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 интенсификации добычи углеводородов на Жумажановском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.323-048.32(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Капин Никита Анатольевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

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
_____ О.С. Чернова

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Капину Никите Анатольевичу

Тема работы:

Методы интенсификации добычи углеводородов на Жумажановском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.03.2017 г., 1959/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проект разработки Жумажановского месторождения, технические стандарты по проведению интенсификаций, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ эффективности проводимых мероприятий Постановка задачи исследования, Характеристика объекта исследования, Характеристика метода исследования, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность
Перечень графического материала	*а) Графики эффективности мероприятий,*
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2017 г.

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Капин Никита Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Капин Никита Анатольевич

Институт	Природных ресурсов	**Кафедра**	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	**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*	*Оценка затрат на проведение работ по очистке призабойной зоны пласта скважины 51 на Жумажановском нефтяном месторождении гидрожелонкой*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Положение об оплате труда*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Налоговый кодекс РФ* ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Расчет затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*Экономическое обоснование применения гидроразрыва пласт. Планирование проведения гидроразрыва пласта с целью увеличения интенсификации дебита нефти*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*Расчет полной стоимости работ.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Капин Никита Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Капин Никита Анатольевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – кустовые площадки Жумажановского нефтяного месторождения (ХМАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	
1.1. Анализ выявленных вредных факторов на кустовых площадках Жумажановского нефтяного месторождения (ХМАО)	В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов на кустовых площадках Жумажановского нефтяного месторождения (ХМАО)	- механические опасности; - давление(сосуды работающие под давление); - электроопасность; - пожаровзрывоопасность;
2. Экологическая безопасность:	***- анализ воздействия объекта на атмосферу:*** Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух; ***- анализ воздействия объекта на гидросферу:*** Опасных воздействий не обнаружено; ***- анализ воздействия объекта на литосферу:*** ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	***- перечень возможных ЧС на объекте:*** Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка.

	Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	***- характерные для проектируемой рабочей зоны:*** Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому оператору по добыче нефти и газа по пол литра молока в день. ***- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:*** Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Капин Никита Анатольевич		

Реферат

Ключевые слова: соляно-кислотные обработки, нефть, призабойная зона, скин-фактор.

Данный дипломный проект написан на 89 страницах, содержит 10 рисунков и 13 таблиц.

Темой данной работы является анализ технологий проведения методов интенсификации на Жумажановском нефтяном месторождении (ХМАО).

Цель: анализ эффективности интенсификации скважин на примере работы добывающих скважин месторождения.

В первой части проекта автором описываются основные особенности Жумажановского месторождения, выделяется проблема отложений в призабойной зоне.

Далее автор анализирует проводимые операции по методам интенсификации, оценивает зависимость эффективности от выбранных технологий и рабочих параметров.

Полученные результаты и новизна: в результате исследования было доказано, что применение ГРП на скважинах является эффективным методом и позволяет оптимизировать работу добывающих скважин и максимизировать добычу нефти на месторождении.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП – призабойная зона пласта

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ – асфальтосмолистые вещества

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СКВ – скважина

СКО – Соляно-кислотная обработка

ГКО – Глино-кислотная обработка

КР – Кислотный раствор

ПЗП – Призабойная зона пласта

РФ – Российская Федерация

УПС – установка предварительного сброса (воды)

УПН – установка подготовки нефти

ПСП – пункт сдачи и перекачки

ПТ – промысловый трубопровод

ЖОУ – жидкие отходы углеводородов

ЛНФ – легкая нефтяная фракция

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость

ТНКП – точка начала кристаллизации парафинов

ГОСТ – государственный стандарт

ОСТ – отраслевой стандарт

СТП – стандарт предприятия

ТУ – технические условия

РД – руководящий документ

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

Оглавление

Введение 11
1. Классификация методов воздействия на призабойную зону 13
1.1. Тепловые методы 13
1.2. Физические методы 20
1.3. Обработка скважин соляной кислотой 22
1.4. Потокоотклоняющие технологии 31
1.5. Проведение перфорации 32
1.6. Бурение горизонтальных скважин 35
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ 42
2.1. Геологическое строение месторождения и залежей 45
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 45
2.1.2 Тектоническая характеристика района 45
2.1.3 Нефтегазоносность месторождения 47
2.1.4 Характеристика геологического строения пластов 47
3. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ 61
3.1 Анализ эффективности применяемых методов 61
3.1.1 Характеристика результатов эксплуатации горизонтальных скважин 65
3.1.2 Характеристика результатов проведения ГРП 80
3.1.3 Характеристика эксплуатации боковых стволов 86
3.1.4 Обработки призабойной зоны 87
3.1.5 Ремонтно-изоляционные работы 88
3.1.6 Оптимизация скважинного оборудования и смена способа эксплуатации 88
3.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов 90
4. Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 113
5. Социальная ответственность 119
Заключение 86
Список используемых источников 87
2.2. Характеристика нефтегазоносности продуктивного разреза 30
3. Анализ технологии ГРП 38
3.1 Анализ проведенных операций ГРП на НГКМ 38

3.2 Аналитический анализ проведенной операции ГРП по технологии TSO на типовой скважине 46
3.3 Определение СКИН фактора (интерпретация ГДИС) 49
3.4 Аналитический расчет эффективности ГРП 51
4. Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Расчет стоимости проведения ГРП 55
5. Социальная ответственность 63
Заключение 86
Список используемых источников 87

ВВЕДЕНИЕ

Остаточные запасы нефти на разрабатываемых месторождениях представляют собой большой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов и важную цель для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Исследования в области увеличения нефтеотдачи пластов направлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части, особенно в сложных горногеологических условиях (малопроницаемые, неоднородные, расчлененные, заводненные пласты,карбонатные коллекторы, нефтегазовые залежи и т.д.), которые освоенными методами разрабатываются неэффективно.

Для России, больше других применяющей при разработке заводнение нефтяных месторождений (до 72%), очень важное значение приобретает проблема извлечения остаточных запасов из заводненных пластов.

Остаточные запасы нефти на месторождениях, находящихся на самой поздней стадии разработки (обводненность продукции выше 90%), огромны.

Увеличить извлекаемые запасы нефти, снизить обводненность продукции, повысить или даже стабилизировать добычу на этой стадии - задача номер один для нефтедобывающей отрасли. Однако это наиболее трудная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, когда конечная нефтеотдача пластов превышает 60%, нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

За последние 15 лет в России резко снизились работы по применению современных методов повышения нефтеотдачи, в т. ч. физико - химических и гидродинамических методов. Поэтому общая дополнительная добыча нефти по месторождениям России не превышает 1 млн. т.

Практика работ и геофизические исследования скважин показывает, что в большинстве случаев при вторичном вскрытии разнопроницаемых продуктивных пластов единым фильтром и пуске скважин в эксплуатацию,

работающими оказываются только высокопроницаемые разности объекта разработки. Поэтому встает вопрос разукрупнения объектов. По мнению авторитетного ученого Лысенко В.Д. [34] применение этого метода может увеличить конечную нефтеотдачу на 25 - 27%.

Для поддержания уровней добычи нефтедобывающие компании изыскивают и разрабатывают более эффективные технологии выработки остаточных запасов из пластов с высокой зональной и вертикальной неоднородностью. Закономерным становится рассмотрение метода управляемой депрессии для освоения и эксплуатации объектов.

С этих позиций тема научных исследований, проведенных в данной работе приобретает особую актуальность, так как связана с совершенствованием технологий воздействия на залежи.

1 Классификация методов воздействия на призабойную зону

1.1 Тепловые методы

Тепловые методы - это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Различают следующие тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Применяются тепловые методы в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей (рис. 1). Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

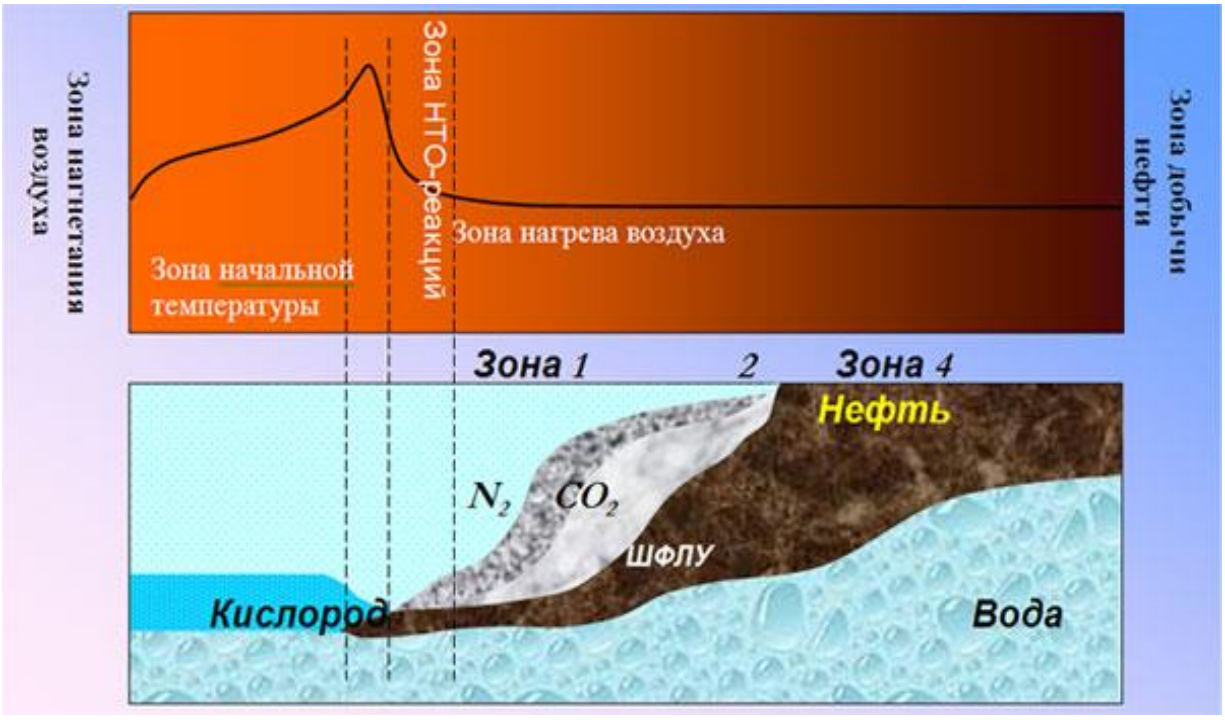

Рисунок 1 Механизм вытеснения нефти при тепловых методах. Призабойную зону скважины прогревают двумя способами:

- закачкой в пласт на некоторую глубину теплоносителя - насыщенного или перегретого пара, растворителя, горячей воды или нефти;
- спуском на забой скважины нагревательного устройства - электропечи или специальной погружной газовой горелки [6].

Второй способ проще и дешевле. Кроме того, электропрогрев ПЗС не сопровождается внесением в пласт теплоносителя - воды или пара, конденсата, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта. Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удается прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10 - 20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки - парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180 - 200 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтированы каротажная лебедка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм2 и три сигнальные жилы сечением по 0,56 мм2. Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплеткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН.

Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин.

В комплект установки СУЭПС-1200 входят три таких прицепа для обслуживания трех скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевого ручного подъемника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленой окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис. 2). Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений.

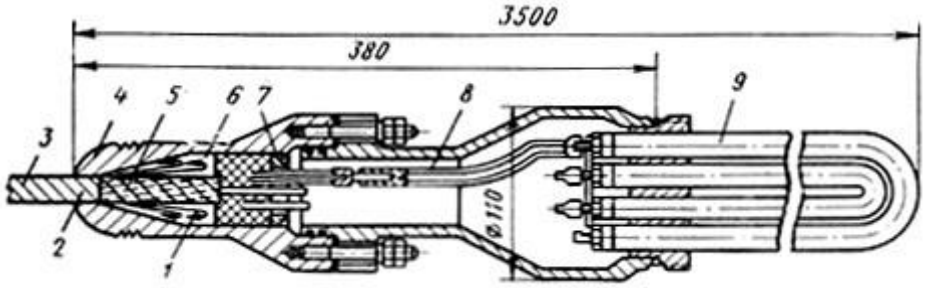

Рисунок 2 Скважинный электронагреватель:
1 - крепление кабеля; 2 - проволочный бандаж; 3 - кабель-трос; 4 - головка нагревателя; 5 - асбестовая оплетка; 6 - свинцовая заливка; 7 - нажимная гайка; 8 - клеммная полость; 9 - нагревательпые трубки.

Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагреватель монтируется термопара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промысловой низковольтной (380 В) сети.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4 - 5 сут непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут (рис. 3).

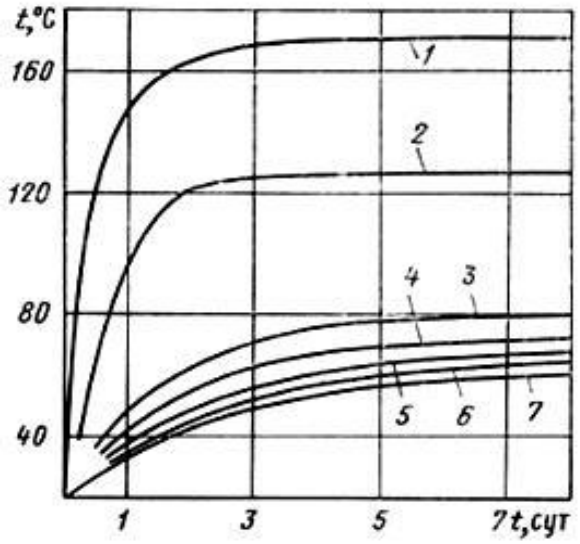

Рисунок 3 Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве:
1 - 21 кВт; 2 - 10,5 кВт; 3, 4 - 21 кВт; 5, 6, 7 - 10,5 кВт.
Кривые 1, 2 - для скважин Арланского месторождения, остальные - для Ишимбайского

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20 - 50 м вверх и на 10 - 20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых электропрогревов ПЗС в Узбекнефти после 5 - 7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3 - 5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления.

Эффект прогрева держится примерно 3 - 4 мес. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 814 электропрогревов в Узбекнефти эффективных было 66,4 %, при этом получено 70,3 т дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %, при этом на каждую эффективную обработку получено 336 т дополнительной нефти.

В Сахалиннефти по данным 670 операций средняя эффективность составила 63 т дополнительной нефти на 1 обработку.

Тепловая обработка ПЗС с циклической закачкой пара, как правило, показывает большую эффективность, чем электропрогрев, но только при малых глубинах. При закачке пара количество тепловой энергии, введенной в пласт, зависит от глубины забоя, так как от устья до забоя происходят тепловые потери. По данным промысловых работ закачка пара с расходом 1 т/ч при глубине 800 м вообще оказывается неэффективной, так как на забой поступает практически холодный конденсат. Чем выше скорость закачки, тем меньше тепловые потери в НКТ. Теоретические и опытные оценки показывают, что лишь при темпах закачки 4 - 5 т/ч удается уменьшить тепловые потери в НКТ до 20 % от общего количества теплоты, подводимой к устью скважины при ее глубине около 800 м.

Таким образом, эффективность циклической закачки пара может быть высокой при малых глубинах.

Это хорошо подтверждается опытом закачки пара на Сахалине, где по данным 130 обработок ПЗС средняя эффективность обработки составила 385 т дополнительной нефти, тогда как при электропрогреве - только 63 т. Это объясняется как более глубоким прогревом пласта при закачке пара, так и глубиной скважин, которая составляла всего лишь 90 - 140 м.

Для паротепловой обработки ПЗС используются передвижные парогенераторные установки, отечественные ППГУ-4/120М, ДКВР-10/39 и зарубежные «Такума», KSK и др. Передвижные парогенераторные установки имеют большой вес, состоят из нескольких блоков, нуждаются в прокладке к месту установки водяных и газовых линий и поэтому практически превращаются в стационарные котельные. Обычно они устанавливаются среди группы обрабатываемых скважин и соединяются с ними временными паропроводами.

Скважинное оборудование включает специальную термостойкую арматуру для обвязки устья скважин, термостойкий пакер для изоляции

затрубного пространства, специальные трубные температурные компенсаторы для компенсации удлинении паропроводов НКТ и обсадной колонны.

Сопоставление результатов электропрогрева и циклической закачки пара по большому числу обработок показывает, что при обработке ПЗС паром на получение 1 т дополнительно добытой нефти расходуется в среднем в 2,8 раза больше теплоты, чем при электропрогреве (333 тыс. кДж на 1 т нефти при обработке паром и 120 тыс. кДж на 1 т нефти при электропрогреве).

Таким образом, к. п. д. циклических обработок паром ПЗС примерно в 3 раза ниже, чем при электропрогреве. Это объясняется потерями теплоты в стволе скважины при его закачке и возвратом большого количества теплоты вместе с конденсатом при пуске скважины после обработки.

Большой опыт паротепловой циклической обработки ПЗС накоплен на промыслах Башкирии, Краснодара и Сахалина, а также при шахтных методах добычи нефти в Ухте.

В Башкирии обрабатывались скважины глубиной 730 - 830 м, с дебитом 0,1 - 4 т/сут.

Продолжительность паротепловой обработки изменялась от 7,5 до 21 сут при средней 13,85 сут. Время выдержки после закачки пара 0,5 - 0,8 сут. Давление закачки пара на устье 0,24 - 4,5 МПа, в среднем 1,5 МПа. Температура на устье 125 - 256 °С, в среднем 186,4 °С. Расход пара на одну обработку 196 - 1904 т при среднем 568,6 т.

Температура на забое до обработки 13 - 18 °С, в среднем 16,19 °С. После обработки 72 - 256 °С, в среднем 123 °С. Средний дебит до обработки (по 25 скважинам) 1,212 т/сут при колебаниях от 0,1 до 4 т/сут.

Количество введенной в скважину теплоты на одну обработку 5,44 - 931,65 млн. кДж, в среднем 194,72 млн. кДж на 1 обработку. Продолжительность эффекта 48 - 1698 сут, в среднем 711,5 сут. Дополнительно добыто нефти от 28 до 1905 т/скв, в среднем 585 т/скв. Удельный расход пара 0,12 - 9,31 т/т при среднем удельном расходе пара 1,94 т/т.

Тепловая обработка ПЗС успешно применяется не только для интенсификации притока в добывающих скважинах, но и для нагнетательных скважин. Тепловая обработка особенно важна при переводе добывающих скважин под нагнетание воды или, другими словами, для освоения нагнетательных скважин разрезающих рядов после отработки их на нефть. Особенно если пластовые температуры низкие и содержание парафинов и асфальтосмолистых веществ в нефти большое.

При освоении нагнетательных скважин на Арланском месторождении с помощью установки СУЭПС-1200 происходило не только увеличение приемистости нагнетательных скважин (примерно в 2,5 раза по сравнению со скважинами, не подвергавшимися электропрогреву), но и существенно увеличился охват толщины пласта воздействия и происходило поглощение теми интервалами и пропластками, которые ранее воду не поглощали вовсе. Такие результаты были получены при введении в пласт 8,4 - 10,4 млн. кДж теплоты от электронагревателя мощностью 10,5 кВт в течение 9 - 11 сут.

При тепловой обработке ПЗС иногда используются передвижные паровые установки ППУ для депарафинизации НКТ в скважинах и выкидных линиях. ППУ - это прямоточный паровой котел небольшой производительности, установленный на шасси грузового автомобиля. Производительность такой установки 1 т/ч пара при давлении до 10 МПа.

Температура уходящего пара до 310 °С. Вследствие малой производительности для параллельной работы используют до шести ППУ. Это хотя и дает технологический эффект, но в конечном счете экономически не оправдывается [17].

1.2 Физические методы

Известен ряд физических методов воздействия на призабойную зону скважин, таких как акустическое, вибровоздействие, электро-и магнитное. Недостатком указанных способов является необходимость использования специальных, иногда дорогостоящих устройств.

К примеру, виброобработка ПЗС для создания на забое скважины с помощью специальных устройств - вибраторов колебаний давления различной частоты и амплитуды в процессе закачки той или иной жидкости в пласт. Процесс отличается от гидравлического разрыва тем, что к спущенным в скважину НКТ привинчивается вибратор - генератор колебаний давления.

Вибратор представляет собой два насосных цилиндра с короткими косыми вертикальными прорезями. Наружный цилиндр-золотник может вращаться вокруг вертикальной оси подобно турбинному колесу. Истечение жидкости из наружного цилиндра-золотника происходит под некоторым углом к касательной цилиндра, вследствие чего создается реактивный момент, приводящий этот цилиндр во вращательное движение. При совпадении прорезей жидкость выходит из НКТ, при несовпадении она на мгновение останавливается.

Таким образом, создаются импульсы давления, частота которых может изменяться от числа прорезей в золотнике и скорости его вращения, зависящей в свою очередь от расхода жидкости.

Операция осуществляется так же, как гидроразрыв пласта при использовании того же оборудования. Кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной герметизируется пакером с установкой якоря. Через НКТ насосными агрегатами закачивают жидкость.

Разработаны несколько типов вибраторов (табл. 1). В качестве жидкости рекомендуется использовать нефть, раствор HCl, керосин и смеси этих жидкостей. На одну виброобработку расходуется до 100 м3 жидкости. Расход раствора HCl или керосина берется из расчета 2 - 3 м3 на 1 м толщины пласта.

Таблица 1 - Техническая характеристика вибраторов

Вибратор	Длина, мм	Диаметр, мм	Оптимальный расход, л/с	Частота пульсации, с
ГВЗ-85	494	85	10 - 12	200
ГВЗ-108	420	108	15 - 20	250
ГВЗ-135	500	135	30- 35	500

Имеются основания считать, что колебания давления будут быстро затухать при удалении от золотника, и в пласте они едва ли будут настолько значительны, чтобы вызвать образование трещин в пласте. Приводимые в литературе сведения об эффективности метода вибровоздействия, возможно, объясняются действием кислоты, промывки ПЗС растворителями (керосин, нефть) и удалением, таким образом, отложений парафина и асфальтосмолистых веществ.

1.3 Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.

В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции.

При воздействии на известняк

$2HCl+CaCO3=CaCl2+H2O+CO2$;

При воздействии на доломит

$2HCl+CaCO3=CaCl2+H2O+CO2$.

Хлористый кальций (CaCL2) и хлористый магний (MgCL2) - это соли, хорошо растворимые в воде - носителе кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO2) также легки удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

В количественных соотношениях реакция соляной кислоты с известняком запишется следующим образом:

$2HCl+CaCO3=CaCl2+H2O+CO2$.

Таким образом, при взаимодействии с известняком 73 г чистой HCL при полной ее нейтрализации растворяется 100 г известняка. При этом получается 111 г растворимой соли хлористого кальция, 18 г воды и 44 г углекислого газа. Таким образом, на 1 кг известняка надо израсходовать следующее количество чистой HCL - 730 г.

Известно, что 1 л 15%-ного раствора кислоты содержит 161,2 г чистой HCL. Следовательно, для растворения 1 кг известняка потребуется 4,53 л раствора.

Аналогично для второй реакции воздействия HCL на доломит при взаимодействии 146 г чистой HCL с 184,3 г доломита [CaMg (CO3)2] при полной нейтрализации получается 111 г растворимой соли хлористого

кальция; 95,3 г MgCL2; 36 г воды (H2O) п 88 г углекислоты. Для растворения 1 кг доломита потребуется кислоты - 4,914 л 15%-ного раствора HCL.

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтрализованой кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС. К числу таких примесей относятся следующие.

1. Хлорное железо (FeCL3), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа [Fe(OH)3], выпадающего в виде объемистого осадка.

2. Серная кислота H2SO4 в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием CaCL2 образует гипс (CaS04×2H2O), который удерживается в растворе лишь в незначительпых количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

3. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок (например, ингибитор ПБ-5).

4. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF2) и фосфорнокислого кальция [Ca3 (PO4)2].

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCL в пределах 10 - 15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15 %-ного раствора HCL равна минус 32,8 °C.

Рецептуру приготовления раствора отрабатывают либо в промысловых лабораториях, либо в исследовательских институтах. К раствору HCL добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCL транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1

% в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов используют:

- формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 - 8 раз;
- уникол - липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25 - 0,5%), снижающую коррозионную активность в 30 - 42 раза. Однако поскольку уникод не растворяется в воде, то из нейтрализованной (отреагированной) кислоты он выпадает в осадок, поэтому его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность только до 15 раз.

Для высоких температур и давлений разработан ингибитор - реагент И-1-А (0,4%) в смеси с уротропином (0,8%), снижающий коррозионную активность (при t = 87 °С и Р = 38 МПа) до 20 раз. Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55 - 65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м3 раствора) - в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких температурах. Поэтому при t = 80 - 100 °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Имеются и другие реагенты, используемые для снижения коррозионной активности раствора HCL.

2. Интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3 - 5 раз поверхностное натяжение па границе нефти - нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44 - 11, 44 - 22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в

результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCL, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2 - 3 раза.

3. Стабилизаторы - вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCL с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария

$2HCl+CaCO3=CaCl2+H2O+CO2$.

В этом случае раствор HCL перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария (BaCL2). Образующийся сернокислый барий (BaSO4) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции.

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником - гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы - уксусную (CH3COOH) и плавиковую (HF) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление плавиковой кислоты (HF) в количестве 1 - 2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. Уксусная кислота (CH3COOH) удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCL с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCL в более глубокие участки пласта.

Рабочий раствор кислоты готовят на центральных промысловых кислотных базах или редко у скважины. Существует строгая последовательность операции приготовления кислоты. Точный рецептурный состав компонентов и их количества определяют по соответствующим руководствам или расчетным таблицам в лабораториях или НИИ.

Для приготовления рабочего раствора в расчетное количество воды вводят сначала ингибитор и стабилизатор, затем техническую соляную кислоту. После перемешивания добавляют хлористый барий, снова перемешивают до исчезновения хлопьев хлористого бария, что контролируется анализом проб. Затем добавляют интенсификатор, перемешивают снова и далее дают возможность раствору отстояться до полного осветления и осаждения сернокислого бария.

Растворы HCL готовят с обязательным соблюдением правил по технике безопасности, которые предусматривают наличие специальной одежды, резиновых перчаток и очков. Особые меры предосторожности необходимы при обращении с фтористоводородной кислотой (HF), пары которой ядовиты.

Соляную кислоту перевозят в гуммированных железнодорожных цистернах или автоцистернах. Иногда для защиты железа цистерн от коррозии их внутри окрашивают в несколько слоев химически стойкой эмалью (ХСЭ-93). Фтористоводородную кислоту транспортируют в эбонитовых 20-литровых сосудах.

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы: кислотные ванны, простые кислотные обработки и обработки под давлением ПЗС, термокислотные обработки, кислотные обработки через гидромониторные насадки, серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора должен быть равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают (раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется

раствор HCL повышенной концентрации (15 - 20%), так как его перемешивания на забое не происходит.

Время выдержки для нейтрализации кислоты для данного месторождения устанавливается опытным путем по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе.

Обычно время выдержки составляет 16 - 24 ч.

Простые кислотные обработки - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС (табл. 2).

Таблица 2

Рекомендуемые объемы раствора HCL на 1 м толщины пласта

Порода	Объем раствора HCL, м3/м	
	при первичных обработках	при вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4 - 0,6	0,6 - 1,0
Высокопроницаемые	0,5 - 1,0	1,0 - 1,5
Трещиноватые	0,6 - 0,8	1,0 - 1,5

При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счет увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора - 12 %, максимальная - 20 %.

Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными продуктами предприятий нефтехимии. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема

раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCL уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °С - до 2 ч, при температуре 30 - 60 °С - 1 - 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем это нужно для полной нейтрализации кислоты.

Многочисленные опыты и исследования показали, что кислота в карбонатных породах не образует радиальных равномерно расходящихся каналов. Обычно это промоины - рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются преимущественно в каком-либо одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом (растворение протекает более равномерно вокруг ствола скважины или перфорационных отверстий. Но все равно образующиеся каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора кислоты в породу достигается увеличением концентрации HCL в исходном растворе и скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.

Увеличение исходной концентрации - недостаточно эффективный способ, так как он вызывает коррозию металла и оборудования, способствует

образованию нерастворимых осадков в продуктах реакции. Увеличение скорости закачки считается эффективным средством, но оно лимитируется поглотительной способностью скважины и мощностью применяемого насосного оборудования. Применение добавок - более эффективное средство. Количество уксусной кислоты в растворе, применяемом для замедления, увеличивают в несколько раз по сравнению с необходимым для стабилизации. Так, при ее содержании 4 - 5 % от общего объема раствора скорость нейтрализации замедляется в 4 - 5 раза. Это означает, что раствор сохранит свою активность на расстояниях (при одномерном движении) в 4 - 4,5 раз больших при прочих равных условиях.

Кислотная обработка под давлением. При простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает в хорошо проницаемые прослои, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослои остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослои изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослои буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО.

Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем.

Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10 - 12%-ного раствора HCL и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую. К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами, например окисленный мазут, кислый газойль. ГрозНИИ рекомендует добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Эмульсия обычно составляется из 70 % по объему раствора HCL и 30 % нефти. В зависимости от способа и времени перемешивания можно получить эмульсии различной вязкости, вплоть до 10 Па-с. При продолжительном перемешивании достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости. Объемы нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки в проницаемые прослои определяются объемом пор пласта в пределах предполагаемого радиуса закачки R, толщиной проницаемых прослоев h и их пористостью m по формуле:

$2HCl+CaCO3=CaCl2+H2O+CO2$.

Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5 - 2,5 м3 эмульсии. Рабочий раствор закачивается в тех же объемах, что и при простых СКО. Эмульсия в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере.

Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCL объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления. После рабочего раствора HCL без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же,

как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

1.4 Потокоотклоняющие технологии

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Данные технологии активно используются в России с 80-х годов прошлого века и в настоящее время практически 100% методов химического заводнения в России связано именно с этими технологиями. В стране применяется около 100 разновидностей ПОТ. Их можно разбить на несколько групп по механизму воздействия на коллектор пласта и классифицировать по типу используемого агента.

В России выполнены десятки тысяч обработок скважин с использованием потокоотклоняющих технологий. На крупных месторождениях число их может достигать сотен в год. Консолидированная оценка эффективности применения различных ПОТ определяется значительным разнообразием строения и характеристик месторождений, на которых они применялись. Анализ результатов использования ПОТ в России показывает, что их эффективность существенно различается. Как правило, она оценивается в виде или удельной добычи тонны нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину.

Часто ПОТ рассматриваются как МУН, но используются локально на отдельных участках месторождения. Иногда производится оценка изменения КИН по таким участкам воздействия. Но такие оценки, даже для замкнутых участков, представляются недостаточно точными вследствие влияния иных технологических факторов на извлечение нефти, а также незначительных

объемов воздействия на пласт. Кроме того, в подавляющем большинстве случаев в качестве основного метода оценки эффекта от применения указанных технологий воздействия на пласт использовался «метод характеристик». Наряду с многочисленными примерами высокой эффективности реализации ПОТ имеется и немало результатов с явно завышенным расчетным эффектом. Как уже отмечалось выше, в ходе разработки месторождений различные воздействия на пласт технологического характера способны вызвать изменения в показателях работы скважин гораздо более существенные, чем воздействие от проведенных обработок призабойных зон скважин по методу ПОТ. Кроме того, во многих случаях ПОТ и не могли дать эффект, исходя из условий их применения: строения и геолого-физической характеристики пластов, состояния фонда скважин реализуемой системы разработки.

Потокоотлоняющие технологии широко применяются ввиду простоты и низких затрат на их реализацию, а также благодаря эффекту сокращения обводненности скважин во многих случаях. Тем не менее, не следует считать их кардинальным средством для воздействия на весь объем пласта и существенного увеличения охвата пласта.

1.5 Проведение перфорации

Перфорация - пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через перфорационные отверстия происходит приток из пласта в скважину нефти, газа и воды. Различают следующие виды перфорации: пулевую, торпедную, кумулятивную, гидропескоструйную.

При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8 - 10) камор - стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу.

Существует два вида пулевых перфораторов:

- перфораторы с горизонтальными стволами. В этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;
- перфораторы с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм.

Внутренний заряд ВВ одного снаряда равен 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса ВВ одной камеры - 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100 - 160 мм, диаметр канала - 22 мм. На 1 м длины фильтра делается не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн.

Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией.

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов.

Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки пробивает канал.

Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6 - 8 км/с и создает давление на преграду до 0,15 - 0,3 млн. МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8 - 14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора.

Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные.

Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно.

Бескорпусные - одноразового действия. Разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Корпусные перфораторы простреливают интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия - до 10 м и бескорпусные или ленточные - до 30 м.

Перфораторы спускаются на кабеле (имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ, а также на насосно-компрессорных трубах). В последнем случае взрыв производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство. Масса ВВ одного кумулятивного заряда составляет 25 - 50 г.

Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным - 1 м, пулевым - до 2,5 м. Это одна из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

При гидропескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу НКТ. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления.

При ГПП создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается за счет большой скорости песчано-жидкостной струи - несколько сотен метров в секунду. Перепад давления составляет 15 - 30 МПа. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности

песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы до 0,5 м.

Медленно вращая пескоструйный аппарат или вертикально его перемещая, можно получить горизонтальные или вертикальные надрезы и каналы. Сопротивление обратному потоку жидкости уменьшается и каналы получаются 2,5 раза глубже.

Процесс ГПП связан с работой насосных агрегатов, развивающих высокие давления, и в некоторых случаях с применением горячих жидкостей. Поэтому проведение работ регламентируется особыми правилами по охране труда и пожарной безопасности, несоблюдение которых может привести к очень тяжелым последствиям.

Пескоструйная перфорация в отличие от кумулятивной или пулевой перфорации позволяет получить каналы с чистой поверхностью и сохранить проницаемость на обнаженной поверхности пласта. Громоздкость операции, задалживание мощных технических средств и большого числа обслуживающего персонала определяют довольно высокую стоимость этого способа перфорации и сдерживают ее широкое применение по сравнению с кумулятивной перфорацией.

1.6 Бурение горизонтальных скважин

Разбуривание нефтяных и газовых месторождений наклонным способом и особенно горизонтальными (ГС) и разветвлённо-горизонтальными скважинами (РГС) является эффективным методом формирования оптимальной системы разработки, а также восстановления продуктивности месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами скважин увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации и оно особенно эффективно для низкопроницаемых коллекторов, а также коллекторов с вертикальной трещиноватостью.

Горизонтальное и разветвленно-горизонтальное бурение - метод резкого повышения нефтегазоотдачи пластов.

В последние годы новые технологии, основанные на горизонтальном бурении, произвели настоящую революцию в практике и теории нефтедобычи. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, значительно возросли. В результате разрядились сетки скважин, снизились депрессии, значительно увеличилось время безводной эксплуатации, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, которые в настоящее время могут эффективно извлекаться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих старых методов воздействия на пласт при их реализации с помощью горизонтальных скважин. По многим показателям достигнуты впечатляющие результаты.

На (рис. 4) показано преимущество горизонтального бурения по сравнению с вертикальным в отношении отрицательного влияния подошвенных вод на качество извлечения углеводородов. Вертикальная, а также и наклонная скважины, попадая в продуктивный пласт, зачастую вскрывают и подошвенную воду. В то время, как горизонтальную скважину направляют в продуктивном горизонте выше этой подошвенной воды.

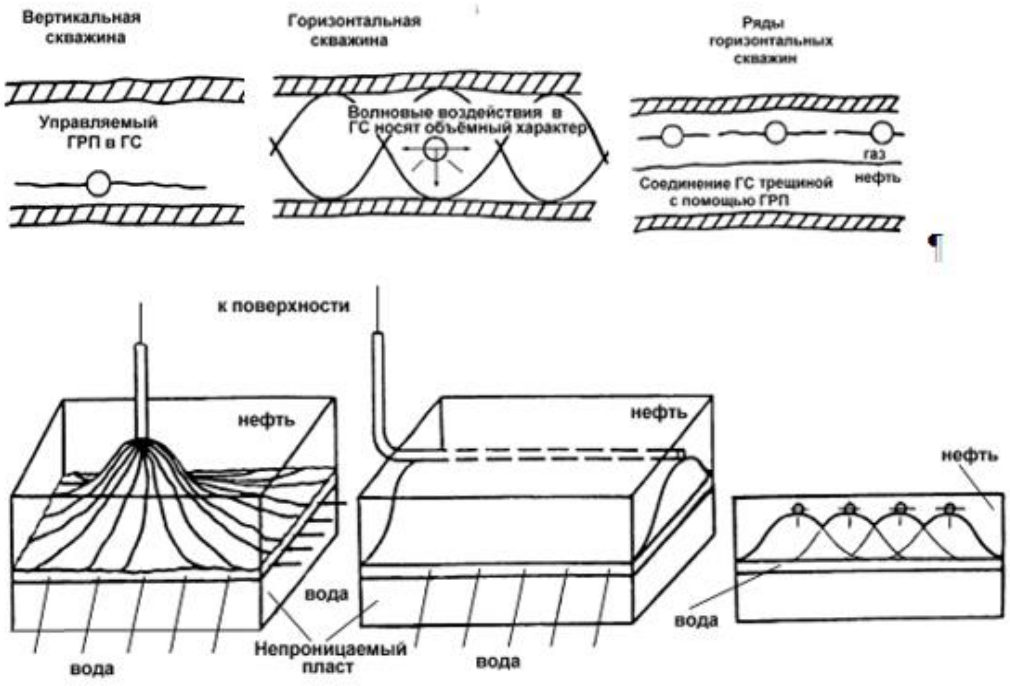

Рисунок 4 Схема подтягивания водонефтяного контакта (ВНК) при разработке залежей с подошвенной водой

При режимах с неподвижными контурами принимается равномерная сетка размещения скважин на площади. После выбора схемы размещения скважин на площади определяют возможные варианты разработки данной залежи. Для этого задаются различными числами рядов, а для каждого ряда - различными расстояниями между скважинами.

Для каждого варианта размещения скважин на площади производятся гидродинамические расчеты по определению текущих дебитов скважин во времени, текущего и суммарного отбора нефти из залежи, срока разработки залежи и т. д. При этом учитываются ресурсы естественной пластовой энергии, а в случае необходимости предусматривается восполнение этой энергии извне.

Следует заметить, что в случае разбуривания залежи горизонтальным, а еще лучше разветвленно-горизонтальными скважинами резко упрощается система разработки месторождения, поэтому становятся дешевле и работы по его эксплуатации.

Известно, что в горной породе нефть фильтруется десятки лет на сотни метров сквозь мельчайшие поры пласта от периферии к забоям скважин, встречая часто на своем пути естественные преграды. Эти преграды либо естественные, литологические или тектонические экраны, либо застойные зоны с низкими градиентами давления в фильтрационном поле, либо "языки" воды, прорвавшиеся и разрезавшие нефтяное поле и т. п., и являются основной причиной потерь огромных запасов нефти в пластах. В недрах остаются миллиарды тонн "остаточной" нефти.

К сожалению не разрабатываются многие месторождения с большими запасами углеводородов, но с низкими коллекторскими свойствами или с тяжелой нефтью, где малые дебиты не оправдывают затрат на бурение.

Вследствие огромной конкуренции на нефтяном и газовом рынке в настоящее время требуется резко снизить себестоимость добываемых углеводородов путем коренного усовершенствования дренажных способностей коллекторов. Такому требованию удовлетворяет разветвленно-горизонтальное бурение (РГ). Основным направлением применения разветвленно-горизонтального бурения у нас в стране должно стать возрождение старых нефтяных месторождений и извлечение из них оставшихся запасов нефти (которые составляют до 60 - 80 % от начальных запасов). По мере развертывания работ, развития техники и технологии, приобретения опыта, эта технология будет постепенно переноситься и на другие объекты (залежи с нефтяными оторочками, высоковязкие нефти, плотные коллекторы и др.). С 1949 по 1980 гг. в 13 районах, на 30 площадях бывшего Советского Союза пробурено 110 РГ скважин при глубинах по вертикали от 400 до 2300 м, в том числе 57 эксплуатационных, 35 разведочных, 8 противофонтанных, 10 водо-понизительных и нагнетательных скважин.

В разветвленных скважинах забурено 320 дополнительных стволов общей протяженностью 175440 м, в том числе забурено 210 резко искривленных ответвлений с общей проходкой 21000 м из "открытого" ствола. Максимальная интенсивность искривления достигла 10...12VIO м проходки.

Максимальная длина горизонтального участка 632 м.Технологические модели систем разработки ГС представлены на (рис. 5).

Примером мощного прироста добычи нефти за счет применения РГС является разработка одной залежи объединения Бориславнефть (Западная Украина), эксплуатировавшейся ранее 43 года (с 1914 г.) очень густой сеткой скважин с расстоянием 90 - 100 м.

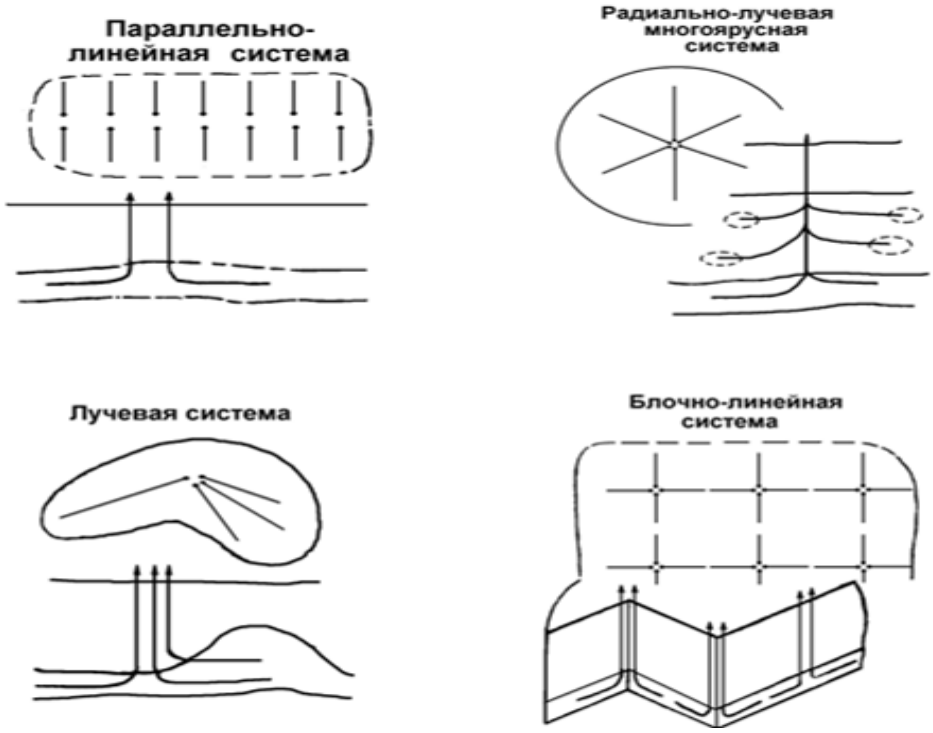

Рисунок 5 Технологические модели систем разработки ГС

Суточные дебиты там составляли 0,05...2 т/сут после "истощения' залежи, в 1957 г. были пробурены 4 РГС, которые дали дебит в 8 - 14 раз выше самой высокодебитной старой вертикальной скважины. За 15 лет работы эти 4 скважины дали 47,2 % добытой нефти. Таким образом, нефтеотдача повысилась на 50 пунктов.

Рост дебита горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными для различных месторождений мира приведен в (табл. 4).

Основные направления в решении проблемы бурения горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин.

Для кардинального решения проблемы качественного и эффективного бурения горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин необходимо:

1. исследовать гидродинамику пласта нефтяных и газовых залежей различных типов с целью создания оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений ГС и РГС;

2. исследовать напряженное состояние горных пород, вскрываемых этими скважинами и механику формирования ствола породоразрушающими инструментами различных типов;

3. разработать систему оптимального управления траекторией глубоких ГС и РГС для различных геологических условий и способов бурения;

4. разработать эффективную технологию бурения, вскрытия пластов и крепления ГС и РГС и особенно обратить внимание на разработку специальных буровых и тампонажных растворов и гидродинамические особенности их работы в этих условиях;

5. разработать эффективные технические средства (отклоняющие, ориентирующие, стабилизирующие и измерительные) для бурения ГС и РГС.

Кроме того, необходимо разработать технику и технологию бурения горизонтальных скважин для нефтегазопроводов под реками и другими препятствиями. Это тоже является проблемным вопросом горизонтального бурения.

Таблица 4

Рост дебита горизонтальных скважин

Месторождение (страна)	Глубина залегания продуктивного пласта,м	горизонтального участка,м	Дебит, т/с		Рост дебита
			горизонтальная скважина	вертикальная скважина	
Росло Маре (Италия)	1380	470	525. ..1908	89...270	6.-23
КолдЛейк (Канада)	480	1016	4000	500	8
Прадхо Бей (США)	2700	476	1670	400	4,1
Виргиния (США)	1020	600	3400	2100	1,6
Яблоновское (быв.СССР)	540	150	40	23	1,7
Карташевское	475	51.328	120	6...8	15-20
Южно-Введеновское	1320	<100	—	—	2-3
Тереклинское	1300	<100	64	32	3-6
Бориславское	600	100	10...28	0,1...2,0	7-40
Южно-Карское	260	—	70... 140	4...35	2.-.35
Камышановская	—	—	—	—	7.-.17
Ириновская пл.	—	—	—	—	10-12
Долинское	—	—	27... 208	10..16	3.-.12
Марковская пл.	2164	632	—	—	2
Полазна	1120	—	—	—	2,5

Главы 2, 3 являются конфиденциальной информаций и коммерческой тайной компании ОАО «Сургутнефтегаз»

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На протяжении многих лет одной из проблем нефтедобывающей промышленности является увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины, а также из-за гидратации пород. В этой связи большое значение приобретают технологии обработки призабойной зоны, которые позволяют восстановить, а зачастую и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин за счет частичной или полной ликвидации вышеуказанных проблем.

Технологии обработки призабойной зоны (методы интенсификации добычи) направлены на повышение продуктивности и приемистости скважин. Данные технологии позволяют улучшить или восстановить фильтрационные свойства коллекторов агентами и способами, выбираемыми в зависимости от геолого-физических условий и поставленной задачи (кислотами, нефтекислотными эмульсиями, растворителями).

За последние десятилетия были использованы различные технологии очистки призабойной зоны (химические, гидродинамические, виброволновые, тепловые).

В качестве примера рассматривается составление сметы расходов на очистку призабойной зоны пласта скважины 51на Жумажановском нефтяном месторождении гидрожелонкой в интервале 2564,5-2571,4 м.

Исходные данные для расчета сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой

Технологию очистки пробок выбирают таким образом, чтобы с одной стороны, удалить пробку, а с другой - свести к минимуму ухудшение гидродинамических свойств пласта. Например, в результате попадания в него технологических жидкостей, используемых для промывки. Образующиеся в процессе эксплуатации скважин песчаные пробки бывают забойные, образующиеся на забое скважины, и патронными, располагающиеся в средней и верхней части колонны. Существует два метода очистки скважин - удаления песчаных пробок желонками и промывка.

Для расчета сметы затрат на очистку призабойной зоны пласта гидрожелонками необходимы следующие исходные данные:

- продолжительность воздействия гидрожелонки составляет 7 часов;
- очисткой призабойной зоны пласта гидрожелонкой занимаются 3 человека:
    - оператор 4 разряда - 1 человек - тариф - 176руб. /час;
    - оператор 5 разряда - 1 человек - тариф - 192 руб. /час;
    - мастер - оклад 35000 рублей;
- отчисления по страховые взносы составляют 30% от суммы заработной платы;
- для проведения ПРС требуется следующая спецтехника:
    - КАВЗ по тарифам - 2475 руб. /м-ч и 85 руб. /км;
    - КРКЗ-255 - 2825 руб. /м-ч и 222,50 руб. /км;
    - ЛБУ - 3250 руб. /м-ч;
- для очистки ПЗП гидрожелонкой требуются следующие материалы:
    - канат - 96 руб. /м. спецодежда - 2648 руб. / комплект

Расчет затрат по статье "Сырье и материалы"

Расчет затрат на материалы производим по следующей формуле:

З = Q * Z, где:

З - затраты на материалы.

Q - количество расходуемых материалов.

Z - цена за единицу материала.

При очистке ПЗП гидрожелонкой используется пять наименований материалов, расчет представлен для двух наименований материалов в таблице 5.1.

Таблица 5.1. - Расчет затрат на материалы

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена, Руб.	Сумма, руб.
1.	Канат	м	2997	250	749250,00
2.	Спецодежда	шт.	0,2	2648	529,60
3.	Прочие				16000,00
	Итого:				765779,60

Все затраты на материалы составили 765779,60 рублей.

РАСЧЕТ ЗАТРАТ ПО СТАТЬЕ "АМОРТИЗАЦИЯ"

Сумма амортизации рассчитывается исходя из среднегодовой стоимости оборудования и часов работы этого оборудования. Расчет затрат на амортизацию представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2. - Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Среднегодовая стоимость, руб	Норма аммортции, %	Годовая сумма амортизации, руб,	Сумма амортизации за часы работы
Гидрожелонка	380000,00	10	38000	130,50
Итого:				130,50

Всего отчисления на амортизацию составили 130,50 рублей.

РАСЧЕТ ЗАТРАТ ПО СТАТЬЕ "ТРАНСПОРТ"

Транспорт на очистку призабойной зоны пласта гидрожелонкой предприятие нанимает у автотранспортного предприятия, поэтому расчет представлен по тарифам за километр пробега и машино-часы работы. Всего при очистке призабойной зоны пласта гидрожелонкой используется три

единицы автотранспортных средств, расчет затрат на автотранспорт представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3. - Расчет затрат на транспорт.

Наимено-вание	Кол-во, ед.	Режим работы, ч.	Пробег, км	Тариф		Сумма, руб.		Итого, руб.
				м/ч	км	м/ч	км	
КАВЗ	1	7	156	2475	85	17325,00	13260,00	30585,00
КРАЗ-255	1	2	75	2825	222,50	5650,00	16687,50	22337,50
ЛБУ	1	6,5	-	3250	-	21125,00	-	21125,00
Итого:								74047,50

Всего затраты на транспорт составили 74047,50 рублей.

РАСЧЕТ ЗАТРАТ ПО СТАТЬЕ "ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА"

Расчет заработной платы основного состава бригады ПРС осуществляется по тарифным ставкам за фактически отработанное время с учетом процента на доплаты и премию, размера районного коэффициента и северной надбавки.

Очистка ПЗП гидрожелонкой занимается бригада ПРС во главе с мастером. Бригада ПРС состоит из оператора 4 разряда - 1 человек, оператора 5 разряда - 1 человек. При начислении заработной платы установлен процент доплат за работу во вредных условиях - 5% от суммы по тарифу, премия за выполненную работу - 100%, районный коэффициент за работу в местности, приравненной к Крайнему Северу, составляет 0,7, северная надбавка - 50%.

Расчет затрат на заработную плату представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4. - Расчет затрат на заработную плату

Специальность	Разряд	Кол-во чел.	Тарифная ставка, руб./ч	Кол-во часов	Сумма по тарифу	Сумма доплат	Сумма премии	РК+ СН	Всего затраты на зарплату, руб.
Оператор	4	1	176	7	1232,00	61,6	1047,2	1478,4	3819,2
Оператор	5	1	192	7	1344,00	67,2	1142,4	1612,8	4166,4

Мастер		1	35000	7	1491,63	74,58	1267,88	1789,95	4624,05
Итого									12609,65

Расчет затрат на заработную плату составил 12609,65 рублей.

РАСЧЕТ ЗАТРАТ ПО СТАТЬЕ "ОТЧИСЛЕНИЕ НА СТРАХОВЫЕ ВЗНОСЫ"

Страховые взносы (СВ) 30%, распределяется следующим образом:

$$СВ= \frac{ФОТ*30\%}{100\%}$$, где:

ФОТ - фонд оплаты труда.

30% - процент от фонда заработной платы.

$$СВ= \frac{12609,65*30\%}{100\%} = 3782,90 \text{ руб}$$

РАСЧЕТ ЗАТРАТ ПО СТАТЬЕ "НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ"

К накладным расходам относятся цеховые, общепроизводственные затраты и затраты на услуги смежных предприятий.

В цеховые затраты входят затраты на заработную плату ИТР цеха, затраты на содержание и капитальный ремонт здания, затраты на электроэнергию и тепловодоснабжение административного здания, транспортные расходы. Накладные расходы составляют 0,8% от суммы прямых затрат.

Сумма цеховых затрат составила:

856350,15*0,8% = 6850,80 рублей.

В общепроизводственные расходы входят затраты на заработную плату ИТР предприятия, отчисления от нее во внебюджетные фонды, затраты на содержание и эксплуатацию их административного здания, почтовые, канцелярские и прочие расходы.

Расчет общепроизводственных расходов производим по следующим формулам:

Доля общепроизводственных = ФЗП основ. персонала цеха*100%расходов ФЗП ИТР:

12609,65 * 100% / 75000 = 16,81%

Сумма общепроизводственных = Сумма прямых * Доля общепроиз. расходов затрат расходов:

856350,15 * 16,81% = 143952,46 рублей

СОСТАВЛЕНИЕ СМЕТЫ ЗАТРАТ НА ОЧИСТКУ ПЗП ГИДРОЖЕЛОНКОЙ

Таблица 5.5. - Расчет сметы затрат на очистку ПЗП гидрожелонкой.

№ п/п	Наименование элемента	Сумма, руб.
1.	Сырье и материалы	765779,6
2.	Заработная плата	12609,65
3.	Отчисление на единый социальный налог	3782,90
4.	Транспорт	74047,50
5.	Амортизация	130,5
	Итого прямых затрат	856350,15
6.	Цеховые расходы	6850,80
7.	Общепроизводственные расходы 1,5%	143952,46
8.	Итого:	1007153,41

Всего затраты на очистку ПЗП гидрожелонкой составили 1007153,41 рублей.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Место работы оператора находится на кустовой площадке промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни.

В процессе жизнедеятельности человек подвергается воздействию различных опасностей, под которыми обычно понимают явления, процессы, объекты, способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека непосредственно или косвенно, т.е. вызывать различные нежелательные последствия.

Человек подвергается воздействию опасностей и в своей трудовой деятельности. Эта деятельность осуществляется в пространстве, называемом производственной средой. В условиях производства на человека в основном действуют техногенные, т.е. связанные с техникой, опасности, которые принято называть опасными и вредными производственными факторами.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Травма — это повреждение тканей организма и нарушение его функций внешним воздействием. Травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случай воздействия опасного производственного фактора на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или

снижению трудоспособности. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называются *профессиональными.*

Опасные производственные факторы:

• поражение электрическим током;

• раскаленные тела;

• возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;

• оборудование, работающее под давлением выше атмосферного.

Вредные производственные факторы:

• неблагоприятные метеорологические условия;

• запыленность и загазованность воздушной среды;

• воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;

• наличие электромагнитных полей.

К *физическим* факторам относят электрический ток, кинетическую энергию движущихся машин и оборудования или их частей, повышенное давление паров или газов в сосудах, недопустимые уровни шума, вибрации, недостаточную освещенность, электромагнитные поля.

Химические факторы представляют собой вредные для организма человека вещества в различных состояниях.

Биологические факторы — это воздействия различных микроорганизмов, а также растений и животных.

Психофизиологические факторы — это физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда.

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

1.1.1 Вредные вещества

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м3, бензол – 10 мг/м3, углерода оксид – 20 мг/м3.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

1.1.2 Шум на рабочем месте

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установки статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные и (или) индивидуальные меры по их снижению.

Таблица 6.1

Предельно допустимые уровни звукового давления

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	звука (в дБА)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в п.п. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

1.1.3 Метеоусловия

Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже -40 °С должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляется в утепленном транспорте, перевозка людей в транспортных средствах, не оснащенных системами автономного обогрева, не допускается.

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25 °С.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогревания и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием, при этом начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при температуре воздуха до -10 °С и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже -10 °С.

1.1.4 Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

При устройстве наружного освещения буровых площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, рельеф местности, высоту установки прожектора.

1.2 Анализ опасных производственных факторов

1.2.1 Механические опасности

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона - это пространство, в котором

возможно действие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на объекте представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

1.2.2 Давление

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру.

1.2.3 Электроопасность

В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы:

а) выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;

б) требования к электрооборудованию;

в) анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;

г) мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;

д) обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

Также обосновываются организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию электроустановок.

1.2.4 Пожаровзрывоопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС на объекте являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009. Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, статическое

электричество и т. п. Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности. К организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

2. Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и 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 многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

•сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

•нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;

•сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

•сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

•сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

•высокая степень утилизации нефтяного газа;

•оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулировочной арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

1) при аварийных ситуациях магистральныетрубопроводы (нефтепроводы, водоводы) в местахпересечения их водотоками;

2) шламовые амбары, кусты скважин, расположенные в поймах рек или водоохранных зонах;

3) канализационные очистные сооружения и выпуски сточных вод без очистки.

Одним из мероприятий, предотвращающим дальнейшее загрязнение водоемов на территории Казанского месторождения, является выделение водоохранных зон, в районе которых запрещается размещение буровых площадок и нефтяных кустов.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;

- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 6.1).

Таблица 6.2

Вредные вещества

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м^3	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	**т/год**
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществлятсяподземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.

11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.
2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;

- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

3. Безопасность в ЧС

Разработка и утверждение мероприятий по ликвидации ЧС. В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Затем необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Коротко рассматриваются чрезвычайные ситуации стихийного, экологического и социального характера.

Возможные аварийные ситуации и аварии, места их возникновения:

1. Устье скважины: грифонообразование;
2. Устье скважины: пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры;
3. Порыв нефтепровода (от куста скважин до площадки подключения);
4. Порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ;
5. Порыв трубопровода подачи хим. реагента в нефтесборный коллектор куста;
6. Аварийное отключение электроэнергии;
7. Землетресение на территории кустов скважин;
8. Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ;
9. Заложение взрывного устройства;
10. Захват в заложники персонала;
11. Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
12. Порыв водовода высокого давления от БРВ до нагнетательной скважины.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины.

Внешние признаки аварии: Запах углеводородов, посторонний шум; следы разлива нефтепродуктов.

Возможные причины аварии: Механические повреждения;

Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные сварные соединения; заводские дефекты; возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные; износ и не герметичность уплотнительных соединений по кабельному вводу ФА; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правильное расположение и компоновка рабочего места. Окраска и размеры органов управления. Технологические перерывы, проветривание помещения, комнаты психологической разгрузки. Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Проведение учений на объекте.

ПРОГРАММА ПЕРВИЧНОГО (ПОВТОРНОГО) ИНСТРУКТАЖА ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ

№ п/п	Вопросы инструктажа	Время
1.	Обязанности работника на данном рабочем месте и по профессии, при приеме вахты (смены), в процессе рабочего времени и сдачи вахты (смены).	15 мин.
2.	Общие сведения о технологическом процессе и оборудовании на данном рабочем месте, производственном участке, установке, в цехе. Основные опасные и вредные производственные факторы, связанные с обслуживанием оборудования и трубопроводов, машин и механизмов и возникающие при данном технологическом процессе.	10 мин.
3.	Схема безопасного передвижения и общие правила поведения работников на территории участка, установки, цеха, в производственных и вспомогательных помещениях. Расположение основных участков, установок, цехов, вспомогательных помещений.	5 мин.
4.	Опасные зоны оборудования, машин и механизмов. Средства безопасности оборудования (предохранительные, тормозные устройства и ограждения, системы блокировки и сигнализации, знаки безопасности) и требования по их использованию.	5 мин.
5.	Требования к средствам индивидуальной защиты на данном рабочем месте и правила пользования ими с отработкой приемов их использования.	10 мин.
6.	Требования к правильной и безопасной организации и содержанию рабочих мест (рациональное размещение, безопасная укладка, хранение инструмента, приспособлений, деталей, сырья и т.д.)	5 мин.
7.	Порядок подготовки к работе (проверка исправности оборудования, пусковых и заземляющих устройств, инструмента, приспособлений, блокировок и других средств защиты).	5 мин.
8.	Порядок пуска в работу и нормальной остановки объекта (технологической установки, оборудования, трубопроводов и т.д.).	5 мин.
9.	Безопасные методы и приемы выполнения работ, применение которых должно предохранить работающего от травмирования. Требования безопасности при работе с ручным переносным инструментом.	10 мин.
10.	Безопасные методы эксплуатации транспортных средств, грузоподъемных механизмов и приспособлений. Требования безопасности при погрузочно-разгрузочных работах и перевозке грузов транспортом.	10 мин.
11.	Требования по предупреждению электротравматизма. Требования безопасности при работе с ручным электрифицированным инструментом.	10 мин.
12.	Основные требования личной и производственной гигиены, санитарии. Требования безопасности и производственной санитарии при использовании вредных веществ. Порядок пользования санитарно-бытовыми устройствами и помещениями.	5 мин.
13.	Обстоятельства и характерные причины аварий, взрывов, пожаров, случаев производственного травматизма. Действия работника в возможных аварийных ситуациях (требования Планов ликвидации возможных аварий).	10 мин.
14.	Действия работников при возникновении несчастного случая на участке, установке, в цехе. Правила оказания первой помощи пострадавшим при несчастном случае с практической отработкой методов оказания первой помощи.	15 мин.
15.	Меры предупреждения аварий, взрывов, пожаров, производственного травматизма, меры газовой и пожарной безопасности. Способы применения имеющихся на объекте газозащитных средств, средств пожаротушения, противоаварийной защиты и сигнализации, места их расположения.	10 мин.
16.	Ознакомление работника с требованиями производственных инструкций, инструкций по охране труда по профессиям и видам работ (в соответствии с перечнем инструкций для каждой профессии).	40 мин.
17.	Ознакомление работника с приказами, распоряжениями, указаниями руководства Общества, цеха, участка по вопросам безопасности труда, информационными письмами контролирующих органов. Разбор и анализ нарушений правил, инструкций по безопасному ведению работы, причин аварий, инцидентов, пожаров и несчастных случаев, имевших место на объектах Общества.	10 мин.
	Итого:	3 часа 00 мин.

Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Инструктаж сопровождается практическим показом безопасных приемов работы с обязательным их повторением инструктируемым работником и завершается устной проверкой приобретенных работником знаний и навыков безопасных приемов работы лицом, проводившим инструктаж.

Проверка знаний проводится раз в год на рабочем месте.

А также знакоство и соблюдение законодательных, нормативных документов.

ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны

ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.062-81. «Оборудование производственное. Ограждения защитные».

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123

ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»

Заключение

Наиболее эффективными мероприятиями являются бурение горизонтальных скважин, зарезки боковых стволов и гидроразрыв пласта. Бурение горизонтальных скважин необходимо реализовать в чистонефтяной нетранзитной зоне объектов, имеющих более монолитное строение и невысокие нефтенасыщенные толщины. Длина горизонтальных участков: 300, 400 и 700 м. За счет данного мероприятия ожидается добыть 5658 тыс.т нефти или 57% от общей дополнительной добычи при эффективности – 63,6 тыс.т/скв.

Зарезки боковых стволов (из них удлинение горизонтальной части ствола в трех скважинах с целью увеличения продуктивности) планируется осуществлять в зоны с наибольшей плотностью текущих подвижных запасов. За счет выполнения зарезок ожидается добыть 207 тыс.т нефти, удельная эффективность ЗБС – 29,6 тыс.т/скв.-операцию.

На месторождении рекомендуется выполнять гидроразрывы пластов. За счет операций ГРП планируется получить 3009 тыс.т нефти или 31% от общей дополнительной добычи при удельной эффективности – 6,1 тыс.т/скв.-операцию.

С целью увеличения продуктивности скважин планируется применять физико-химические методы обработки призабойной зоны. За счет выполнения скважино-операций дополнительно будет добыто 352 тыс.т нефти с удельной эффективностью 0,9 тыс.т/скв.-операцию.

В течение прогнозного периода предлагается реализовать технологии МУН по регулированию направления фильтрационных потоков и мероприятия по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных скважинах путем закачки в них химреагентов. Дополнительная добыча нефти за счет проведения мероприятий указанного направления составит 511 тыс.т при средней удельной эффективности – 0,8 тыс.т/скв.-операцию.

Список использованной литературы

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс] : Федер. закон РФ от 21.07.97 N 116-ФЗ (ред. от 04.03.2013 с изменениями, вступившими в силу 01.07.2013). - Электрон. текстовые дан. - Доступ из инфор.-правовой системы «КонсультантПлюс».
2. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : Федер. закон РФ от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ). - Электрон. текстовые дан. - Доступ из инфор.-правовой системы «КонсультантПлюс».
3. Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс] : постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.2003 N 56 (Зарегистрировано в Минюсте РФ 20.06.2003 N 4812)). - Электрон. текстовые дан. - Доступ из инфор.-правовой системы «КонсультантПлюс».
4. Об утверждении Правил безопасности для производств, использующих неорганические кислоты и щелочи [Электронный ресурс]: постановление Госгортехнадзора РФ от 30.06.1998 N 39. - Электрон. текстовые дан. - Режим доступа: http://www.bestpravo.ru/rossijskoje/vg-normy/a3v.htm (дата обращения: 12.02.2014).
5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) [Электронный ресурс] : утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03 № 56 Зарегистрировано в Минюсте России 20.06.03, рег. № 4812. - Электрон. текстовые дан. - Режим доступа: http://www.mooml.com/d/normativnye-dokumenty-po-nadzoru-v-oblasti-stroitelstva/normativnye-dokumenty-po-gortekhnadzoru/14908/ (дата обращения:).
6. Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 02.04.2014, с изм. от 05.05.2014) (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014). - Электрон. текстовые дан. - Доступ из инфор.-правовой системы «КонсультантПлюс».

7. Алварадо Л. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения : пер. с англ. / Л. Алварадо, Э. Манрик. - Москва : Премиум Инжиниринг, 2011. - 244 с.
8. Алтунина Л. К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ : монография / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. - Новосибирск : Наука, 1995. - 198 с.
9. Амиров А. Д. Капитальный ремонт в нефтяной и газовой промышленности: учебник / А. Д. Амиров, С. Т. Овнатанов, А. С. Яшин. - Москва : ФОРУМ : ИНФРА – М, 2006. - 250 с.
10. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Н. П. Васильева. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Недра, 1980. - 384 с.
11. Арбузов В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учебное пособие Ч. 1 / В. Н. Арбузов ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). - Томск: Изд-во ТПУ, 2011. - 200 с.
12. Байков Н. М. Добыча нефти за счет внедрения новых методов повышения нефтеотдачи / Н. М. Байков // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 6. - С. 53-54.
13. Балакиров Ю. А. Оптимальное управление процессами нефтедобычи / Ю. А. Балакиров, Л. В. Капущак, Е. А. Слепян. - Киев : Техніка, 1987. - 148 с.
14. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник / В. С. Бойко. - Москва : Недра, 1990. - 426 с.
15. Большой справочник инженера нефтегазодобычи: разработка месторождений, оборудование и технологии добычи : пер. с англ. / под ред. У. Лайонза, Г. Плизга. - Санкт-Петербург : Профессия, 2009. - 952 с.
16. Воскресенский П. И. Техника лабораторных работ / П. И. Воскресенский. - Москва : Химия, 1969. - 720 с.
17. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь : учебное пособие / Н. А. Еремин [и др.] ; под ред. И.Т. Мищенко; ГАНГ им. И.М. Губкина; Каф.

разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. - Москва, 1995. - 190 с.

18. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. - Москва : Недра, 1975. - 680 с.
19. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов / А. С. Трофимов [и др.]. - Санкт-Петербург : Профессионал, 2010. - 252 с.
20. Глущенко В. Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В. Н. Глущенко. - Москва : Интерконтакт Наука, 2008. - 725 с.
21. Грей Ф. Добыча нефти : пер. с англ. / Ф. Грей. - Москва : Олимп-Бизнес, 2010. - 416 с.
22. Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа : материалы V Всероссийской научно-практической конференции, Томск, 21-24 сентября 2010 г. / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт химии нефти (ИХН) ; отв. ред. В. А. Кувшинов. - Томск : Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2010. - 346 с.
23. Довжок Е. М. Регулирование разработки и увеличение нефтеотдачи пластов / Е. М. Довжок, Ю. А. Балакиров, Л. Э. Мирзоян. - Киев : Тэхника, 1989. - 144 с.
24. Ентов В. М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. - Москва : Недра, 1989. - 232 с.
25. Есипенко А. И. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз» / А. И. Есипенко, В. В. Калашнев, Н. А. Петров, М. Л. Ветланд // Нефтепромысловое дело. - 1996. -№ 5. - С. 12-15.
26. Изучение минеральных преобразований терригенного коллектора при глинокислотной обработке / А. Д. Коробов, В. Ф. Калинин, Н. П. Чижикова и др. // Нефтяное хозяйство : научно-технический производственный журнал. - 2004. - № 1. - С. 37-41.