к категории малонаселенных. Непосредственно в районе месторождения населённых пунктов нет. Ближайшими населенными пунктами являются расположенные на р. Васюган села Новый Тевриз (30 км по прямой), Катыльга (30 км), Новый Васюган (85 км), а также вахтовый посёлок Пионерный (50 км). Наиболее крупным селом является Новый Васюган. Население составляет, в основном: русские, ханты, татары и другие, занято в отраслях нефтяной и лесной промышленности, геологии, звероводческом и рыбном хозяйстве, пушном промысле.

Территория месторождения представляет собой слаборасчленённую равнину, сильно заболоченную и мало заселенную. Растительность представлена хвойными породами деревьев: елью, пихтой, сосной, кедром; в меньшем количестве встречаются берёзы, осины. Пойма р. Махня, имеющая ширину до 50 м, изобилует завалами, чворами, старицами. На заболоченных участках есть многочисленные озёра округлой формы глубиной до 2 м и шириной до 2 км. Поймы рек покрыты кустарником, незалесённые участки — обильным покровом луговых трав.

Климат района континентально-циклонический с продолжительной суровой зимой и коротким тёплым летом. Температура воздуха колеблется от -55°С зимой до + 35°С летом. По количеству выпадающих атмосферных осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Количество годовых

осадков составляет 390 - 590 мм. Снежный покров продолжается с октября до начала мая. Высота снежного покрова достигает 1 метра. Промерзаемость грунта составляет 0,8 - 1,6 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м.

Основная водная артерия р. Васюган, протекающая в 15 км южнее Л месторождения, она судоходна для судов малого тоннажа. Р. Махня пересекающая площадь месторождения с северо-запада на юго-восток, относится к числу мелких, несудоходных. Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав — во второй половине октября.

Л месторождение связано с Пионерным - автомобильной дорогой с твёрдым покрытием круглогодичного пользования. Расстояние по дороге от месторождения до Пионерного составляет 74 км. Других дорог в районе месторождения нет. В зимний период связь может осуществляться также, по "зимникам".

Строительный лес, необходимый для обустройства скважин, имеется на месте. Для приготовления глинистого бурового раствора используется местная глина с последующей её обработкой химреагентами и добавлением бентонитовой глины. Вблизи Л месторождения найдены пески, пригодные для обустройства месторождений и строительства автомобильных дорог.

Водоносный горизонт атлымской свиты сложен мелко- и среднезернистыми песками мощностью 20 - 40 м, залегающими на глубинах до 200 м. Производительность водонапорных скважин достигает 1000 м³/сут.

Через месторождение проходит нефтепровод Васюган - Раскино, соединяющий группу разрабатываемых васюганских месторождений с магистральным нефтепроводом Нижневартовск - Анжеро-Судженск, а также ЛЭП.

2. Геолого-физическая характеристика Месторождения

2.1. Геологическое строение

2.1.1. Стратиграфия

Л нефтяное месторождение расположено в южной части Колтогорского мегапрогиба в пределах Черемшанского куполовидного поднятия. В геологическом отношении район характеризуется двухъярусным строением: нижний ярус представляет собой образования палеозойского фундамента плиты, верхний — осадочные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Мощность платформенного чехла в Колтогорском мегапрогибе составляет 2800 - 3000 м, а в наиболее погруженных частях 3500 м и более. На окружающих мегапрогиб положительных структурах первого порядка она сокращается до 2600 - 2200 м, а на Криволуцком вале — до 1900 м. Непосредственно на Л локальном поднятии мощность платформенных отложений составляет 2910 м (скв. 200).

Геологическое строение Л месторождения характеризуется по данным глубокого бурения (поисково-разведочного и эксплуатационного), а также по результатам сейсморазведочных работ и других видов исследования.

Стратиграфическая разбивка разреза дана на основании унифицированной стратиграфической схемы.

Породы палеозойского возраста вскрыты скважиной № 200 в интервале 2910 - 2921 м и представлены интрузивными породами. В образце керна из интервала 2914 - 2916 м определён диорит мелкозернистый, кварцевый, биотит-роговообманковый. В интервале 2914 - 2916 м, 2916 - 2918 м определены гранодиорит, гранит роговообманковый и диорит-сиенит. Этот комплекс пород возник в результате явления гибридизма, выразившегося во влиянии на гранитную массу вещества более основного состава.

Вскрытая мощность образований палеозоя — 11 м.

Горизонт Ю1 Верхнего Васюгана является сложным и обладает разнообразием литологических особенностей. Он формировался в период,

когда условия осадконакопления изменялись от морских и мелководно-морских до дельтовых и пойменных (болотистых).

Верхний Васюган может быть подразделён на два дополнительных интервала, отличающихся условиями осадконакопления. Верхняя часть отделена от нижней прослоями угля, которые, в свою очередь, заключены между пропластками глинистого песчаника и алевролита.

Угольные прослои залегают ниже подошвы Ю1–2 и указывают, что между периодами уменьшения и увеличения уровня моря (регрессии и трансгрессии) существовали преимущественно континентальные условия накопления.

Песчаники Ю1–3 и Ю1–4 залегают ниже пойменных отложений, к которым приурочен угольный репер. Они являются продуктом регрессивного моря и в конце этой фазы были перекрыты пойменными осадками.

Пласты Ю1–0, Ю1–1 и Ю1–2 залегают выше угольных прослоев. Представляется, что они сформировались в мелководной морской обстановке в течение различных стадий оксфордской трансгрессии. Уровень моря возрастал, затопляя и покрывая пойменные отложения.

Породы продуктивного пласта Л представляют собой несколько горизонтов песчаника Верхней Юры Васюганской формации. Васюганская формация состоит из серии морских отмелей и континентальных осадочных пород, и располагается поверх морских отложений Тюменской формации Нижней и Средней Юры. Верхнеюрские песчаники накрыты Баженовскими сланцами – хорошим источником углеводородов.

Васюганская формация подразделяется на две зоны:

Нижний Васюган (Ю2), состоящий из естественно однородного сланца, наложенного на глубоководное окружение со стоячей водой.

Верхний Васюган (Ю1) состоит из более гетерогенной последовательности переслаивающихся сланцев, алевролита, а в верхней части зоны – преимущественно песчаника.

Песчаники Верхнего Васюгана (Ю1) образуют главные продуктивные нефтеносные горизонты Томского региона.

В Верхнем Васюгане (Ю1) можно выделить ещё два раздела на базе различий в окружении. Нижняя зона отделена от верхней интервалом угольных пластов, перемежающихся сланцеватым песчаником и алевролитом. Это указывает на то, что во время угольного отложения существовала более континентальная обстановка (пойма, болото) в промежутке между относительно низким и высоким уровнем моря (регрессивная и трансгрессивная фаза).

Поэтому Верхний Васюган (Ю1) представляет собой сложную формацию с многочисленными литологическими характеристиками, относящимися к различным типам окружения от морской отмели до дельты и поймы (болота).

Ю1–0, Ю1–1 и Ю1–2 расположены поверх угольных пропластков. Принято считать, что они формировались в Верхний Юрский период в окружении морской отмели в процессе последовательных стадий Оксфордской трансгрессии.

Баженовская свита					Глубоководное окружение, стоячая вода
Вас юган	В е р х н и й	1	1 ⁰ 1 ¹ 1 ² 1 ³		Отмель, трансгрессивная фаза Прибрежная зона Береговой бар Отмель, регрессивная фаза
	Н и ж н и й	Ю2			Морское окружение, стоячая вода

2.1.2 Тектоника.

В тектоническом плане Л месторождение приурочено к одноимённой локальной структуре, расположенной в северной части Черемшанского

куполовидного поднятия в зоне сочленения Колтогорского мегапрогиба, Каймысовского свода и Средне-васюганского мегавала.

Согласно схематической тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты и её обрамления район месторождения расположен в зоне сопряжения Айгольского синклинория, Нижневартовского антиклинория и Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

Структурный план Л поднятия по поверхности доюрских образований является сложным и контрастным. Поднятие по отражающему горизонту Ф2 в плане представляет собой антиклинальную складку изометричной формы, осложнённую тремя куполами, располагающимися по оси северо-восточного направления.

Структурный план по отражающему горизонту 1а подобен плану по горизонту Ф2. Оконтуривается поднятие изогипсой 2920 м, имеет размеры 17х11 км. Амплитуду установить не удалось, так как на своде отражённая волна 1а отсутствует.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания, оконтуривающуюся сейсмоизогипсой 2640 м. Амплитуда поднятия 155 м, размеры 18х12 км.

По отражающему горизонту III (низы покурской свиты) поднятие имеет форму, слегка вытянутую в северо-восточном направлении, оконтуривается сейсмоизогипсой 1600 м. Амплитуда его 35 м, размеры 10х5 км.

По горизонту IV6 (верхний мел) поднятие 10-метровой амплитуды небольшой площади и всё же находит отображение в структурном плане.

По вышележащим горизонтам Ломовая структура выполаживается.

2.2 Нефтеносность

Л нефтяное месторождение расположено в Колтогорском нефтегазоносном районе. Колтогорский нефтегазоносный район находится в

северо-западной части Томской области; в тектоническом плане приурочен к Колтогорскому мегапрогибу.

На Л месторождении нефтеносны пласты Ю1-0, Ю1-1, Ю1-2, Ю1 -3, Ю1 -4 горизонта Ю1. Все залежи являются пластовыми, сводовыми литологически экранированными. Основные запасы нефти содержатся в пластах Ю1-1 и Ю1-2.

Пласт Ю1-0 как коллектор имеет нефтенасыщенную толщину, равную 1,2 м. Он представлен мелкозернистым глинистым песчаником и имеет мощность около 2м.

Пласт Ю1-1 присутствует на месторождении в виде пласта переменной толщины, от 2 до 10 м, представлен чистым песчаником, глинистым песчаником, неоднородной смесью песчаных сланцев, в глубокой части — песчаником с высоким содержанием глин. В некоторых скважинах происходит замещение коллектора алевролитовыми разностями.

Максимальные нефтенасыщенные толщины пласта Ю1-1 отмечаются в северной и юго-западной частях месторождения, где они достигают 5,4 - 6,8 м. В центральной и восточной частях нефтенасыщенная толщина пластов, в среднем, составляет 2 м.

Пласт Ю1-2 как коллектор имеет максимальные нефтенасыщенные толщины (6-10 м),они прослеживаются в центральной части залежи, в западной и восточной частях они уменьшаются до 1 - 2 м. Мощность пласта изменяется в пределах от 4 до 11 м и состоит в основном из мелко- и крупнозернистого чистого однородного песчаника.

Пласт Ю1-3 имеет Его максимальная нефтеносная толщина равна 3,3 м, при общей толщине около 1 - 4 м.

У пласта Ю1-4 эффективные толщины изменяются от 0 до 13,4 м. Максимальное значение нефтенасыщенной толщины равно 10,6 м. Этот интервал включает пропластки песчаника, алевролита и сланца с увеличением %-ного содержания сланцев сверху вниз. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 6 м, распространена довольно равномерно по площади. Уменьшение

эффективной толщины до 2 м наблюдается в западной, южной и восточной периферийных частях структуры. Содержание воды незначительное.

Пласт Ю1–0 как коллектор прослеживается в северной части месторождения в районе скважин 203, 377, 378, 632 и 633. При раздельном опробовании его в скважине 377 получен незначительный приток нефти. В скв. 203 пласт Ю1–0 имеет нефтенасыщенную толщину, равную 1,2 м, при совместном опробовании его с пластом Ю1–1 получен приток нефти дебитом 58,5 м³/сут. и 5,7 тыс. м³/сут. на 8 мм штуцере. В скважинах 204, 205 и 206 в интервалах пласта отмечены нефтепроявления в керне, однако по геофизическим и лабораторным данным коллектор не выделяется.

Залежь нефти пласта Ю1–0 имеет ограниченные размеры, является пластовой, литологически экранированной.

Основные запасы нефти содержатся в пластах Ю1–1 и Ю1–2.

Пласт Ю1–1 развит в пределах всего месторождения, за исключением скважин 206, 208, пробуренных в западной части залежи и скв. 202 в юго-восточной его части, где пласт выклинивается. В районе скв. 302, 348, 364, 373 и 607 происходит замещение коллектора алевролитовыми разностями.

Максимальные нефтенасыщенные толщины пласта Ю1–1 отмечаются в северной и юго-западной частях месторождения (скв. 327, 336, 337, 606), где они достигают 5,4 – 6,8 м. В центральной и восточной частях нефтенасыщенная толщина пластов, в среднем, составляет 2 м.

Раздельно пласт Ю1–1 опробован в северной, южной, юго-восточной частях месторождения. При опробовании разведочных скважин, расположенных, в основном, в периферийных частях месторождения максимальный дебит нефти составил 7,6 м³/сут. на 3 мм штуцере. При освоении 20 эксплуатационных скважин по пласту Ю1–1 дебиты изменялись от 0,4 т/сут. на 4 мм штуцере до 38,4 т/сут. на 6 мм штуцере, причём наибольшая продуктивность скважин отмечается в юго-западной части месторождения. Содержание в продукции скважины пластовой воды незначительное.

Начальное пластовое давление равно 27,2 МПа.

Водонефтяной контакт вскрыт в северной части месторождения в скважине 337 на а.о. -2631 м. В остальных частях месторождения условный уровень раздела нефть – вода контролируется подошвой нефтенасыщенной части пласта и кровлей его водоносной части и является наклонным.

На востоке в районе скв. 204 контур нефтеносности проводится на а.о. -2634 м. (подошва нефтенасыщенной части в скв. 204), на юго-востоке на а.о. -2536 м (подошва пласта в скв. 648) и далее на юге и юго-западе на а.о. – 2576 м (подошва пласта в скв. 616). В районе скв. 210 отмечается локальный подъём контура нефтеносности.

Залежь нефти пласта Ю1–1 пластовая, сводовая, литологически экранированная, её высота 200 м.

Пласт Ю1–2 как коллектор распространён повсеместно за исключением скв. 208. Максимальные нефтенасыщенные толщины (6 – 10 м) прослеживаются в центральной части залежи, в западной и восточной частях они уменьшаются до 1 – 2 м.

При опробовании разведочных скважин из пласта Ю1–2 получены притоки нефти дебитами 8,8 м³/сут. на 3 мм штуцере (скважина 205) до 22 м³/сут. на 4 мм штуцере (скважина 203). В скважинах 207 и 210 получены притоки пластовой воды.

В эксплуатационных скважинах выполнен большой объём отдельного исследования пласта Ю1–2 практически по всей площади месторождения. Дебиты нефти изменялись от 3,4 т/сут. на 4 мм штуцере до 84,7 т/сут. на 8 мм штуцере. Наиболее продуктивные скважины пробурены в центральной части месторождения. Содержание воды, в основном, не превышает 3%.

Начальное пластовое давление 27,2 – 27,8 МПа.

ВНК вскрыт в южной части месторождения в скв. 357 на а.о. -2568 м, в скв. 1002 на а.о. -2550 м.

В северо-западной части месторождения контур нефтеносности проводится на а.о. -2610 м (подошва пласта в скв. 610), затем понижается в

северной части до а.о. -2637 м, что контролируется скважинами 204, 1004, 351 и 377. В районе скв. 628 отмечается подъём контура нефтеносности до а.о. -2581 м (подошва пласта в скв. 628). Далее его положение определяется абсолютной отметкой подошвы чисто нефтяной зоны в скв. 357 и 1002. В южной части он проходит на а.о. -2578 м (подошва пласта в скв. 209). Залежь нефти пласта Ю1–2 пластовая, сводовая, литологически экранированная, её высота 170 м.

Пласт Ю1–3 имеет ограниченное распространение. Как коллектор вскрыт, в основном, в западной части структуры. Его максимальная нефтеносная толщина равна 3,3 м (скв. 316).

При опробовании его в разведочных скважинах 201 и 208 получены притоки нефти дебитами, соответственно, 19,6 м³/сут. на 6 мм штуцере и 3,2 м³/сут. на 4 мм штуцере. В скважине 203 пласт Ю1–3 нефтеносный по геофизическим данным. В эксплуатационных скважинах пласт опробован в незначительном объёме совместно с другими пластами в центральной, юго-западной частях месторождения.

Начальное пластовое давление равно 27,4 МПа.

ВНК в пласте Ю1–3 не вскрыт. Условный контур подсчёта принимается в районе скважины 316 на а.о. -2574 м (подошва пласта), в районе скважин 203 и 634 на а.о. -2630 м (подошва пласта в скв. 203), в районе скв. 359 на а.о. -2537 м (подошва пласта), в юго-западной части месторождения на а.о. -2574 м (подошва пласта в скв. 304). В районе скв. 208 выделяется участок с контуром нефтеносности -2580 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Пласт Ю1–4 вскрыт на всей площади месторождения, за исключением района шести скважин, пробуренных в центральной части структуры. Эффективные толщины изменяются от 0 до 13,4 м (скв. 610). Максимальное значение нефтенасыщенной толщины равно 10,6 м (скв. 398). Средняя нефтенасыщенная толщина равна 6 м, распространена довольно равномерно

по площади. Уменьшение эффективной толщины до 2 м наблюдается в западной, южной и восточной периферийных частях структуры.

Раздельно опробован в центральной и северо-восточной частях в скв. 340, 375 и 380, получены притоки нефти дебитами 5,3 м³/сут. на 4 мм штуцере, 15,3 м³/сут. на 4 мм штуцере. Содержание воды незначительное. В скв. 208 при опробовании его совместно с пластом Ю1–3, имеющим незначительную толщину, получен приток нефти дебитом 38 м³/сут. на 5 мм штуцере.

Контур нефтеносности пласта принимается в западной части по подошве пласта в скв. 322 на а.о. -2586 м, на севере по подошве пласта скв. 375 на а.о. – 2593 м. В восточной части он повышается до а.о. -2543 м (подошва пласта в скв. 407), в южной части проводится на а.о. -2565 м (подошва пласта в скв. 331), затем понижается до а.о. -2580 м (подошва пласта в скв. 304). В районе скв. 208 выделяется обособленная залежь нефти с контуром нефтеносности на а.о. -2560 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая.

По результатам опробования и интерпретации геофизических данных других нефтесодержащих объектов в разрезе месторождения не выявлено.

2.3. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов.

Л месторождение Васюганского нефтедобывающего района в тектоническом отношении расположено в пределах Каймысовского свода и Колтогорского мегапрогиба на осложняющих их структурах более низкого порядка. В геологическом отношении район характеризуется двухярусным строением: нижний ярус представлен образованиями палеозойского фундамента плиты, верхний — осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, что подтверждается результатами сейсморазведочных работ и данными глубокого бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Осадочный комплекс включает отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Суммарная толщина осадочных пород составляет 2500 - 3200 метров. Нефтяные залежи на всех месторождениях района связаны с отложениями верхней части васюганской свиты верхней юры. В её пределах выделяется горизонт Ю1, характеризующийся следующими литолого-фациальными комплексами снизу вверх: регрессивным прибрежно-морским (подугольная толща, пласты Ю1-2, Ю1-1, Ю1-0). Таким образом, терригенные отложения горизонта Ю1 характеризуются обширным спектром фациальных обстановок прибрежной части моря.

Условия осадконакопления обусловили особенности строения пластов песчаников, которые, как правило, представлены средне- и мелкозернистыми разностями, средне-сортированными и имеют мелко- и косоволнистую текстуру. При смене фациальной обстановки песчаники замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Это уже глинистые осадки фации лагун и заливов, чем обусловлено наличие зон литологического замещения пород-коллекторов.

В условиях трансгрессии, в зоне морских течений сформировались хорошо выдержанные по площади песчаники (пласты Ю1-2, Ю1-1), у которых отсутствует слоистость, они однородны, хорошо и среднесортированы. В пределах горизонта Ю1 наблюдаются небольшие толщины песчаных пластов и частая смена литогенетических типов пород на сравнительно небольших расстояниях.

2.4 Геологическое строение резервуаров и условия залегания нефти.

Максимальные общие толщины горизонта на Л месторождении

достигают 40 - 45 м, в горизонте Ю1 выделяется 4 продуктивных пласта.

Тип залежи на месторождении пластовый сводовый, часто литологически ограниченный. Средняя глубина залегания горизонта 2440 - 3050 м. Границы залежей (поверхности водонефтяных контактов и линии замещения коллекторов) во многих случаях установлены по косвенным данным. В пределах месторождений абсолютные отметки ВНК на разных участках различаются на 10 - 20 и более метров. Выраженной закономерности в различных отметках водонефтяного контакта не наблюдается.

По данным геофизических исследований скважин все пласты горизонта Ю1 имеют сложное строение и включают от 1-2 до 4-8 проницаемых прослоев различной толщины, разделённых глинистыми разностями пород или сливающихся в единую проницаемую пачку толщиной 6-12 метров. Значительные изменения толщин песчаных пластов, а также наличие линз и прослоев песчаников в глинистых перемиках создают определённые трудности при корреляции, но, в целом, пласты и пропластки на месторождениях коррелируются достаточно уверенно.

Интегральные кривые распределения объёма продуктивной части горизонта Ю1 по пропласткам различной толщины показывают, что значительная доля объёма коллектора, а следовательно и запасов нефти, содержится в пропластках малой толщины (1-2 м).

Можно полагать, что чем больший объём запасов нефти содержится в пропластках малой толщины, тем сложнее достижение высоких показателей разработки месторождения и тем более низкая нефтеотдача будет достигнута в результате разработки. Чем большая доля запасов нефти заключена в пропластках малой толщины, тем выше степень прерывистости коллектора, так как вероятность выклинивания или замещения пропластка малой толщины выше. Часто удаётся установить статистическую связь между толщиной пропластка и площадью его распространения в пласте. Подобные пласты ведут себя при разработке как объекты с низкой гидропроводностью.

По ним наблюдаются невысокие темпы отбора нефти, слабая реакция на процесс заводнения, низкий охват заводнением и невысокая нефтеотдача.

С точки зрения разработки месторождений горизонт Ю1 представляет собой сложнопостроенную гидродинамическую систему, в пространстве которой наблюдается геометрически незакономерное чередование коллекторов и пропластков, лишённых коллекторских свойств. В то же время пространственное расположение песчаных и глинистых прослоев подчинено изменениям фациальной обстановки.

В этих условиях важнейшее значение для адекватной оценки показателей разработки месторождений и коэффициентов извлечения нефти имеет учёт прерывистости продуктивных пластов.

2.5 Характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Коллектора горизонта Ю1 представлены песчаниками светло-серого, серого и зеленовато- и буровато-серого цвета, от мелкозернистых до крупнозернистых, реже гравелитовых, с различным содержанием алевритовой примеси. Структура псаммитовая и алевропсаммитовая. Сортировка обломочного материала различная, но в основном близка к хорошей. Текстуры песчаников однородные, беспорядочные и слоистые.

Слоистость косая, линзовидная, пологоволнистая, тонкогоризонтальная. Обусловлена слоистость сменой гранулометрического состава пород.

Наибольшее распространения получили полевошпатово-кварцевые, мелко- и среднезернистые песчаники. Для пластов большой толщины характерна однородная текстура, для пластов малой толщины — слоистая текстура. Тип цементации в песчаниках — поровый, плёночный, редко базальный. В составе цемента преобладает каолинит, в меньших количествах встречается гидрослюда, кальцит и хлорит, часто отмечается наличие вторичного цемента. Главными породообразующими минералами являются

кварц и полевые шпаты. Существенной особенностью полевошпатовых песчаников является повышенное содержание пелитового материала, что влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства этих пород и увеличивает содержание связанной воды (до 20-30%) из-за присутствия как глинистого цемента, так и наличия пелитизированных зёрен полевых шпатов.

По изучаемым месторождениям прослеживается закономерное улучшение коллекторских свойств снизу вверх как от пласта к пласту, так и внутри резервуаров. Также наблюдается значительная вариация характеристик коллекторов как по площади, так и по разрезу. Пористость в пределах резервуаров меняется от 11 до 20%, проницаемость — от 0,001 до 0,48 мкм², нефтенасыщенность — от 0,31 до 0,82. Средние значения по пластам составляют соответственно: пористость 15,4 - 18,2%, проницаемость 0,008 - 0,037 мкм², нефтенасыщенность 0,58 - 0,73. Основная особенность фильтрационной характеристики коллекторов выражается в значительном снижении продуктивности скважин после их обводнения на 20 - 30%.

2.6 Свойства и состав пластовых жидкостей и газов

Нефть Л месторождения залегает в жёстких термобарических условиях. Вероятно из-за этого, она является самой лёгкой и газонасыщенной. В ней содержится меньше серы, смол и асфальтенов, а выход светлых фракций самый большой. Плотность и вязкость пластовой нефти ниже, чем на других месторождениях. Характерной особенностью является разная газонасыщенность нефти в сводовой и краевых частях залежи. От периферии к своду газосодержание возрастает в несколько раз. Параллельно уменьшается плотность пластовой и сепарированной нефти, а также плотность газа. Выше абсолютной отметки 2500 м пластовая система близка к состоянию предельного насыщения.

Физико-химические свойства нефти и растворённого газа изучались в процессе разведки и эксплуатации месторождения. Объём поверхностных и глубинных проб значительно увеличился за период эксплуатации

месторождения. Дополнительно исследованы поверхностные пробы по 32 скважинам, пробы пластовой воды по 11 скважинам, расположенным в различных частях месторождения. Поверхностные пробы отбирались на устье скважин после трапа, глубинные при помощи глубинных пробоотборников. Исследования пластовых нефтей проводились при однократном и ступенчатом разгазировании по термобарическим ступеням. Условия сепарации соответствовали ступеням сепарации на промысле.

Свойства пластовой и поверхностной нефти приведены в таблице 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 - Свойства пластовой нефти

Пластовая температура, °С	103
Давление насыщения, МПа	15,0
Газосодержащие, м ³ /т:	
однократное	230,0
ступенчатое	224,0
Объёмный коэффициент (дифференциальное разгазирование), м ³ /м ³	1,6
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	646
Вязкость пластовой нефти, мПа • с	0,38

Таблица 2 – Свойства поверхностных проб нефти

Плотность, кг/м ³	819
Т застывания, °С	—

Содержание, % серы, смол, асфальтенов, парафинов	0,3 5,5 0,6 1,5
Вязкость, мПа • с при 20°С 50°С	2,8 1,6
Выход фракций, % объёмн. 150°С 200°С 300°С	27,6 41,0 65,4

Газ жирный, с малым количеством углекислого газа, азота, гелия и других инертных газов, подробно в таблице 3.

Таблица 3 - Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)

Углекислый газ	1,99
Азот + редкие, в т.ч. гелий	1,3
Метан	62,04
Этан	12,37
Пропан	13,99
Изо-бутан	1,74
Норм-бутан	3,99
Изо-пентан	0,88
Норм-пентан	0,98
Остаток (C ₆ + выше)	0,72
Молекулярная масса	26,38
Плотность, кг/м ³	1,097

Пластовые и закачиваемые сеноманские воды имеют невысокую общую минерализацию и невысокую плотность (таблица 4). Вязкость воды в лабораторных условиях не определялась. Согласно зависимости, полученной СибНИИНП, вязкость закачиваемой воды в пластовых условиях составляет

0,35-0,40мПа-с.

Таблица 4 - Характеристика пластовой и закачиваемой воды

Пластовая вода	
плотность, кг/м ³	1027,0
общая минерализация, г/л	40,1
Сеноманская	
плотность, кг/м ³	1013
общая минерализация, г/л	20,8

2.7. Запасы нефти.

На Ловомом месторождении оценка запасов проведена дважды: по завершению геологоразведочных работ и после разбуривания проектной сеткой эксплуатационных скважин (табл. 5).

Таблица 5 - Характеристика запасов нефти

Первоначальная оценка 1984 г.	
В + С1	15395 тыс.т
С2	2472 тыс.т
Уточнённая оценка 1993 г.	
В + С1	25786 тыс.т
С2	1196 тыс.т

3. Технологическая часть

3.1. Сущность и цели проведения гидроразрыва пласта в скважинах

3.1.1 Сущность метода

Гидравлический разрыв пласта (далее ГРП) является одним из наиболее сложных видов работ в нефтегазовой отрасли. Гидравлический разрыв пласта впервые был применен в 1948 г в США. В СССР промышленное внедрение гидроразрыва пласта начато в 1954 г. В настоящее время эта технология считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых, слабодренлируемых пластов нефтяных месторождений. Во многих регионах это единственная технология, позволяющая существенно увеличить добычу и сделать скважины рентабельными.

Сущность метода заключается в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путем создания повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину [1]. Для предохранения от смыкания трещин после снятия давления в пласт вместе с жидкостью закачивают кварцевый песок или пропант. Как показывают исследования, в процессе гидравлического разрыва возникают трещины шириной 1 - 2 мм самого непредсказуемого направления. Радиус их может достигать нескольких десятков метров. Заполненные крупнозернистым песком или пропантом трещины обладают значительной проницаемостью, в результате чего после гидроразрыва производительность скважины увеличивается в несколько раз. В некоторых случаях дебиты скважин после ГРП увеличиваются в десятки раз. Это свидетельствует о том, что образовавшиеся трещины соединились с другими ранее существовавшими трещинами и приток к скважине происходит из отдельных высокопродуктивных зон.

Гидроразрыв пластов состоит из следующих последовательно проводимых операций:

1. П.М. Усачев, «Гидравлический разрыв пласта», Москва, «Недра», 1986г, 165с.

- закачки в пласт жидкости разрыва для образования трещин в пласте;

- закачки жидкости-песконосителя с песком, предназначенным для заполнения трещин;

- закачки продавочной жидкости для продавливания песка в трещины.

Механизм гидравлического разрыва пласта, то есть механизм образования в нем трещин, может быть представлен следующим образом. Все породы, слагающие тот или иной пласт, имеют естественные микротрещины, которые находятся в сжатом состоянии под влиянием веса вышележающих толщ пород или, как это принято называть, горного давления. Проницаемость таких трещин небольшая. Все породы обладают некоторой прочностью, поэтому для образования в пласте новых трещин и расширения существующих необходимо снять в породах пласта напряжение, создаваемое горным давлением, и преодолеть прочность пород на разрыв.

Требования, предъявляемые к наполнителю, следующие:

- песок должен иметь достаточную механическую прочность, чтобы не разрушаться в трещинах под действием веса породы;

- должна быть способность сохранять высокую проницаемость.

Этим требованиям удовлетворяет хорошо окатанный однородный кварцевый песок.

Применяется песок следующих фракций: 0,25 - 0,4 мм; 0,4 - 0,63 мм; 0,63 - 0,79 мм; 0,79 - 1,0 мм; 1,0 - 1,6 мм. Наиболее приемлемой фракцией для гидроразрыва пласта являются пески с размером зерен от 0,5 до 1,0 мм. Для закрепления песка в трещинах рекомендуется в последних его порциях закачивать песок угловатой формы, так как он не вымывается из трещин в процессе эксплуатации после гидроразрыва. Последние 50 - 100 кг песка желательно покрывать пленкой радиоактивных веществ, например, радиоактивного железа, чтобы можно было легко обнаружить его с помощью радиоактивного каротажа.

Степень эффективности гидравлического разрыва пласта

определяется диаметром и протяженностью созданных трещин и, следовательно, повышенной проницаемостью. Чем больше диаметр и протяженность трещин, тем выше эффективность обработки. Создание трещин большой протяженности достигается закачкой больших количеств песка. Практически в скважину закачивают от 4 до 20 т песка.

Концентрация песка в жидкости-песконосителе зависит от фильтруемости и удерживающей способности жидкости и колеблется от 100 до 600 кг на 1 м³ жидкости.

Гидравлический разрыв проводится при давлениях, достигающих до 100 МПа, с большим расходом жидкости и при использовании сложной и многообразной техники.

3.1.2. Цель проведения ГРП в скважинах

Цели ГРП для пластов с низкой проницаемостью:

- увеличить добычу или приемистость созданием каналов с высокой продуктивностью;
- улучшить сообщаемость флюидов между скважиной и пластом.

Цели ГРП для пластов с высокой проницаемостью:

- Изменение радиального характера притока жидкости из пласта к забою скважины на линейный или билинейный. В случае радиального движения жидкости к забою скважины скорости фильтрации вблизи забоев скважин выше, чем в пласте. Соответственно, возникает значительный перепад давлений между различными участками пласта, скорость движения флюида вблизи забоя скважины сильно возрастает и существует проблема разрушения породы пласта и засорение механическими примесями призабойной зоны скважины.

- Решение проблемы снижения проницаемости призабойной зоны скважины, возникшего в результате воздействия физических или химических факторов (солеотложения, засорение пор призабойной зоны пласта

мехпримесями из раствора глушения, проникновение бурового раствора в пласт).

- Улучшение сообщаемости ствола скважины с призабойной зоной.
- Минимизация напряжений в пласте.
- Снижение скоростей, минимизация миграции тонкодисперсных фракций.

3.2. Анализ фонда эксплуатационных скважин и подготовительные работы для проведения ГРП

3.2.1. Факторы, влияющие на выбор объектов для проведения ГРП

Осуществление ГРП рекомендуется в следующих скважинах:

- давших при опробовании слабый приток;
- с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
- с загрязненной призабойной зоной;
- с заниженной продуктивностью;
- с высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими);
- нагнетательных с низкой приемистостью;
- нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах, технически неисправных и расположенных близко от контура водоносности или от газовой шапки. Очевидно, что эффективность ГРП зависит от размеров трещины.

Кроме того, следует уделить большое внимание таким параметрам, как:

а) Предел проницаемости.

По Л месторождению предел проницаемости принят равным 1 мД. При значении проницаемости ниже предельно допустимого будет невозможен приток жидкости в скважину. В целом на месторождении интервал проницаемости меняется от 8-16 мД.

б) Нефтенасыщенность.

По России месторождение считается рентабельным при нефтенасыщенности не менее 50%. На Л месторождении коэффициент нефтенасыщенности для всех продуктивных пластов (Ю1-1, Ю1-2, Ю1-3 и Ю1-4) варьируется в пределах 0,58 — 0,73 [2]. Данные коэффициенты нефтенасыщенности позволяют сделать вывод, что весь пробуренный фонд

скважин годен для проведения ГРП.

в) Длительность работы скважины с момента ввода ее в эксплуатацию.

Чем больше скважина работала с момента ввода ее в эксплуатацию, тем лучше ее начальные фильтрационно-ёмкостные свойства, то есть с течением времени происходил меньший вынос флюидом механических примесей в призабойную зону. Скважины с малым промежутком времени работы в кандидаты под ГРП не подходят, так как эффект от гидроразрыва в таких скважинах будет действовать короткое время.

г) Техническое состояние скважины (целостность эксплуатационной колонны, качественный цементаж заколонного пространства).

д) Максимальная вскрытость пласта перфорацией.

С этой целью во всех скважинах осуществлялась перфорация зарядами типа ПКС 105 с плотностью до 28 отверстий на погонный метр.

е) Гидродинамическое совершенство скважины (вскрытие пласта бурением и перфорацией на полную мощность продуктивного пласта, отсутствие дополнительных сопротивлений притоку жидкости в скважину, а проницаемости призабойной и удалённой зон пласта имеют одинаковые значения).

3.2.2. Анализ фонда эксплуатационных скважин с целью возможности проведения в них ГРП

На сегодняшний день значительная часть фонда эксплуатационных скважин простаивает или находится в консервации по ряду технических, геологических и экономических причин. Техническими являются разрыв, смятие обсадной колонны, парафинизация стенок обсадной колонны. Геологические – это неустановленные причины обводненности, падения дебита, резкое прекращение фонтанирования, падение пластового давления.

Экономические причины - нецелесообразность вложения денежных средств на ликвидацию технических и геологических причин [3].

Анализ фонда эксплуатационных скважин показывает, что ряд простаивающих скважин, с учетом сегодняшнего времени, может повысить уровень добычи нефти за счет проведения в них ГРП. Во времена СССР нефтяная промышленность была ориентирована на наращивание темпов добычи. На начальной стадии разработки месторождений, когда еще была не развита инфраструктура, часть скважин, имеющая низкие дебиты, неудовлетворительное техническое состояние, экономически нерентабельна, была законсервирована и определена в простаивающий фонд.

Принимая во внимание все вышесказанное, можно сделать вывод, что для снижения темпов падения добычи не обязательно бурить новые скважины, а целесообразнее тщательным образом пересмотреть простаивающий фонд скважин. Вероятнее всего, малодебитные скважины, подвергшиеся консервации, будут рентабельны в настоящее время по следующим причинам:

- в настоящее время имеется обширная инфраструктура, поэтому капитальных вложений в обустройство этих скважин не потребуется, иными словами при минимальных затратах может быть получен максимальный эффект;

- возможно, продукция этих скважин малообводнена и затраты по подъему, транспортировке, переработке, а также износу подземного оборудования будут несоизмеримо меньше с затратами по скважинам, эксплуатируемым в настоящее время.

3.3. Подготовительные работы при ГРП

Гидроразрыву пласта предшествует большой объем подготовительных работ, связанных с изучением геолого-промысловых материалов, исследованием скважины и обследованием ее технического состояния, а также по технико-технологическому обеспечению процесса.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и минигидроразрывов.

В первую очередь к скважине доставляется все необходимое для подготовительных работ:

- агрегат А-50 для ремонта скважин;
- стеллажи для труб;
- устьевое и внутрискважинное оборудование;
- инструмент;
- емкости для технологических жидкостей.

При необходимости перед началом работ по ГРП производится замена жидкости в скважине, на которой запланировано проведение ГРП, скважина глушится и отключается от действующих трубопроводов.

Бригада КРС с помощью агрегата для ремонта скважин извлекает из скважины глубинно-насосное оборудование, производит спуск насосно-компрессорных труб со скошенным концом (перо) и производит промывку скважины до забоя. Если предусмотрено проектом, специалисты производят дополнительное исследование.

4. Технология и техника проведения гидроразрыва пласта

4.1 Технология проведения ГРП

Гидроразрыв пласта всегда предпочтительно делать через обсадную колонну, если ее состояние, герметичность и прочность позволяют создать на забое скважины необходимые давления (давление разрыва пласта), так как потери давления на трение при закачке жидкостей через обсадную колонну малы по сравнению с потерями при закачке через НКТ, поэтому при данном давлении на устье скважины можно получить более высокое давление на забое.

Поскольку при ГРП в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, то предварительно в скважину спускают НКТ, способные выдержать это давление. Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и устройство, предупреждающее его смещение и называемое якорем [4].

По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва в таких объемах, чтобы получить на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается как резкое увеличение расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при том же давлении на устье скважины или как резкое уменьшение давления на устье при том же расходе.

После разрыва пласта в скважину закачивают жидкость-песконоситель при давлениях, удерживающих образовавшиеся в пласте трещины в раскрытом состоянии. Это более вязкая жидкость, смешанная с песком или другим наполнителем. В раскрытые трещины вводится песок на возможно

большую глубину для предотвращения смыкания трещин при последующем снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию. Жидкости-песконосители проталкивают в НКТ и в пласт продавочной жидкостью, в качестве которой используется любая маловязкая недефицитная жидкость.

Для определения места образовавшейся трещины используют активированный радиоактивными изотопами песок, который в небольшом объеме вводят в последние порции закачиваемого наполнителя. Сравнивая результаты гамма-каротажа, снятого до и после ГРП, определяют глубину с повышенной по сравнению с естественным фоном интенсивностью гамма-излучения. Для той же цели используют специальные шарики из синтетического материала диаметром 3 - 5 мм, активированные также радиоактивными изотопами. Перед завершением закачки наполнителя в него вводят через лубрикатор 7 - 10 штук таких шариков, местоположение которых определяют также с помощью гамма-каротажа.

4.2 Жидкости и наполнители, применяемые для ГРП

Жидкости, применяемые для ГРП, приготавливаются либо на нефтяной, либо на водной основе. Сначала использовались вязкие жидкости на нефтяной основе для уменьшения поглощения жидкости пластом и улучшения песконесущих свойств этих жидкостей. С развитием и усовершенствованием технических средств для ГРП, увеличением подачи насосных агрегатов удается обеспечить необходимые расходы и песконесущую способность при маловязких жидкостях на водной основе. Переход на жидкости на водной основе привел к тому, что гидростатические давления за счет увеличения плотности этих жидкостей возросли, а потери на трение в НКТ уменьшились. Это, в свою очередь, уменьшило необходимые для ГРП давления на устье.

По своему назначению жидкости разделяются на три категории:

- жидкость разрыва;
- жидкость-песконоситель;

- продавочная жидкость.

Основные требования к жидкостям разрыва и жидкостям-песконосителям:

- хорошие очищающие свойства для обеспечения максимальной проводимости трещины;
- слабая фильтруемость через поверхности образования трещин;
- высокая вязкость, которая обеспечит способность удерживать частицы наполнителя во взвешенном состоянии;
- низкое давление трения, что способствует высокой скорости закачки;
- доступность и невысокая стоимость;
- высокая плотность для снижения давления ГРП;
- способность к утилизации [5].

Жидкость разрыва должна хорошо проникать в пласт или в естественную трещину, но в то же время иметь высокую вязкость, так как в противном случае она будет рассеиваться в объеме пласта, не вызывая необходимого расклинивающего действия в образовавшейся трещине. В качестве жидкостей разрыва используют сырые дегазированные нефти с вязкостью до 0,3 Па/с; нефти, загущенные мазутными остатками; нефтекислотные эмульсии (гидрофобные); водонефтяные эмульсии (гидрофильные) и кислотно-керосиновые эмульсии.

Эмульсии приготавливаются путем механического перемешивания компонентов центробежными или шестеренчатыми насосами с введением необходимых химических реагентов. Как правило, жидкости на углеводородной основе применяют при ГРП в добывающих скважинах.

В нагнетательных скважинах в качестве жидкости разрыва используют чистую или загущенную воду. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда (ССБ), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза).

При использовании жидкости на водной основе необходимо учитывать ее взаимодействие с породой пласта, так как некоторые глинистые компоненты пластов чувствительны к воде и склонны к набуханию. В таких случаях в жидкости на водной основе вводят химические реагенты, стабилизирующие глины при смачивании. Обычно рецептура жидкостей составляется и исследуется в промысловых лабораториях и НИИ.

Жидкости-песконосители также изготавливают на нефтяной и водной основах. Для них важна пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость. Это достигается как увеличением вязкости, так и приданием жидкости структурных свойств. В качестве жидкостей - песконосителей используются те же жидкости, что и для разрыва пласта. Для оценки фильтруемости используется стандартный прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистых растворов.

При высокой фильтруемости перенос песка в трещине жидкостью ухудшается, так как довольно быстро скорость течения ее по трещине становится равной нулю, и развитие ГРП затухает в непосредственной близости от стенок скважины. Хорошей песконесущей способностью обладают эмульсии, особенно кислотно-керосиновые, обладающие высокой стойкостью, не разрушающиеся в жаркую погоду и выдерживающие длительную транспортировку с наполнителем. Известные трудности возникают при закачке песконосительной жидкости, так как из-за большой вязкости, наличия в ней наполнителя - песка и необходимости вести закачку на большой скорости возникают большие устьевые давления. Кроме того, насосные агрегаты, хотя и делаются в износостойком исполнении, при работе на высоких давлениях быстро изнашиваются. Для снижения потерь давления на трение на 12 - 15 % разработаны химические добавки к растворам на мыльной основе, которые хотя несколько увеличивают вязкость, но уменьшают трение при движении жидкости по НКТ. Другим типом таких добавок являются тяжелые высокомолекулярные углеводородные полимеры. Заметим, что недостаточная песконесущая способность жидкости может быть

всегда компенсирована увеличением ее расхода. В качестве жидкости-песконосителя как в нагнетательных, так иногда и в добывающих скважинах используется чистая вода. Дешевизна воды, повсеместное ее наличие, присущие ей свойства хорошего растворителя при введении различных облагораживающих добавок привели к тому, что в настоящее время около 90% операций ГРП осуществляются с использованием жидкостей на водной основе.

Продавочные жидкости закачивают в скважину только для того, чтобы довести жидкость-песконоситель до забоя скважины. Таким образом, объем продавочной жидкости равен объему НКТ, через которые ведется закачка жидкости-песконосителя. К расчетному объему НКТ прибавляется объем затрубного пространства между башмаком НКТ и верхними дырами фильтра. В качестве продавочной жидкости используется практически любая недорогая жидкость, имеющаяся в достаточном количестве, и чаще всего обычная вода.

Наполнитель служит для заполнения образовавшихся трещин и предупреждения их смыкания при снятии давления. Известны факты эффективного ГРП без применения наполнителя. Однако в этих случаях эффект менее продолжителен. Наполнитель при заполнении трещины воспринимает нагрузку от горного давления после снижения давления жидкости. В результате он частично разрушается, а частично вдавливается в породу стенок трещин. Поэтому он должен обладать высокой прочностью на смятие. В идеале наполнитель должен иметь плотность, равную плотности жидкости-песконосителя. В этом случае перенос его по трещине и ее заполнение были бы наиболее успешными. Размеры зерен наполнителя должны обеспечить его проникновение в самые удаленные части трещины и высокую их проницаемость при последующей эксплуатации скважин. Для ГРП применяют песок размером от 0,5 до 1,2 мм. Обычно в первые порции жидкости-песконосителя замешивается более мелкая фракция (0,5 - 0,8 мм), а в последующую часть расчетного объема - более крупные фракции [6].

В качестве наполнителя наиболее часто используется чистый кварцевый песок. Однако песок имеет очень большую плотность (2650 кг/м^3), которая сильно отличается от плотности жидкости, что способствует его оседанию из потока жидкости и затрудняет заполнение трещин. Кроме того, его плотность на смятие в ряде случаев бывает недостаточной. В связи с этим в мировой практике в последнее время находят применение в качестве наполнителя стеклянные шарики, а также зерна агломерированного боксита соответствующего размера и молотая скорлупа грецкого ореха. Плотность стеклянных шариков примерно равна плотности кварца, то есть 2650 кг/м^3 , но они прочнее и меньше вдавливаются в породу. Плотность порошка агломерированного боксита 1400 кг/м^3 . Производятся промышленные испытания наполнителя из особо прочных искусственных синтетических полимерных веществ, имеющих плотность, близкую к плотности жидкости (1100 кг/м^3) песконосителя.

В настоящее время современная техника и применяемые жидкости позволяют осуществлять успешную закачку при средней концентрации песка порядка 200 кг/м^3 жидкости. Однако применяются как большие, так и меньшие концентрации. Количество закачиваемого песка, расходуемого на одну операцию ГРП, по данным фирмы Халибартон, к настоящему времени доведено в среднем до 22,5 т, а количество закачанной жидкости в среднем (жидкость разрыва + жидкость-песконоситель) до $151,4 \text{ м}^3$.

4.3. Техника для проведения гидроразрыва пласта

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП (рис. 1). Для того, чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, его эластичный элемент (обычно специальная резина) надо сжать за счет веса труб. Для сжатия пакера необходимо создать опору. Такой опорой могут быть те же НКТ, башмак которых ставится на забой, либо особый подвижный элемент самого

пакера с плашками, которые, освобождаясь при повороте НКТ, скользят по специальному конусу пакера, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. В связи с этим все пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры). Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 - 50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.

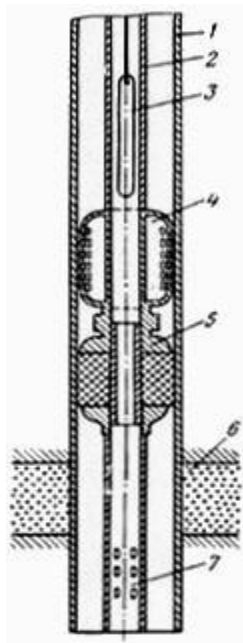


Рисунок 1 - Схема оборудования забоя скважины для ГРП: 1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры; 4 - якорь; 5 - пакер; 6 - продуктивный пласт; 7 - хвостовик для опоры на забой

При создании под пакером давления гидроразрыва на него действует очень большая страгивающая сила. Это страгивающее усилие может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес части НКТ ниже пакера будет частично уравновешивать страгивающую силу. Для разгрузки НКТ от продольных сжимающих усилий и удержания пакера на месте выше пакера устанавливают гидравлические якоря [7].

Якорь имеет в теле корпуса 8 - 16 плашек с насечками, которые могут перемещаться в горизонтальном направлении. Плашки удерживаются от

7. И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматулинов, В.Т. Полозков «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», Москва, «Недра», 1970 г, 445с.

выпадения пластинчатыми пружинками. При создании в якоре избыточного (по отношению к внешнему) давления плашки раздвигаются резиновым цилиндром, имеющимся в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Чем больше внутреннее (в НКТ) давление, тем сильнее плашки прижимаются к обсадной колонне, предотвращая смещение пакера. Якоря рассчитаны на те же условия работы, что и пакеры, то есть на перепады давлений 30 - 50 МПа. Максимальные страгивающие усилия, воспринимаемые якорем (в зависимости от типоразмера) достигают 1250 кН. Длина якорей около 2 м, масса 80 - 140 кг, проходной диаметр 36 - 72 мм (рис.2).

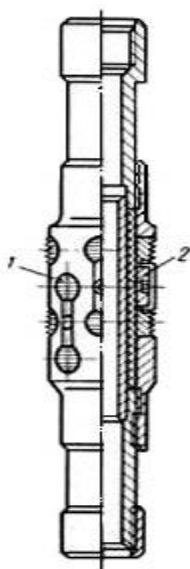


Рисунок 2 - Якорь плашечный гидравлический для ГРП: 1 - плашки с насечками; 2 - резиновый цилиндр

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты (рис. 3) в износостойком исполнении, смонтированные на шасси тяжелых трехосных грузовых машин КрАЗ-257 грузоподъемностью 10 - 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт. Двигатель установлен на платформе и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса.

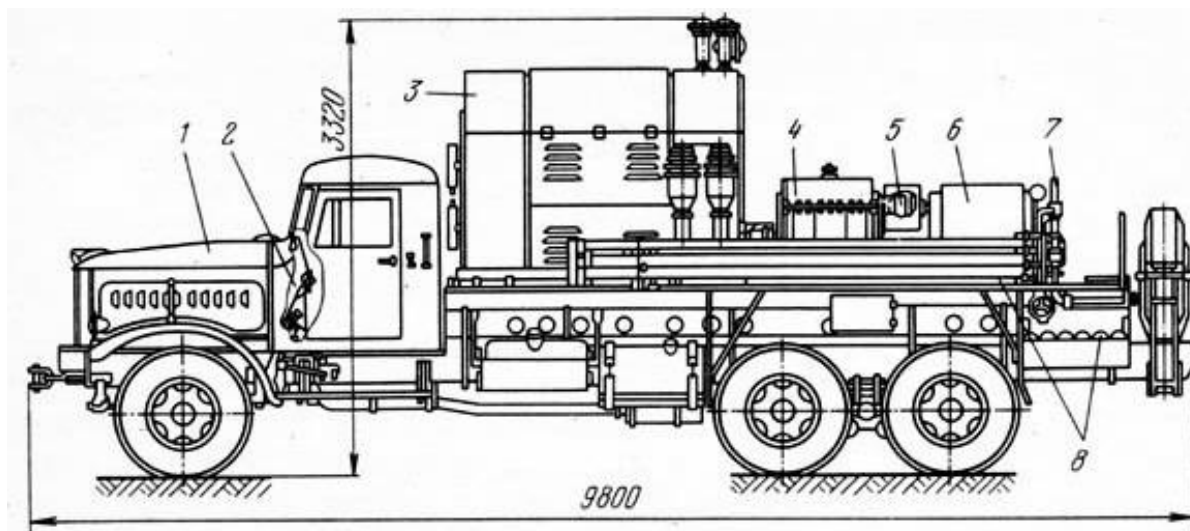


Рисунок 3 - Насосный агрегат для ГРП 4АН-700: 1 - автомобиль КраЗ-257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной маинфольд; 8 - соединительные трубы высокого давления

Для приготовления жидкости-песконосителя служат пескосмесительные агрегаты, иногда со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА (рис. 4) представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика КраЗ-257 бункер 5 с коническим дном [8]. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности. Скорость вращения шнека можно изменять как путем переключения скоростей коробки передачи, так и изменением числа оборотов двигателя автомобиля.

Общая емкость бункера - 10 т песка. Горизонтальные шнеки подают песок из одного или другого отсека к наклонному шнеку 4 для подачи песка в смесительную камеру 3, расположенную позади кабины автомашины. Одновременно по трубопроводам в смесительную камеру подается жидкость-песконоситель из автоцистерн. Смесительная камеры емкостью $0,5 \text{ м}^3$ имеет три четырехлопастные мешалки с приводом от бензинового двигателя 2 (ГАЗ-

8. Телишев А.А., Цебалдина И.В., Михайлова Н.Н., Мостовая Т.Ю. «Анализ применения ГРП на месторождениях» ОАО «СибНИИМП».

51 мощностью 50 кВт), установленного также позади кабины.

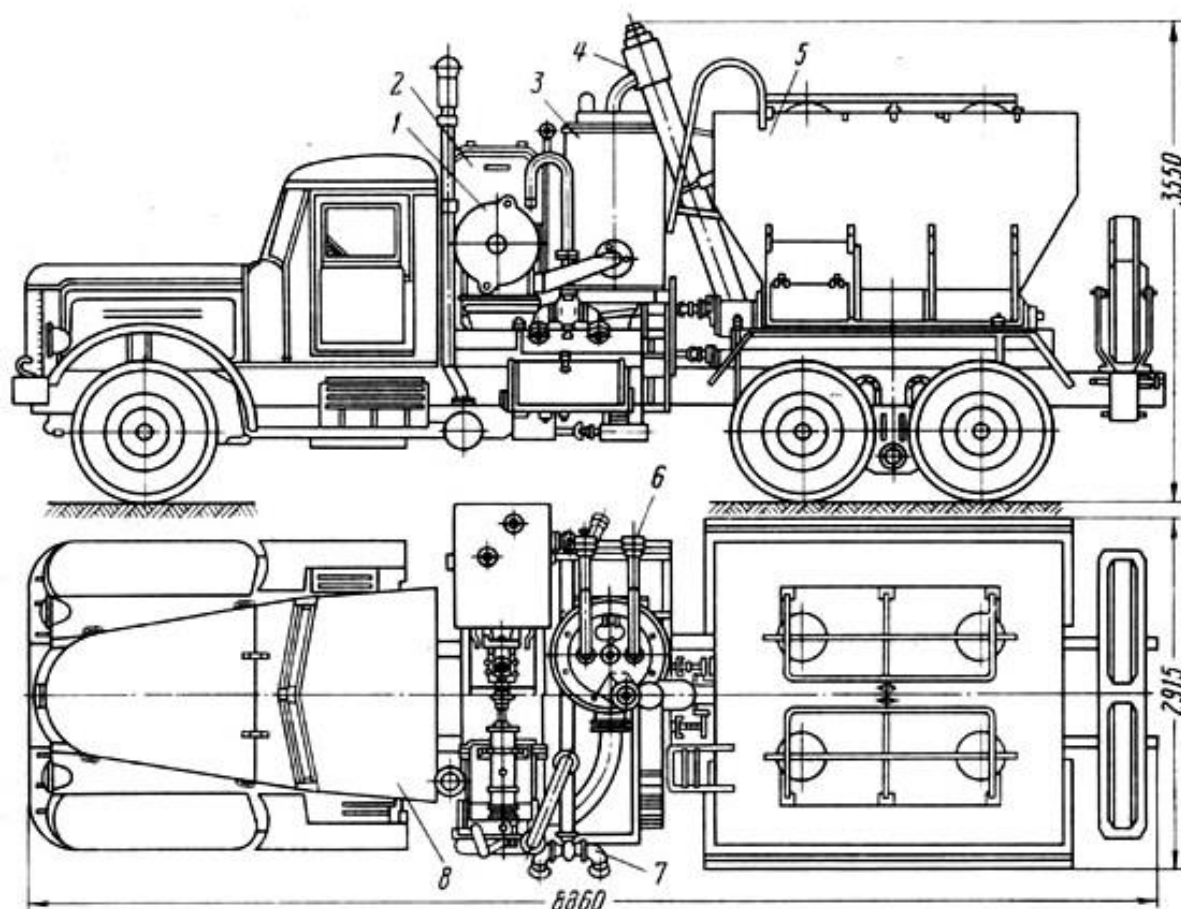


Рисунок 4 - Пескосмесительный агрегат ЗПА: 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 - смесительное устройство; 4 - наклонный шнек; 5 - бункер для песка; 6 - приемный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод; 8 - автомобиль КраЗ-257

Приготовленная песчано-жидкостная смесь центробежным песковым насосом 4ПС9 подается на прием главного насосного агрегата высокого давления. Песковой насос 4ПС9 развивает напор до 30м при 1460 об/мин и имеет подачу при этом напоре 16,6 л/с ($60 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Для перевозки жидкостей, необходимых для ГРП, применяют автоцистерны различных конструкций. Автоцистерна ЦР-20 смонтирована на автоприцепе 4МЗАП-552, транспортируемом седельным тягачом КраЗ-258.

На шасси прицепа кроме автоцистерны смонтированы вспомогательный двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие через коробку скоростей. Цистерна имеет

емкость 17 м³ поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости от передвижной паровой установки при работе в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В, снабженный воздушным компенсатором, имеет подачу 13 л/с и наибольшее давление 1,5 МПа при 140 ходах в минуту. Обвязка насоса позволяет переключать его на заполнение цистерны, отбор жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой емкости. Время заполнения цистерны 22 мин. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60 - 100 л/с (по воде), напор до 20 м предназначен для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Промышленностью выпускаются и другие автоцистерны, используемые для проведения ГРП, например, автоцистерна АЦ-10 (рис. 5).

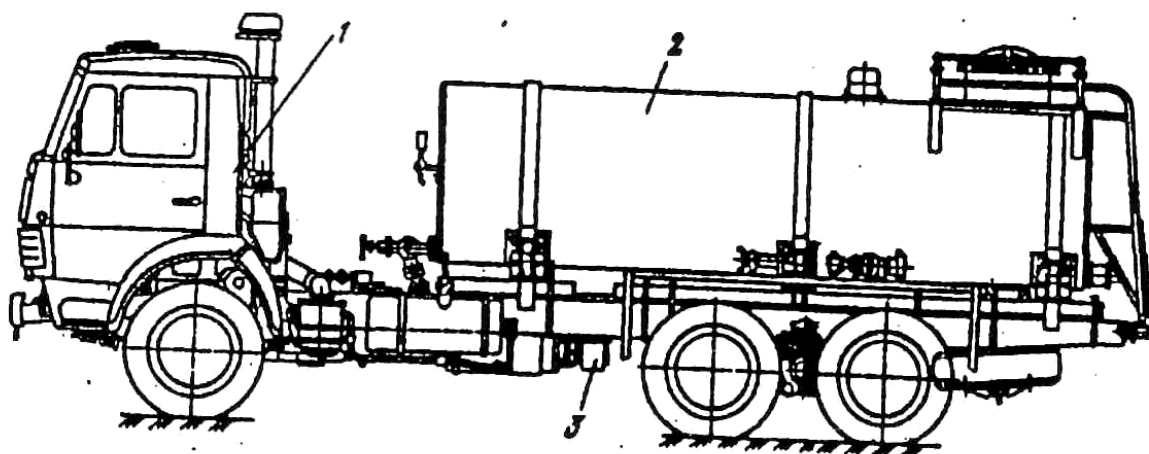


Рисунок 5 - Автоцистерна АЦ-10: 1 – автошасси КамАЗ – 53212; 2 – цистерна; 3 – насосный блок

Манифольдный блок предназначен для обвязки выходных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Манифольдный блок транспортируется на специально приспособленной платформе автомобиля ЗИЛ-131 или ЗИЛ-157К.

В комплект манифольдного блока входят:

а) Напорный коллектор из кованой стальной коробки с шестью отводами для присоединения шести насосных агрегатов, рассчитанный на давление 70

МПа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномером и расходомером, с дистанционной регистрацией показаний на станции контроля и управления процессом ГРП. На коллекторе также предусмотрено шесть пробковых кранов и шесть предохранительных клапанов. Напорный коллектор присоединяется к устью скважины с помощью двух линий высокого давления.

б) 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.

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

г) Крановая арматура, резиновые шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

д) Арматура устья скважины 2АУ-700 (рис. 6), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с масляным разделителем. Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 МПа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевой арматуры 2АУ-700 - 500 кг.

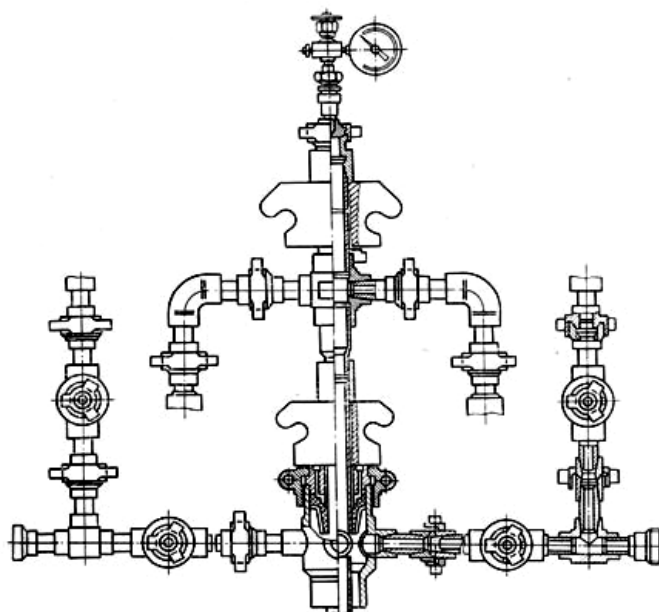


Рисунок 6 - Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

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

Станция принимает данные о темпе закачки жидкости, давлении в НКТ, давлении в затрубном пространстве, скорости оборотов шнеков, скорости подачи жидкости и другие. Сигналы от внешних устройств поступают на аналогово-цифровой преобразователь. Преобразованные сигналы поступают на 2 компьютера, где регистрируются в режиме реального времени. Контроль за производством ГРП в режиме реального времени производится при помощи программы, регистрирующей сигналы от любых вышеперечисленных внешних устройств, что позволяет оперативно вносить коррективы в процесс ГРП.

Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины (рис. 7), чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

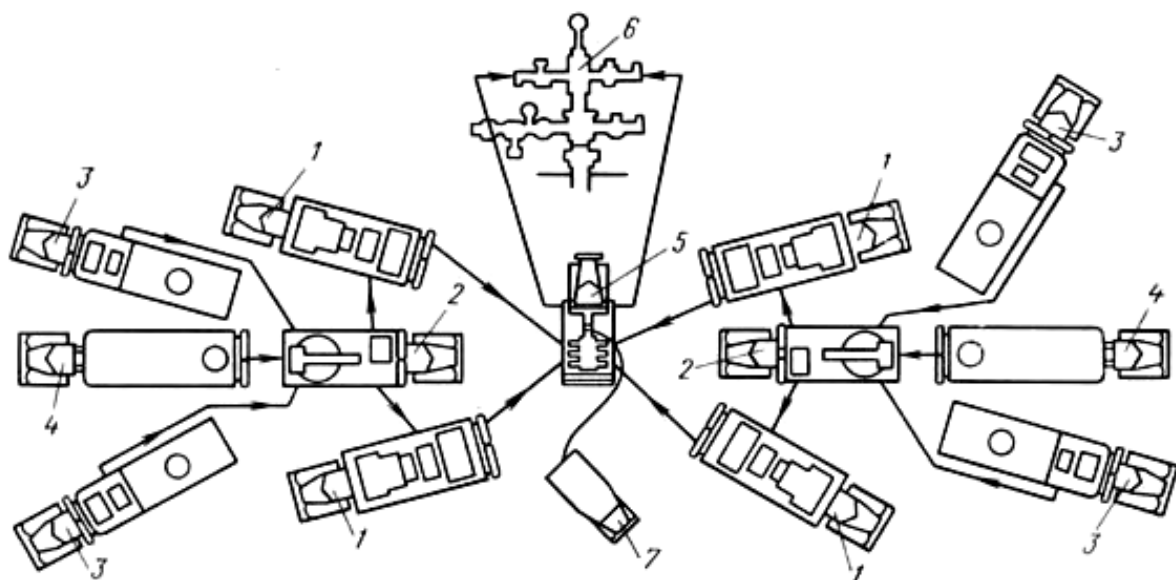


Рисунок 7 - Схема расположения оборудования при ГРП: 1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 - автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

5. Анализ проведенных работ по ГРП

Рассмотрим результаты операций по гидроразрыву пласта, выполненные в период 2014 - 2015 гг. Всего за рассматриваемый период времени гидроразрыв осуществлён на 38 скважинах. При проведении гидроразрывов применялась единая технология, разработанная «Канадиэн Фракмастер».

В качестве жидкостей глушения применялись солевые растворы на основе пресной, подтоварной и сеноманской воды. Необходимый удельный вес жидкости достигается добавками солей хлористого натрия и хлористого кальция. Для глушения технологических свойств в жидкость глушения могут добавляться химические реагенты, обладающие ингибирующими и поверхностно-активными свойствами.

В качестве жидкости гидроразрыва АО «Васюган Сервисиз» использует либо жидкости на основе загущенного дизельного топлива, либо на основе загущенной сырой нефти. Жидкость на основе дизельного топлива содержит меньшее количество механических примесей, имеет лучшие реологические показатели и характеризуется меньшими потерями давления при нагнетании. Однако эта жидкость является более дорогостоящей.

В качестве материала закрепления трещин используется керамический пропант, обладающий высокой прочностью. АО «Васюган Сервисиз» использует зернистый карболит. Он хорошо сочетается с загущенным дизтопливом и нефтью, обладает правильной сферичностью и обеспечивает высокую удельную проводимость трещин после ГРП.

Характеристики работ скважин до и после ГРП приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные параметры гидроразрывов скважин Л месторождения

№ №	№ СКВ.	Дата ГРП	Толщина пласта, общ./эф., м	Тип жидкости разрыва	Объем жидкости разрыва, м ³	Масса пропанта , т	Удельный расход	
							Жидкости разрыва, м ³ /м	Пропанта т/м
1	356	11.05.93	30.6/11.2	Н	101.0	4.7	9.0	0.42
2	612	03.05.93	40.4/19.3	Н	102.0	6.5	5.3	0.34
3	327	14.06.93	40.8/16.2	ДТ	74.0	6.2	4.6	0.38
4	322	17.06.93	32.0/11.2	ДТ	76.0	6.9	6.8	0.38
5	303	19.06.93	31.6/9.8	Н	95.0	6.5	9.7	0.66
6	383	23.06.93	35.2/15.8	Н	108.6	10.5	6.9	0.66
7	386	24.06.93	32.6/11.0	Н	105.4	7.5	9.6	0.68
8	634	01.08.93	34.4/15.4	Н	65.5	5.8	4.3	0.38
9	353	13.08.93	39.2/16.0	ДТ	55.6	4.2	3.5	0.26
10	359	19.08.93	34.9/18.0	Н	75.0	6.65	4.2	0.37
11	352	25.08.93	35.2/13.8	Н	75.0	4.3	5.4	0.31
12	285	27.08.93	33.6/15.6	Н	98.0	8.5	6.3	0.55
13	371	22.08.93	33.8/15.6	Н	75.0	7.3	4.8	0.47
14	323	28.09.93	32.8/8.8	Н	58.0	4.6	6.6	0.52
15	324	30.09.93	36.0/10.8	Н	51.0	4.6	4.7	0.43
16	603	05.10.93	29.4/9.3	Н	65.2	7.8	7.0	0.84
17	321	14.10.93	32.8/10.0	Н	52.6	5.0	5.3	0.50
18	302	12.11.93	34.0/4.8	Н	62.8	6.25	13.0	0.13
19	407	15.11.93	32.6/10.6	Н	70.0	6.0	6.6	0.57
20	309	29.11.93	35.7/4.1	Н	75.0	6.0	18.3	0.15
21	396	03.12.93	33.0/10.6	Н	51.0	3.2	4.8	0.30
22	313	20.04.94	35.4/14.2	Н	35.4	2.65	2.5	0.19
23	1009	11.04.94	29.4/8.6	Н	34.5	2.65	4.0	0.31
24	375	18.03.94	33.4/11.6	Н	40.5	2.74	3.5	0.24
25	329	27.04.94	32.8/11.4	Н	40.2	2.65	3.5	0.23
26	333	09.05.94	32.0/13.4	Н	35.7	2.65	2.7	0.20
27	310	16.05.94	41.2/11.8	Н	35.7	2.80	3.0	0.24
28	378	18.05.94	43.0/14.8	Н	35.3	2.67	2.4	0.18
29	637	28.05.94	35.0/13.8	ДТ	35.4	2.65	2.6	0.19
33	408	05.06.94	34.6/15.6	ДТ	35.3	2.67	2.3	0.17
31	399	16.06.94	34.4/17.0	ДТ	34.7	2.65	2.0	0.16
32	406	16.06.94	34.0/17.8	Н	40.3	2.65	2.3	0.15
33	402	04.07.94	—	Н	35.1	2.65	—	—
34	389	04.07.94	39.6/13.0	Н	34.4	2.4	2.3	0.18
35	400	05.07.94	30.0/15.2	Н	34.8	2.65	2.3	0.18
36	312	03.08.94	40.8/16.8	Н	35.9	2.65	2.1	0.16
37	600	03.08.94	36.4/14.0	Н	35.8	2.7	2.6	0.19
Среднее			32.0/12.9		58.5	4.67	5.11	0.346

В шести скважинах в качестве жидкости разрыва использовалось дизельное

топливо, в остальных случаях применялась загущенная нефть. Средний объем жидкости разрыва на каждую операцию составил 58,5 м³, максимальный объем 108,6 м³ для скважины №383, а минимальный 34,4 м³ для скважины №389. Средний расход пропанта на каждый гидроразрыв для Л месторождения составил 4,67 т, причем максимальный расход — 10,5 т зафиксирован в скважине №383, а минимальный расход — 2,4 т в скважине №389.

Средний прирост дебита скважин по нефти после гидроразрыва составляет 21,7 т/сутки при увеличении обводненности в среднем на 12,6%. Наибольший эффект от гидроразрыва получен в скважине №634, для которой прирост дебита по нефти составил 65,3 т/сутки, при увеличении обводненности на 3,7%.

Отрицательного эффекта, выражающегося в снижении дебита скважины по нефти после гидроразрыва, на скважинах Л месторождения не обнаружено, однако шесть скважин (№ 383, 359, 371, 396, 378, 400) по которым ГРП был проведён в период их бездействия, после гидроразрыва по различным причинам продолжают оставаться в бездействии. Попытки их освоения фонтанным способом успеха не имели, насосная эксплуатация пока не начата по причинам организационно-технического характера.

В первую очередь необходимо отметить, что фонд скважин, по которым осуществлен ГРП, характеризуется как малодебитный. Более 50% указанных скважин до ГРП находились в бездействии, 22% скважин работали с дебитом нефти менее 5 т/сутки и лишь две скважины имели дебит чуть более 10 т/сутки. В то же время среднесуточный дебит остальной части фонда составлял по нефти 18 - 22 т/сутки.

В результате проведения ГРП значительно возросла доля средне- и высокопроизводительных скважин. Если до ГРП лишь 5% скважин рассматриваемой группы ежедневно добывали более 10 т нефти, то после ГРП их количество составило уже 65%, то есть возросло в 13 раз. В среднем дебит нефти по скважинам с ГРП увеличился с 4,7 т/сутки до 21,7 т/сутки, то есть в 4,6 раза.

Особенностью скважин, в которых произведен ГРП, является их низкая обводненность до воздействия. Для всех «разорванных» скважин Л месторождения (кроме скважины №327) с увеличением дебита скважины по нефти увеличилась также обводненность. Наибольшее увеличение обводненности после гидроразрыва получено по следующим шести скважинам: №333 - на 74,7%, №386 - на 64,6%, №353 - на 62,5%, №310 - на 43,9%, №352 - на 43,5%, №600 – на 32,1%.

Получение высокого процента воды по семи скважинам, где ГРП сделан после воздействия, может указывать на поступление в зону дренирования этих скважин закачиваемой воды в период их простоя, что не всегда можно определить исследованием перед ГРП. Обводнение этих скважин после ГРП может являться и следствием неудачно выбранных параметров операции, в результате чего образовались трещины большой протяженности.

Сопоставление геолого-геофизических разрезов скважин №386, №383 и №634 показывает, что возможно получение диаметрально противоположных результатов ГРП в сходных геологических условиях. Как уже отмечалось, скважина №386 обводнилась после ГРП на 64,6%, скважину №383 не удалось пока освоить, а в скважине №634 получено многократное увеличение дебита нефти при практически неизменённой обводненности. Отсюда следует очевидный вывод о том, что определяющим фактором успешности ГРП является предварительное выявление распределение остаточных запасов нефти в районе обрабатываемой скважины и влияние на неё окружающих скважин, в первую очередь нагнетательных.

Получение в результате ГРП дебита нефти порядка 10 т/сутки при обводненности 50 - 60% не следует считать неудачей. Напротив, в условиях коллекторов горизонта Ю1 Л месторождения гидроразрыв, возможно, является единственным методом воздействия, при обводненности более 30-40%.

Для наглядности, а также для выявления результата ГРП на

месторождении, сравним средние дебиты и обводненности до ГРП с приростом последних после ГРП.

Средние дебиты и обводненности до ГРП:

дебит	обводненность
4,7	2,9

Прирост дебитов и обводненностей после ГРП:

дебит	обводненность
21,7	12,6

Зная эти величины, построим сравнительную диаграмму дебита нефти и обводненности до и после ГРП.

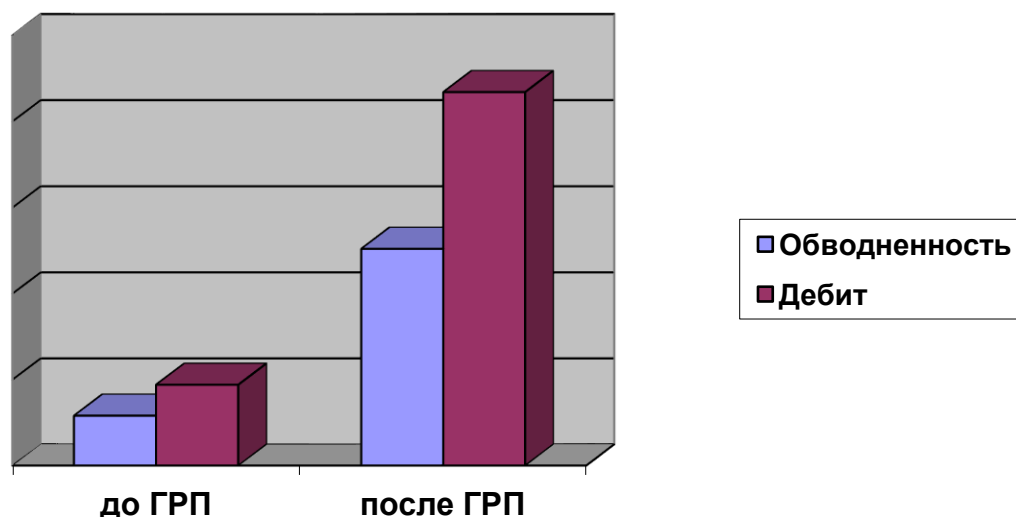


Рисунок 8 - Диаграмма дебита нефти и обводненности до и после ГРП

Завершая обзор проведенных ГРП, в первую очередь необходимо отметить явно выраженную зависимость успешности операций от основных технологических параметров: удельных расходов жидкости разрыва и закрепляющего агента.

а) С увеличением удельного расхода жидкости разрыва и пропанта растет относительное число неудачных операций. Так, при удельном расходе жидкости разрыва выше 14 м³/м и удельного расхода пропанта выше 1,2 т/м практически каждый второй гидроразрыв оказывался неэффективным и

приводил к потерям в добыче нефти.

б) Максимальное число успешных операций характеризуется удельными расходами жидкости и пропанта в количествах порядка 2 - 10 м³/м и 0,2 - 0,8 т/м. Очевидно, при этих параметрах геометрические характеристики (длина и высота) образующихся трещин наилучшим образом согласуются с геологическими особенностями строения пластов, фильтрационными характеристиками коллекторов и сложившимися системами разработки (заводнения) месторождений. Как показали уже упоминавшиеся результаты моделирования, для получения положительных результатов ГРП длина образующихся трещин должна измеряться первыми десятками метров, что существенно снижает вероятность прорыва закачиваемых вод.

в) Основной причиной отрицательных результатов ГРП следует считать прорыв по образовавшимся трещинам воды из зон нагнетания. Наиболее вероятной причиной неудач в двух случаях является неудовлетворительное техническое состояние скважин, в трех скважинах полученные результаты неоднозначны.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при проведении гидроразрыва пласта

6.1 Расчет затрат на проведение гидроразрыва пласта

Единовременные затраты на проведение гидроразрыва пласта определяются по формуле (6.7):

$$K = K_{\text{п}} + K_{\text{к}}; \quad (6.7)$$

Где,

- $K_{\text{п}}$ – предпроизводственные затраты, руб.;
- $K_{\text{к}}$ – капитальные затраты, руб.

На создание необходимого программного обеспечения потребуется 150000 рублей. Эта сумма отнесена к итогу по производственным затратам.

Таким образом, $K_{\text{п}} = 200000$ руб.

Величина капитальных затрат ($K_{\text{к}}$) определяется по формуле (6.8):

$$K_{\text{к}} = K_{\text{каст}} + K_{\text{м}} + K_{\text{т}} + K_{\text{з}}; \quad (6.8)$$

Где,

- $K_{\text{каст}}$ – затраты на приобретение КАТС, руб.;
- $K_{\text{м}}$ – затраты на установку, монтаж и запуск оборудования (принимаются в размере 20 % от стоимости КАТС), руб.;
- $K_{\text{т}}$ – транспортные расходы (принимаются в размере 5 % от суммы затрат на приобретение КАТС и ЗИП), руб.;
- $K_{\text{з}}$ – затраты на приобретение ЗИП (принимаются в размере 3 % от стоимости КАТС), руб.;

Сметная стоимость КАТС приведена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Сметная стоимость КАТС

Наименования оборудования	Ко-во, шт.	Цена (за ед.), руб.	Общая стоимость, руб.
---------------------------	---------------	------------------------	--------------------------

Основные комплектующие			
Насосная установка Н1000	2	3894000	7788000
Смесительная установка МС600	1	173330	173330
Машина манифольдов МТ4-105	2	526464	1052928
Гидратационная установка МН25	1	235800	3262886
Установка для подачи сыпучих материалов	1	1984755	1984755
Труба Ду100	18	13826	248778
Труба Ду150	10	18637	186370
Труба Ду86	5	8346	41730
Переход Ду200х100	4	3956	15824
Переход Ду200х150	6	3500	21000
Переход Ду100х86	1	471601	471601
Расходомер	3	168373	505120
Сигнализатор загазованности ЦНС 180х85	1	661585	661585
Клапан СППК	1	502841	502841
Электропривод	1	32424	32424
Пост кнопочный ПВК-125У	1	3530	3530
Сигнализатор световой ВС-4-С	2	4350	8770
Сигнализатор звуковой	1	4350	4350
Сигнализатор звуковой	25	2363	59075
Кабельный ввод	1000	86	86000
Шпильки с гайками	25	3846	96170
Фланец ответный	13	2277	29601
Кран шаровый LD	1	3998	3998
Кабельная продукция	2,6(км)	403800 (за 1км)	2745840
ИТОГО			16532450

Расчет основных статей расхода капитальных затрат приведен в таблице 6.5.

Расчет осуществлен по формуле (6.8).

Таблица 6.5 – Расчет капитальных затрат на перевооружение

Затраты на приобретение КАТС	16532450
------------------------------	----------

Затраты на установку, монтаж оборудования	4906490
Транспортные расходы	976622
Стоимость ЗИП	585973
Сумма капитальных затрат	23001535

Капитальные вложения на перевооружение составят 23001535 руб.

Единовременные затраты на перевооружение согласно формуле (6.7)

$$K=200000+23001535=23201535\text{руб.}$$

6.1.1 Расчет параметров экономической эффективности

Расчёт прироста добычи нефти.

Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_{\text{Э}} * K_U, \quad (6.9)$$

где T_k – календарный фонд времени соответственного месяца, суток;

q – среднесуточный дебит скважины, т/сут.;

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин;

K_U – коэффициент изменения дебита скважин.

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия $Q_1 = q_1 * T_k * K_{\text{Э}} * K_U = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1156,2$ тн.

$$Q_2 = 44,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1039,2 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1144,5 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1102,2 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1133,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1090,8 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1121,4 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1115,7 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1073,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N, \quad (6.10)$$

где N – число скважин.

$$Q_1 = 13235,4 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_1 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_{11} = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N$$

$$Q_{11} = 19335,6 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{11} - Q_1$$

$$\Delta Q = 6100,2 \text{ тн.}$$

6.1.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C^1_3 * Q1 = 9 * 13235,4 = 119118,6 \text{ руб.},$$

где C^1_3 - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C^1_4 * Q1 = 3,48 * 13235,4 = 46059,3 \text{ руб.},$$

где C^1_4 – сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C^1_5 * Q1 = 51,6 * 13235,4 = 682946,7 \text{ руб.},$$

где C^1_5 – сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C^1_8 * Q1 = 135,3 * 13235,4 = 1790749,5 \text{ руб.},$$

где C^1_8 – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C^1_9 * Q1 = 6,9 * 13235,4 = 91324,2 \text{ руб.},$$

где C^1_9 - цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C^1_{10} * Q1 = 118,5 * 13235,4 = 1568394,9 \text{ руб.},$$

где C_{10}^1 – общепроизводственные расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Сумма условно-постоянных расходов остаётся неизменной при изменении объёма добычи нефти, то есть:

$$C_{1.3} = C_{2.3} = C_{13} * Q_1$$

$$C_{1.4} = C_{2.4} = C_{14} * Q_1$$

$$C_{1.5} = C_{2.5} = C_{15} * Q_1$$

$$C_{1.8} = C_{2.8} = C_{18} * Q_1$$

$$C_{1.9} = C_{2.9} = C_{19} * Q_1$$

$$C_{1.10} = C_{2.10} = C_{110} * Q_1$$

Определяем условно – постоянные затраты на 1т. нефти после проведения мероприятия:

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II}$$

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} = 119118,6 / 19335,6 = 6,16 \text{ руб.}$$

$$C_4'' = C_{2.4} / Q_{II} = 46059,3 / 19335,6 = 2,37 \text{ руб.}$$

$$C_5'' = C_{2.5} / Q_{II} = 682946,7 / 19335,6 = 35,4 \text{ руб.}$$

$$C_8'' = C_{2.8} / Q_{II} = 1790749,5 / 19335,6 = 92,7 \text{ руб.}$$

$$C_9'' = C_{2.9} / Q_{II} = 91324,2 / 19335,6 = 4,71 \text{ руб.}$$

$$C_{10}'' = C_{2.10} / Q_{II} = 1568394,9 / 19335,6 = 81,1 \text{ руб.}$$

6.1.3 Расчёт условно-переменных затрат

По условно-переменным затратам расходы на тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_1^1 * Q_1 = 4,83 * 13235,4 = 63926,7 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_1^1 * Q_{11} = 4,83 * 19335,6 = 93390,9 \text{ руб.,}$$

где C^1_1 - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C^1_2 * Q1 = 49,2 * 13235,4 = 65118,8 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C^1_2 * Q11 = 49,2 * 19335,6 = 951311,5 \text{ руб.,}$$

где C^1_2 - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти.

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C^1_6 * Q1 = 0,6 * 13235,4 = 7941,3 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C^1_6 * Q11 = 0,6 * 19335,6 = 11601,4 \text{ руб.,}$$

где C^1_6 - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти.

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C^1_7 * Q1 = 2,4 * 13235,4 = 31764,9 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C^1_7 * Q11 = 2,4 * 19335,6 = 46405,4 \text{ руб.,}$$

где C^1_7 - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C^1_{11} * Q1 = 89,1 * 13235,4 = 1179274,2 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C^1_{11} * Q11 = 89,1 * 19335,6 = 1722801,9 \text{ руб.,}$$

где C^1_{11} - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Затраты до проведения мероприятия и после

№ п/п	Наименование затрат	Сумма затрат				Откло- нения
		До проведения мероприятий		После проведения мероприятий		
		всего	1 т.	всего	1т.	
1	Расходы на эл. энергию по извлечению нефти	93390,9	4,83	63926,7	4,83	-
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	951311,5	49,2	651181,8	49,2	-
3	Основная заработная плата производственных рабочих	119118,6	9	119118,6	6,16	-2,84
4	Отчисления на социальные нужды	46059,3	3,48	46059,3	2,37	-1,11
5	Амортизация скважин	682943,7	51,6	682946,7	35,4	-16,2
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	11601,4	0,6	7941,3	0,6	-
7	Расходы на технологию подготовки нефти	46405,4	2,4	31764,9	2,4	-
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	1790749,5	135,3	1790749,5	92,7	-42,6
9	Цеховые расходы	91324,2	6,9	91324,2	4,71	-2,19
10	Общепроизводственные расходы	1568394,9	118,5	1568394,9	81,1	-37,4
11	Прочие производственные расходы	1722801,9	89,1	1179274,2	89,1	-
12	Производственная себестоимость валовой продукции (∑ п.п. 1...11)	7124104,3	470,91	6232682,1	368,57	- 102,34

6.2 Расчет условно-годовой экономии от системы поддержания пластового давления

Условно-годовая экономия представляет собой прирост прибыли, который может быть получен в основном производстве за счёт сокращения текущих затрат на изготовление продукции после организации ППД.

Для рассматриваемого объекта условно-годовая экономия выражается в модернизации производства, то есть на данный момент объект перегружен более чем на 100%, в связи с этим увеличение добывающих скважин не возможно. Таким образом, на данный момент объект уже не справляется с добываемым объемом нефти.

Объект работает в режиме ДНС, водонефтяная эмульсия, откачиваемая с объекта поступает на пункт налива, пункт налива тоже не справляется с таким объемом. Для решения этой проблемы на ДНС необходимо организовать систему ППД.

Следовательно, введение системы ППД позволит организовать быструю и эффективную работу объекта, что в свою очередь позволяет увеличить объем добываемой нефти, также необходимость в частых остановках технологического процесса в связи с ТР и ТО будет устранена. Следовательно, производительность будет увеличена.

6.3 Расчёт прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения гидроразрыва пласта определяется по формуле:

$$\Delta\P = \Pi_2 - \Pi_1$$

где Π_2 и Π_1 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\Pi - C_1) * Q_1$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,91) * 13235,4 = 15267497 \text{руб.}$$

$$\Pi_2 = (\Pi - C_{12}) * Q_{11}$$

$$\Pi_2 = (1700 - 374,86) * 19335,6 = 26622376 \text{руб.}$$

$$\Delta \Pi = 26622376 - 15267497 = 11778282 \text{руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta \text{Пуд.} = \Delta \Pi / Q_{11} = 11778282 / 19335 = 484 \text{руб./т.}$$

6.4 Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат

Годовой экономический эффект от внедрения ППД ($\mathcal{E}_{\text{год}}$) определяется по формуле (6.11):

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta \Pi - E_n * K_э \quad (6.11)$$

Где,

- $\Delta \Pi$ – прирост прибыли, вызванный в результате реконструкции ДНС, руб.;
- E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений (для средств вычислительной техники принят равным 0,4) (см. таблицу 6.6);
- $K_э$ – единовременные затраты на перевооружение Системы, руб.

Таблица 6.6 – Максимальные сроки окупаемости капитальных вложений

Мероприятия	$T_{\text{ок(норм.)}}$, год	E_n
Гидроразрыв пласта	2 ... 3	0,5 ... 0,35

Подставив соответствующие значения в формулу (6.9) получим годовой экономический эффект от внедрения ППД:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 11778282 - 0,4 * 23201535 = 2497668 \text{руб.}$$

Срок окупаемости затрат на модернизацию ($T_{\text{ок}}$), показывающий время, в течение которого капитальные вложения окупят себя за счет дополнительной прибыли или экономии, определяется по формуле (6.12):

$$T_{ок}=K/ \Delta\P \quad (6.12)$$

Подставив в формулу (6.10) соответствующие значения получим срок окупаемости затрат на систему ППД:

$$T_{ок}=23201535/11778282=2\text{год } 3 \text{ месяцев}$$

Коэффициент экономической эффективности ($K_{эф}$), показывающий экономию после модернизации на каждый рубль капитальных вложений на модернизацию, рассчитывается по формуле (6.13):

$$K_{эф}=\Delta\P/K_k \quad (6.13)$$

Подставив соответствующие значения в формулу (6.13) рассчитаем коэффициент экономической эффективности:

$$K_{эф}=11778282/23201535=0,6$$

Сравним полученные значения срока окупаемости и коэффициента экономической эффективности с нормативными значениями, проверим систему условий (6.14):

$$\begin{aligned} T_{ок(расч)} &\leq T_{ок(норм)} \\ K_{эф} &\geq E_n \end{aligned} \quad (6.14)$$

Результаты проведенного анализа эффективности проекта приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Результат эффективности организации системы поддержания пластового давления

Показатель	Ед.изм.	Значение
Капитальные вложения	руб.	23201535
Годовой экономический эффект	руб.	2497668
Срок окупаемости затрат на модернизацию	год, месяц	2 год, 3 месяцев
Коэффициент экономической эффективности	-	0,6

Таким образом, в результате проведенного анализа на основе расчетов проект может быть признан эффективным и экономически целесообразным

7. Профессиональная и социальная ответственность

7.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 18 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации опасного производственно объекта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация станции ГРП Л месторождения.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или недостаток освещенности. 5. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов 5. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила противопожарного режима в РФ; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

На станции гидроразрыва пласта Л нефтяного месторождения, при работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [1].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и

размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Неудовлетворительные метеорологические условия

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Норд - Империял», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [3]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: - 36 °С;

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях,

предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации

На станции ГРП Л месторождения, работа производственного оборудования сопровождается значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Человек ощущает звуки с частотой колебаний в пределах от 16 до 20 000 Гц. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80 дБ. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Для защиты органов слуха применяют Антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.).

Их изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Отсутствие или недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [6].

Таблица 1

Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100

в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVв	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

На установке гидроразрыва имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов) нефти. Выделение паров (газов) нефти в рабочую зону также возможно при проведении ремонтных или очистных работ в емкостях

К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004. ССБТ и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, подконтрольных Госгортехнадзору России», утвержденных Госгортехнадзором России.

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

На ДНС электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру

заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Пожароопасность, взрывоопасность

В связи с тем, что на Л н.м.р. при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [4]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи и подготовки нефти;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4 \text{ А} \cdot \text{мин}$;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 31).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 32.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории

людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Таблица 31

Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений.

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории взрывопожа рной и пожарной опасности зданий и помещений и наружных установок	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производст венных процессов по санитарной характерис тике	Классифик ация по ФЗ №123 от 22 июля 2008 года класс взрывоопас ной зоны
			класс взрывоопас ной зоны	категория и группа взрывоопас ных смесей		
1	Технологическая площадка(НГС,ОН,ОВ, БЕ)	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
2	СИКНС	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
3	Запорная, регулирующая арматура, установленная на трубопроводах, проложенных на эстакаде и открытых площадках	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
4	Площадка насосных агрегатов нефти	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
5	Установка факельная	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
	СИКГ	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
6	Подземная дренажная емкость (ЕП)	АН	В-1г	ПА ТЗ	III Б	2
7	Операторная	-	-	-	-	-

Таблица 32

Классификация технологических блоков по взрывоопасности

№ П/П	НОМЕР БЛОКА	НОМЕРА ПОЗИЦИЙ АППАРАТУРЫ, ОБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ, СОСТАВЛЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БЛОКА	ОТНОСИТЕЛЬНЫ Й ЭНЕРГЕТИЧЕСКИ Й ПОТЕНЦИАЛ ТЕХНОЛОГИЧЕС КОГО БЛОКА	КАТЕГОРИЯ ВЗРЫВООП АСНОСТИ	КЛАССЫ ЗОН ПО УРОВНЮ ОПАСНОСТИ ВОЗМОЖНЫХ РАЗРУШЕНИЙ, ТРАВМИРОВАНИ Я ПЕРСОНАЛА
1	Площадка входных сепараторов	Сепаратор нефтегазовый (НГС, БЕ)	18,001	III	2*
2	Насосная внешней откачки нефти	Н-1, Н-2	0,201	III	2*
3	Система измерения количества и параметров нефти сырой	СИКНС	0,178	III	2*
5	Площадка подземных емкостей	ЕП-1, ЕП-2	18,993	III	2*

**Примечание:*

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений.

Общие требования пожарной безопасности на объектах ООО «Норд - Империял»

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных

объектов ООО «Норд - Империял». Курить только в отведенных местах для курения;

Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудования в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

Повреждения в результате контакта с животными, насикомыми, пресмыкающимися

Станция гидроразрыва Л месторождения находится в таежной местности, поэтому не исключена встреча с дикими животными. При встрече диких животных, дайте им возможность уйти, так как они нападают на человека, только если ранены, испуганы неожиданностью или защищают детенышей. При явно агрессивном поведении используйте в качестве защиты огонь или шум: кричите, свистите, громко стучите палкой о дерево. Никогда не поворачивайтесь к дикому животному спиной и не убегайте, а медленно отступайте, наблюдая за его поведением. Для спасения залезьте на дерево или зайдите в воду реки (озера).

7.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо-охранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо-нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

Развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Даненберговского нефтяного месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- Закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- В случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- Площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-

дождевой канализации в очистные сооружения с последующей утилизацией в систему ППД;

- По периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;
- На каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

- ликвидировать источник разлива нефти;
- Оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;
- Локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- Собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает

высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса подготовки нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Л нефтяного месторождения являются:

- Аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- Аварии в результате разгерметизации сосудов работающих под давлением на территории ДНС;
- Аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- Емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- Технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- Предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- Технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- Полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- Монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- На наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

7.2.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [5].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Заключение

Отличительной особенностью разработки месторождений является низкая начальная продуктивность скважин. Проведённые АО "Васюган Сервисиз" в период с июля 2014 по октябрь 2015 года. 38 операций по ГРП позволили в значительной степени увеличить текущую добычу нефти.

В общем случае наиболее предпочтительным методом интенсификации работы малообводнённых простаивающих скважин является "миниГРП", то есть гидроразрыв, приводящий к образованию трещин малой длины. При этом возможность прямого сообщения "разорванной" скважины с промытой зоной пласта сводится к минимуму. МиниГРП в скважинах необходимо проводить при одновременном прекращении или изменении режима закачки в нагнетательные скважины, являющиеся наиболее вероятными источниками возможного обводнения скважины после ГРП.

Общий положительный результат от ГРП по скважинам может быть получен лишь при обязательном соблюдении условия: гидроразрыв пласта должен рассматриваться как метод совершенствования разработки залежи и месторождения (но не повышения дебита отдельно взятых скважин).

Список литературы

1. Проектная документация Л месторождения, НГДУ «Васюганнефть».
2. Проектная документация по разработке Л месторождения, разработанная институтом ТомскНИПИнефть.
3. Материалы НГДУ.
4. Телишев А.А., Цебалдина И.В., Михайлова Н.Н., Мостовая Т.Ю. «Анализ применения ГРП на месторождениях» ОАО «СибНИИНП».
5. Проектная документация по ГРП на Л месторождении, НГДУ «Васюганнефть» за 2015 год.
6. Проектная документация по разработке Л месторождения, разработанная институтом ТомскНИПИнефть за 2015 год.
7. П.М. Усачев, «Гидравлический разрыв пласта», Москва, «Недра», 1986г, 165с.
8. И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов, В.Т. Полозков «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», Москва, «Недра», 1970 г, 445с.
9. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки;
10. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988 г.
11. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защищенные».