

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности применения соляно-кислотной обработки на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.63(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Галишев Андрей Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Никульчиков Андрей Викторович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Галишев Андрей Александрович

Тема работы:

Анализ эффективности применения соляно-кислотной обработки на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019г. 3438/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Способы и технология применения соляно-кислотной обработки скважины на X нефтяном месторождении (Томская область).</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения и геологическое строение месторождения 2. Анализ проведения соляно-кислотной обработки 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта Х нефтяного месторождения 2. Тектоническая карта района

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Креницына Зоя Васильевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент отделения нефтегазового дела</p>	<p>Никульчиков Андрей Викторович</p>	<p>к.ф.-м.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б4В</p>	<p>Галишев Андрей Александрович</p>		

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

Студенту:

Группа 32Б4В	ФИО Галишев Андрей Александрович
------------------------	--

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчислений на социальные нужды-34%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологии выполнения работ.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Смета затрат на проведение мероприятия
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет годового экономического эффекта Расчет прироста прибыли

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Галишев Андрей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Галишев Андрей Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	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

Рабочим местом работ являются кусты скважин на X нефтяном месторождении (Томской область) ООО «X» При добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
Анализ выявленных вредных факторов действие фактора на организм человека;
 - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
 - предлагаемые средства защиты; (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).
1.2. Анализ выявленных опасных факторов:
 механические опасности (источники, средства защиты);
 термические опасности (источники, средства защиты);
 электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 были определены опасные и вредные факторы.

1.1. Вредные факторы:

При выполнении технологических операций по добыче существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда.

К таким факторам можно отнести:

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
 Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования;
 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

1.2 Опасные факторы:

На кусте скважин при выполнении технологических операций по добыче нефти и газа могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:

Электрический ток;

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

<p>2. Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Специфика организации трудовой деятельности в полевых условиях вахтовым методом работы. Организация рабочей зоны.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Галишев Андрей Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа содержит 90 с., 8 рисунков, 16 таблиц, 17 источника. Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор.

Объектом исследования являются продуктивный горизонт X нефтяного месторождения Томской области.

Целью дипломного проекта является анализ эффективности применения соляно-кислотной обработки, принятие технологических решений, позволяющих применить комплекс мероприятий по повышению продуктивности скважин и увеличить темпы отбора нефти из них.

Задачей является проведение анализ эффективности применения соляно-кислотной обработки. Рассмотрение комплекса мероприятий по повышению продуктивности скважин, вскрывающих пластов с низкой нефтеотдачей, и увеличению темпов отбора нефти из них. Объектом исследования являются скважины X нефтяного месторождения.

Установлено, что пласты в верхней части юрских отложений X нефтяного месторождения нефтегазонасыщены и их незначительные притоки объясняются плохими коллекторскими свойствами пород, слагающих их. Пределы коллектора следующие: коэффициент пористости равен 0,101; проницаемость – 0,56 мД.

В целом по залежи пласта Ю¹ по промыслово-геофизическим данным коллектора характеризуются следующими средними значениями параметров: пористость – 13,9%, нефтенасыщенность – 60,6%, проницаемость – 2,4 мД.[1]

Пласты Ю¹ и Ю² содержат признаки нефтенасыщения в керне и сложены мелкозернистыми, крепко цементированными песчаниками.

Из интервала 2395-2404 м. получен приток газа дебитом 35,7 м³/сутки на 5 мм. штуцере. При испытании пласта Ю¹ в колонне из интервала 2419-2433 м получен приток нефти дебитом 0,24 м³/сутки на штуцере 1 мм.

Таким образом, подтверждается наличие газовой и нефтяной залежей в пластах Ю¹ и Ю² наунакской свиты в пределах X поднятия.[1]

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	16
1.1 Физико-географическое строение района	16
1.2 Стратиграфия	17
1.3 Тектоника	18
1.4 Нефтегазоводоносность	19
1.5 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	20
1.6 Физико-химические свойства и состав пластовой жидкости и газа	21
2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ	23
2.1 Назначения и условия проведения кислотных обработок	23
2.2 Технология проведения кислотных обработок	24
2.3 Техника для проведения кислотных обработок	32
2.4 Реагенты, применяемые при кислотной обработке	37
2.5 Объем и концентрация растворов кислоты	39
2.6 Характеристика порошкообразного кислотного реагента «нетрол» и кислотных растворов на его основе	40
2.7 Технологии кислотных обработок скважин с применением нейтрола	42
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ	44
3.1 Расчет соляно-кислотной обработки	44
3.2 Расчет затрат на проведение соляно-кислотной обработки	51
3.3 Расчет прироста добычи нефти	52
3.4 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат	54
3.4.1 Расчет условно-постоянных затрат	54
3.4.2 Расчет условно-переменных затрат	57
3.5 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия	60

3.5.1 Расчет основной заработной платы	60
3.5.2 Расчет дополнительной заработной платы	63
3.5.3 Расчет отчислений на социальные нужды	63
3.5.4 Расчет стоимости материалов	63
3.5.5 Расчет стоимости электроэнергии	64
3.5.6 Расчет амортизации основных производственных фондов	65
3.5.7 Расчет стоимости услуг	66
3.5.8 Расчет прочих расходов	68
3.5.9 Расчет цеховых расходов	68
3.5.10 Смета затрат на проведение мероприятия	68
3.6 Расчет годового экономического эффекта	69
3.7 Расчет прироста прибыли	70
3.8 Техничко-экономические показатели	71
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
4.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды	73
4.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	74
4.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации	76
4.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	77
4.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
4.2.1 Электрический ток	78
4.2.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	80
4.3 Экологическая безопасность	81
4.3.1 Влияние на литосферу	82
4.3.2 Влияние на гидросферу	83
4.3.3 Влияние на атмосферу	83
4.4 Безопасность в ЧС	84
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86

4.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	86
4.5.2 Организация рабочей зоны	87
Заключение	89
Список используемых источников	90

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПЗП – призабойная зона пласта

СКО – соляно-кислотная обработка

ПАВ – поверхностно-активные вещества

НКТ – насосно-компрессорная труба

АСПО – осфальтосмолопарафиновые отложения

СИЗ – средство индивидуальной защиты

ГСМ – горюче-смазочные материалы

КИП – контрольно-измерительные приборы

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

ППУ – передвижная паровая установка

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение нефтеотдачи пластов – актуальная проблема нефтяной науки и нефтепромысловых предприятий. В настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчленённым коллекторам.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов в России составляет до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или не извлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. В связи с этим применяют методы стабилизации добычи нефти – интенсификация разработки месторождений, находящихся в эксплуатации, с применением новых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

На X месторождении проводится комплекс мероприятий по повышению продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличению темпов отбора нефти из них. Это химические методы (соляно - кислотные обработки ПЗП), механические методы (дополнительная перфорация, гидравлический разрыв пласта), тепловые методы (различные методы прогрева ПЗП).

Несмотря на то, что данное месторождение было разведано в 1970-х годах, его промышленная разработка началась сравнительно недавно. На сегодня разведанные запасы X составляют 156,8 млн баррелей, установлены 44 скважины из которых 32 эксплуатационные. Из них 7 пробурено кустовым способом. 11 скважин пробурено с целью поиска и разведки. Добыча углеводородного сырья ведется из 29 скважин, подземный нефтепровод диаметром 216 мм и протяженностью 49 км до пункта сдачи продукции «Завьялово».

В данной дипломной работе поставлена задача провести анализ эффективности применения технологий интенсификации добычи нефти на X месторождении, а именно методом соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта скважины № X куста 1.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Физико-географическая характеристика района

Территория месторождения представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот варьируются от 82 м в северо-восточной части до 54,5 м в юго-западной части месторождения. Относительные превышения – 25,9 м.

Заселенность площади составляет 99%, из них 24% - заболоченный лес. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами.

Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена рекой Васюган и ее притоком – Чижалка. Реки имеют крутые берега, заросшие густым кустарником. Болота занимают примерно 40% территории участка.

Климат резко континентальный с суровой, длительной зимой и коротким жарким летом. Среднесуточная температура зимой от -15°C до -40°C, летом – до +35°C. Снежный покров достигает 1 – 1,5 м. озера, реки и болота промерзают во второй половине декабря. Реки вскрываются в первой половине мая.

Через месторождение проходит грунтовая автомобильная дорога, идущая вдоль реки Васюган. Сообщение осуществляется по этой дороге, по р. Васюган, судоходной в течение всего летнего периода, и по зимним дорогам. Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода и рядом идущего газопровода 60 км. Вдоль трубопроводов проходит линия электропередачи.



Рисунок 1 Обзорная карта X нефтяного месторождения

1.2 Стратиграфия

В геологическом строении X месторождения принимают участие терригенно-осадочные отложения фундамента доюрского и мезозойско-кайнозойского чехла. Продуктивные пласты на X месторождении находятся в юрской системе в тюменской и наунакской свитах.

Юрская система Y

Отложения юрской системы со стратиграфическим несогласием залегают на складчатом фундаменте и представлены тремя отделами: нижним и средним (тюменская свита) и верхним (наунакская, георгиевская и баженовская свиты).

Тюменская свита Y₁ tm

Породы тюменской свиты (нижняя + средняя юра) формировались, преимущественно, в континентальных условиях, меньше – в прибрежно-морских, а, возможно, в обширных опресненных водоемах и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов (речные и озерно-болотные осадки со значительной фациальной и литологической изменчивостью в горизонтальном направлении и вертикальном разрезе). Толща характеризуется

обилием углефицированных растительных остатков и пропластками углей. Выделяются группы песчаных пластов Ю₁₆ – Ю₂.)

Песчаники серые и светло-серые, массивные, плотные, полимиктовые, крупно- и мелко-среднезернистые, плохо отсортированные. Алевролиты светло-коричневые, плотные, массивные с горизонтальной слоистостью. Аргиллиты серые и темно-серые, алевритистые, часто углистые.

Мощность тюменской свиты составляет 107-298 м.

Наунакская свита Y₁ nuk

Наунакская (васюганская) свита (келловейский и оксфордский ярусы верхней юры) согласно залегает на породах тюменской свиты. Исследуемый район находится в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Вскрытые скважинами разрезы свидетельствуют о полифациальности условий осадконакопления – от прибрежно-морских (в незначительном объеме), до прибрежно-континентальных и континентальных.

Песчаники серые и темно-серые, крепкоцементированные, мелко- и среднезернистые, с включениями зерен пирита, намывами углистоматериала и раковин. Алевролиты желтовато-серые, глинистые, с горизонтальной и линзовидной слоистостью.

Аргиллиты буровато-серые, темно-серые, углистые. В верхней части разреза свиты выделяются песчаные пласты Ю₁¹, в отдельных скважинах Ю₁², в нижней – пласт Ю₁³⁻⁴. Толщина отложений свиты – 53-77 м.[2]

1.3 Тектоника

Х месторождение нефти в современном тектоническом плане расположено в пределах крупного структурного носа, осложняющего крайнюю северо-западную периклиналь Парабельского мегавала.

По основному отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Х поднятие оконтурено изогипсой -2360 м и представляет собой узкую

антиклинальную (скорее валообразную) складку небольших размеров (18×4 км) северо-восточного простирания. За счет имеющего место в центральной части структуры пережима северо-восточная, и юго-западная части структуры осложнены небольшими вершинами с амплитудами 40 и 25 метров соответственно. В южной части структуры через небольшой пережим примыкает отдельное малоамплитудное (30 м) поднятие размером 3×2 км.[2]

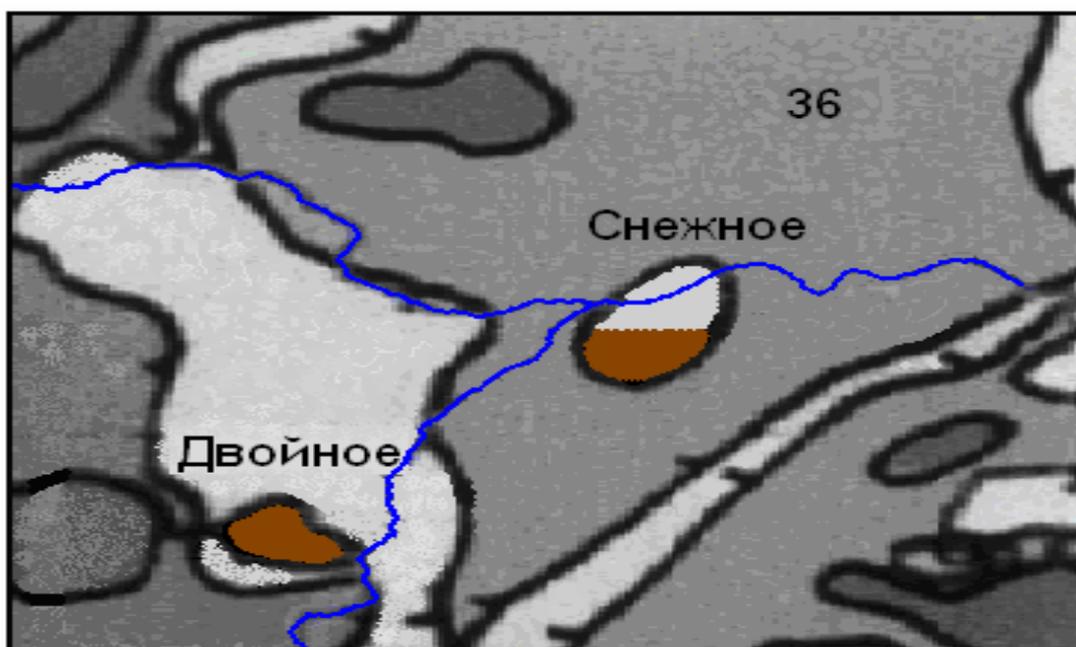


Рисунок 2 Тектоническая карта района.

1.4 Нефтегазоводоносность

Установлено, что пласты в верхней части юрских отложений X нефтяного месторождения нефтегазонасыщены и их незначительные притоки объясняются плохими коллекторскими свойствами пород, слагающих их. Пределы коллектора следующие: коэффициент пористости равен 0,101; проницаемость – 0,56 мД.

В целом по залежи пласта Ю₁² по промыслово-геофизическим данным коллектора характеризуются следующими средними значениями параметров: пористость – 13,9%, нефтенасыщенность – 60,6%, проницаемость – 2,4 мД.[3]

Пласты Ю₁¹ и Ю₁² содержат признаки нефтенасыщения в керне и сложены мелкозернистыми, крепко сцементированными песчаниками.

Из интервала 2395-2404 м. получен приток газа дебитом 35,7 м³/сутки на 5 мм. штуцере. При испытании пласта Ю₁² в колонне из интервала 2419-2433 м получен приток нефти дебитом 0,24 м³/сутки на штуцере 1 мм.

Таким образом, подтверждается наличие газовой и нефтяной залежей в пластах Ю₁¹ и Ю₁² наунакской свиты в пределах X поднятия.

Из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками после проведения гидроразрыва пласта реально получение промышленных притоков нефти. Из интервалов перфорации: 2395,4-2403,6 м; 2419,1-2433,6 м; 2438,2-2440,3 м; 2443,6-2445,1 м; 2446,4-2448,3 м получен приток безводной нефти в объеме 28,4 м³/сутки на штуцере 8 мм.

За счет работы газовой залежи пласта Ю₁¹ газовый фактор составил 264 м³/м³. До гидроразрыва дебит скважины составлял 0,24 м³/сутки на штуцере 1 мм.

При совместном испытании пластов Ю₁¹ и Ю₁² после проведенного гидроразрыва из интервалов 2409,1-2412,2 м; 2423,4-2432,0 м получен приток нефти с дебитом 32 м³/сутки на штуцере 8 мм.

1.5 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Исследуемый разрез наунакской свиты X нефтяного месторождения, представлен терригенными отложениями континентального генезиса. Условно он разделен на три пачки Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Границы между пачками проводятся довольно уверенно, особенно между пачками Ю₁¹ и Ю₁², где их разделяет пласт угля, получивший распространение на всей площади месторождения. Корреляция песчаных тел возможна с определенной долей

условности только в пределах пачки и поэтому все песчаные пропластки в пачке называются Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴. [3]

Коллекторами являются, как правило, песчаники в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, с незначительными прослоями среднезернистых разностей, крепко сцементированные, в различной степени известковистые и сильно глинистые.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполненных на керновом материале в лабораторных условиях, показывает незначительные вариации пористости в пределах разностей коллекторов при общем их низком значении проницаемости 0,5-10 мД. По фильтрационно-емкостным свойствам коллекторы данного типа можно назвать уплотненными. Установленный предел коллектора пласта Ю₁² составляет по пористости 10,1% , по проницаемости 0,54 мД.

Общая характеристика коллекторов, установленная различными методами исследования, показывает, что фильтрационно-емкостные свойства, определенные по керну и методами промысловой геофизики, близки по значениям и в целом они относятся к категории низкопроницаемых.

1.6 Физико-химические свойства и состав пластовой жидкости и газа

Проведенные исследования показали, что замеры плотности нефти на Снежном месторождении в поверхностных условиях измеряются в интервале 816,2-838,6 кг/м³ и в среднем принятое значение плотности равно 832 кг/м³ по результатам анализа скв. №131. Вязкость нефти в поверхностных условиях изменяется в интервале 5,3-6,3 мПа·с также по результатам анализа скв. №131. содержание серы составляет 0,13 – 0,22%, а парафинов 2,5 – 2,9%.

Определение газовых факторов также проводилось при испытании скважин №131 и №133, где он составил 66,6 м³/м³ и 43,0 м³/м³.

Тип воды данных продуктивных пластов по классификации С. А. Щукарева хлоридно-натриево-кальциевые, по классификации В. А. Сулина хлор-

кальциевые. Плотность воды в стандартных условиях составляет 1007-1012 кг/м³. Минерализация изменяется от 11,269 до 17,101 кг/м³, что в среднем составляет 15,624 кг/м³. водородный показатель (рН) изменяется в диапазоне от 6,85 до 8,2, что в среднем составит 7,34. Из микрокомпонентов воды содержатся: йод 3,3-6,2 мг/л, в среднем 5,06 мг/л; бор 2,0-8,0 мг/л, в среднем 5,14 мг/л; бром 27,0-45,0 мг/л, в среднем 40,2 мг/л; кремний 2,3-15,7 мг/л, в среднем 8,73 мг/л и другие.[1]

К данным результатам исследования проб пластовых флюидов по результатам исследования скв. №135 и повторного исследования скв. №133, необходимо относиться с осторожностью, так как перфорация и последующий за ней гидроразрыв пласта проведен в нефтенасыщенном пласте Ю₁² совместно с газоконденсатонасыщенным пластом Ю₁¹.

2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

2.1 Назначения и условия проведения кислотных обработок

Кислотная обработка это метод стимуляции призабойной зоны пласта за счет химического растворения минералов, составляющих поверхность порового пространства и заполняющих его.[4]

Дезагрегирование и разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Оптимальным считают содержание в смеси 3—5 % HF и 8—10 % HCl. Удельный объем для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3—0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

Скорость растворения ограничена главным образом скоростью доставки кислоты к поверхности породы. Это приводит к быстрому образованию каналов неправильной формы, называемых “червоточинами”. Кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязненного участка, но, не прочищая последние.

Кислотную обработку применяют как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах. В - первых — для увеличения дебита, во- вторых — приемистости скважин.

Для обработки скважин применяют в основном соляную кислоту, которая, реагируя с известняками или доломитами, слагающими породу продуктивного пласта, образует осадки, хорошо растворимые в воде и легко удаляемые из призабойной зоны пласта. Реакция серной кислоты с этими материалами дает нерастворимые в воде осадки, которые будут закупоривать поры породы.

Обычно для обработки скважин используют 8-15%-ную соляную кислоту. Кислота более высокой концентрации, вступая в реакцию с металлическим оборудованием, быстро разрушает его, а менее высокой — снижает эффективность взаимодействия с породой пласта.

Объем раствора кислоты для обработки пласта обусловлен его толщиной, химическим составом породы, пористостью и проницаемостью пласта, а также числом предыдущих кислотных обработок.

В среднем на 1 м обрабатываемого интервала пласта требуется 0,4-1,5 м³ раствора, причем небольшие объемы применяют при первичной обработке малопроницаемых пластов. Чем больше проницаемость пласта, тем больший объем кислоты необходим для его обработки. По мере увеличения числа обработок также увеличиваются, и объем кислоты. В раствор помимо соляной кислоты целесообразно добавлять ингибиторы, например уникод ПБ-5, которые при малой дозировке (0,1—0,5%) снижают коррозионное действие кислоты на оборудование в десятки раз. Для изменения скорости реакции соляно-кислотного раствора, (увеличения в плотных слабо-растворимых породах и уменьшения в хорошо растворимых) добавляют интенсификаторы, представляющие собой различные поверхностно-активные вещества (ПАВ).[6]

2.2 Технология проведения кислотных обработок

На промыслах применяют следующие виды соляно-кислотных обработок: кислотные ванны; кислотные обработки под давлением; термохимические и термокислотные обработки; пенокислотные обработки.

Кислотные ванны, при которых раствор соляной кислоты заливают в скважину и оставляют там без продавливания его в пласт. Этот вид обработки самый простой. Его используют для очистки забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корки, смолистых веществ, отложений парафина и продуктов коррозии.

Перед кислотными ваннами скважину предварительно промывают от песка, продуктов коррозии и парафина. Необходимое количество раствора кислоты, приготовленного заранее на базе хранения кислот, доставляют в специальной цистерне и заливают в скважину.[7]

Для реакции с породой кислоту оставляют в скважине на 24 ч, после чего проводят обратную промывку, очищая забой от загрязняющих веществ.

Перед кислотной обработкой у устья скважины монтируют агрегат подземного ремонта и располагают необходимое оборудование (рис. 3).

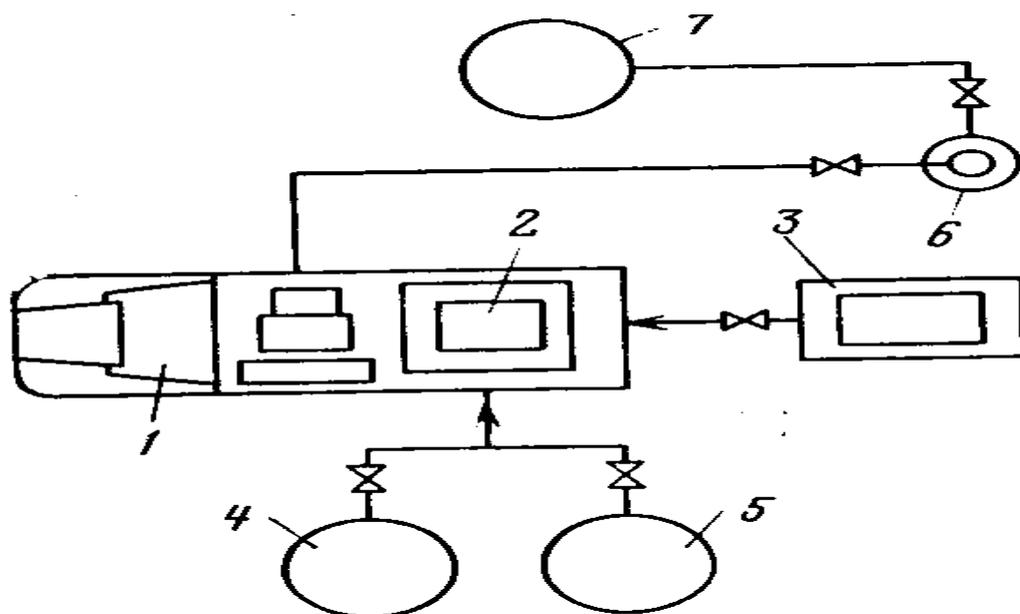


Рисунок 3. Расположение оборудования при проведении кислотной обработки: 1-насосный агрегат; 2-емкость для кислоты на агрегате; 3-емкость для кислоты на прицепе; 4-емкость для кислоты стационарная; 5-емкость для продавочной жидкости; 6-устье скважины; 7-мерник.

Обработку скважины осуществляют таким образом:

1. Заполняют скважину жидкостью: в эксплуатационную скважину закачивают нефть (воду, если пластовое давление велико) до устойчивого переливания через отвод из затрубного пространства, в нагнетательную воду.

2. При открытом затрубном пространстве закачивают расчетный объем раствора кислоты до заполнения ею объема скважины от забоя до кровли

обрабатываемого пласта и полости спущенной колонны НКТ. Вытесняемую при этом из затрубья жидкость (нефть или воду) направляют в мерник, контролируя объем вытесненной жидкости. После закачки расчетного количества кислоты задвижку на отводе из затрубья закрывают.

3. Начинают вытеснять кислоту из скважины в пласт, для чего насосный агрегат закачивает продавочную жидкость в колонну НКТ до тех пор, пока весь объем кислоты не будет задавлен в пласт. В качестве продавочной жидкости на эксплуатационных скважинах применяют сырую дегазированную нефть, а на нагнетательных — воду. Если обработку кислотой проводят на скважине в первый раз, давление, развиваемое насосами при продавке, не рекомендуется развивать выше 8—10 МПа, при последующих обработках необходимо создавать высокое давление, обеспечивая при этом проникновение кислоты по пласту на максимальное расстояние от скважины.

4. После задавливания всего объема кислоты задвижку на устье закрывают и ожидают, пока не произойдет реакция.

5. С помощью спущенной колонны промывают скважину, удаляя продукты реакции кислоты. Затем скважина начинает эксплуатироваться.[7]

Кислотную обработку под давлением применяют для неоднородных пластов с изменяющейся проницаемостью. Кислотной обработке под давлением также предшествуют гидродинамические исследования (определение коэффициента продуктивности, измерение статического и динамического уровней, забойного и пластового давлений и т. п.), промывка скважины. При этом в скважину предварительно закачивают высоковязкую эмульсию типа кислота в нефти, в результате чего раствор кислоты проникает глубоко в пласт и охватывает малопроницаемые и удаленные от забоя участки, что повышает эффективность обработки.

При обработке у скважины устанавливают агрегат подземного ремонта и оборудование для проведения процесса: насосный агрегат, цементирующий агрегат, несколько емкостей (рис. 4).

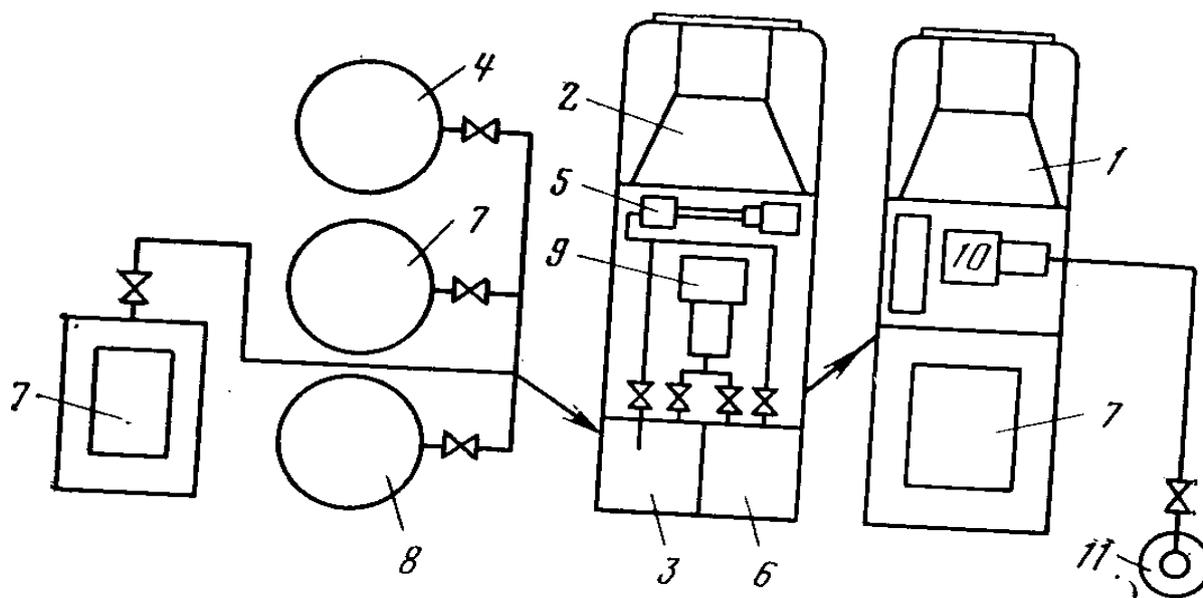


Рисунок 4. Схема обвязки наземного оборудования при кислотных обработках под давлением:

1 — кислотный агрегат; 2 — вспомогательный насосный агрегат; 3, 6 — емкость; 4, 7, 8 — стационарная емкость; 5, 10 — насос; // — скважина

Кислотную обработку проводят следующим образом:

1. Спускают до забоя колонну НКТ и промывают скважину.
2. В затрубное пространство закачивают порядка 2 м³ легкого глинистого раствора плотностью 1,15—1,20 г/см³ и 27 м³ утяжеленного раствора. Для каждой скважины значения этих объемов уточняются при предварительных расчетах.
3. Закрыв кран на боковом отводе из затрубного пространства, при максимальном расходе закачивают в колонну НКТ приготовленную эмульсию типа кислота в нефти. Эмульсия в зависимости от индивидуальных особенностей скважины может содержать до 70—80 % соляной кислоты и стабилизировать термостойкими эмульгаторами.

Эмульсии готовят следующим образом: насосом кислотного агрегата прокачивают нефть из емкости в бункер, одновременно подавая малыми

порциями раствор кислоты из емкости. Поскольку раствор кислоты имеет больший удельный вес, чем нефть, он попадает на прием насоса вместе с нефтью, в процессе перекачивания хорошо с ней перемешивается. После образования эмульсии включают насос и перекачивают эмульсию в бункер, одновременно добавляя туда кислоту. Перекачивание эмульсии из емкости в емкость повторяют несколько раз до тех пор, пока не будет получена эмульсия требуемой вязкости, после чего она готова для закачивания в скважину. Расход эмульсии при обработке одной скважины составляет 50—90 м³.

4. Закачанную эмульсию продавливают водой в пласт и закрывают скважину на время, необходимое для реакции (2—8 ч).

5. Открывают затрубное устройство и вытесняют глинистый раствор водой, после чего пускают скважину в эксплуатацию.[7]

Термокислотную обработку скважин проводят в тех случаях, когда поры продуктивного пласта у скважины покрыты отложениями парафина, смол и асфальтенов. При этом на забой скважины подают вещество (обычно магний), которое вступает в реакцию с соляной кислотой, сопровождающуюся выделением большого количества тепла. Тепло нагревает раствор кислоты, который смывает отложения со стенок скважины и взаимодействует с веществом, слагающим ее.

Одна из задач технологии термокислотной обработки скважины — ускорение реакции кислоты с магнием. Скорость реакции обусловлена, прежде всего величиной поверхности контакта металлического магния с кислотой. Для ее увеличения необходимо закладывать бруски магния в контейнер таким образом, чтобы поверхность соприкосновения брусков была минимальной, или же использовать стружку магния, гранулы.[6]

Прогрев профильтрованной части пласта, и активное воздействие нагретой кислоты на породу может также осуществляться с использованием гранулированного магния по следующим схемам.

1. Внутрипластовая термохимическая обработка — гранулы магния в смеси с песком нагнетают в трещины пласта, после чего магний растворяется кислотой. При этом происходит разогрев значительного объема пласта, удаленного от скважины, а накопленное им тепло постепенно отдается потоку жидкости, направленному к скважине, который растворяет парафин.

2. Внутрискважинная термохимическая обработка - гранулированный магний и кислоту вводят в затрубное пространство напротив всей вскрытой толщины пласта. Реакция кислоты с магнием протекает во время прокачки ее через слой магния, после чего она поступает в пласт.

3. Термокислотная ванна - в заполненную фильтровую часть ствола скважины намывают гранулированный магний для реакции с кислотой.[6]

Скважины обрабатывают в следующем порядке:

1. Заполняют скважину нефтью.

2. Внутрь колонны насосно-компрессорных труб на штангах опускают реакционный наконечник, загруженный необходимым количеством магния.

Обычно количество магния составляет 40 кг, при большой толщине пласта до 100 кг. Магний загружают в виде прутков диаметром порядка 30 мм. Для повышения эффективности процесса применяют магний в виде стружки или гранул, однако при этом необходимо использовать специальные дозирующие устройства.

3. Закачивают первую порцию раствора соляной кислоты, необходимую для первой — тепловой фазы обработки. При этом соляная кислота нагревается за счет реакции с магнием. Расход жидкости в первой фазе определяют исходя из количества выделяющегося тепла при химической реакции.

Режим закачки должен обеспечивать температуру кислоты, прореагировавшей с магнием, 75°C, при этом она должна быть достаточно активной для реакции с породами пласта, поскольку после реакции ее концентрация уменьшается. Так, при использовании 15 % раствора кислоты после реакции его с

магнием и нагреве до 75°C активность раствора соответствует 12%-ной концентрации.

4. Без остановки закачки при максимальной подаче насосов закачивают, раствор кислоты для заключительной стадии обработки.

5. В скважину нагнетают продавочную жидкость и продавливают кислоту из полости НКТ в пласт. После этого скважину выдерживают, как при обычной кислотной обработке.

6. Прямым или обратным способом скважину промывают и пускают в эксплуатацию.

Пеннокислотную обработку проводят на скважинах, многократно подвергавшихся кислотной обработке, или на скважинах, продуктивный пласт которых неоднороден и состоит из пропластков с высокой и низкой проницаемостью.

При этом в призабойную зону пласта вводят аэрированный раствор поверхностно-активных веществ в соляной кислоте, который проникает в пласт глубже, чем обычный раствор кислоты, поскольку скорость реакции замедляют пены. Помимо этого, в призабойной зоне после окончания реакции происходит более полная очистка каналов от продуктов реакции породы с кислотой.

Последовательность выполнения операций при обработке скважин следующая:

1. У устья скважины устанавливают и обвязывают наземное оборудование — кислотный агрегат, компрессор, аэратор и др., а также агрегат подземного ремонта.

2. Извлекают из скважины насосное оборудование.

3. Одновременно с этим раствор соляной кислоты обрабатывают поверхностно-активным веществом.

4. В скважину закачивают нефть до уровня, соответствующего статическому.

5. Закачивают аэрированный раствор кислоты с добавкой ПАВ в скважину. Если давление на устье скважины меньше давления, которое обеспечивает

компрессор, то кислотный агрегат и компрессор подключают к аэратору параллельно. Если же оно выше, то компрессор подключают к приему кислотного агрегата.

Соотношение объема воздуха и жидкости (с ПАВ) обычно поддерживают в пределах 15-25 к 1.

6. Кислотную пену продавливают в пласт продавочной жидкостью.

7. Скважину выдерживают под давлением на время, необходимое для реакции.

8. Промывают скважину для удаления не прореагировавшей кислоты и продуктов реакции. После этого извлекают оборудование, использовавшееся при проведении обработки.

9. Осваивают скважину и пускают ее в работу.[6]

В настоящее время технологии по обработке скважин соляной кислотой продолжают совершенствоваться. Например, используются соляно-кислотные обработки с использованием Нефтенола К.

Соляная кислота с добавлением Нефтенола К позволяет более глубоко воздействовать на пласт, что увеличивает эффективность обработок. Особенностью Нефтенола К является его инертность к ингибиторам коррозии, содержащимся в соляной кислоте. Вследствие этого, с одной стороны, ПАВ-солянокислый состав по своим коррозионным свойствам не отличается в худшую сторону от соляной кислоты, что как правило имеет место при использовании большинства известных ПАВ.

С другой стороны, рабочий раствор имеет очень сильную проникающую способность и пролонгированный период активного воздействия за счет низкого поверхностного натяжения.

В настоящее время соляно-кислотные обработки с использованием Нефтенола К приняты к широкомасштабному промышленному внедрению на месторождениях многих предприятий.

Однако в настоящее время всё больше используются новые, более прогрессивные методы воздействия на пласт – использование серной кислоты, использование алюмосодержащей композицией с добавлением соляной кислоты (радиусы зоны обработки возрастают по сравнению с соляно-кислотными обработками в 4 - 10 раз).[7]

2.3 Техника для проведения кислотных обработок

Не ингибированную соляную кислоту от химических заводов до кислотной базы перевозят в железнодорожных цистернах, гуммированных специальными сортами резины и эбонитами, а ингибированную—в обычных железнодорожных цистернах, покрытых химически стойкой эмалью или лаком. Уксусную кислоту транспортируют также в металлических гуммированных цистернах, а плавиковую доставляют в эбонитовых баллонах.

Концентрированные товарные кислоты хранят в металлических стационарных резервуарах вместимостью 25; 50; 100 м³, защищенных кислотоупорной футеровкой (покрытие эмалями, лаками, гуммирование).[8]

Для доставки кислоты с базы на скважины используют автоцистерны-кислотовазы, внутреннюю поверхность которых гуммируют или защищают многослойным покрытием химически стойкими эмалями или лаками.

Для транспортирования кислоты и нагнетания ее в скважину, для механизированной дозировки плавиковой кислоты в процессе нагнетания применяют насосный агрегат АЗИНМАШ-30А, (рис. 5) с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы

обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин-1). Оборудование данного агрегата герметизировано и обеспечивает безопасную работу обслуживающего персонала.

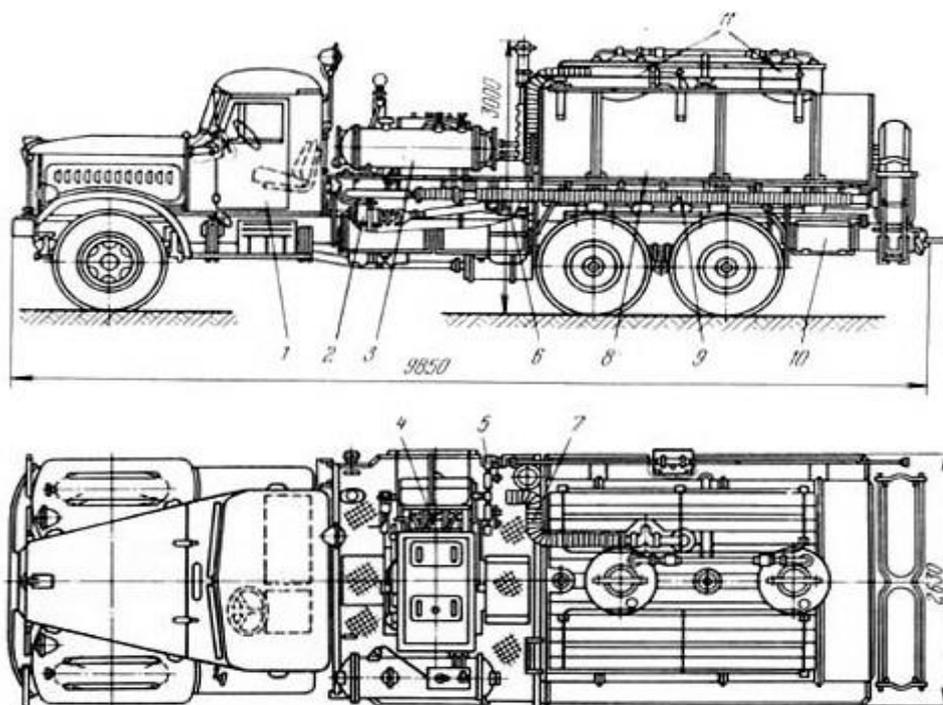


Рисунок 5. Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш - 30А:

1 - кабина машиниста (пульт управления); 2 - коробка отбора мощности; 3 - емкость для реагента; 4 - насос 4НК-500; 5 - выкидной трубопровод; 6 - редуктор; 7 - шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 - цистерна для раствора кислоты; 9 - комплект присоединительных шлангов; 10 - ящик для инструментов; 11 - горловина цистерны.[8]

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3 - 0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Схема обвязки скважины при простых кислотных обработках пли в ваннах показана на (рис. 6). Силовой насос

агрегата «Азинмаш-30А» может забирать жидкость не только из емкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать ее из емкостей на автоприцепе и из передвижных емкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементирувочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата «Азинмаш 30А». Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних емкостей в другие.

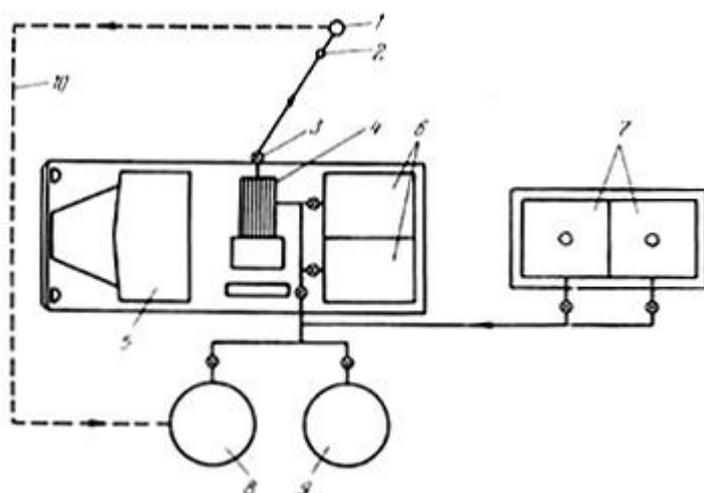


Рисунок 6. Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок:

1 - устье скважины; 2 - обратный клапан; 3 - задвижка высокого давления; 4 - насос 4НК-500; 5 - агрегат Азинмаш 30А; 6 - емкость для кислоты на агрегате; 7 - емкость для кислоты на прицепе; 8 - емкость для продавочной жидкости; 9 - емкость для кислоты; 10 - линия для обратной циркуляции.[8]

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается не достаточно, используют два и более параллельно работающих

агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъемными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники, изготавливаемые из обычных нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или в виде брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

При кислотных обработках скважин используют также насосную установку 4АН-700 (рис. 7). Насосная установка УН1-630×700А (4АН-700) предназначена для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пластов, гидропескоструйной перфорации и других продавочно-промывочных работах, проводимых в нефтяных и газовых скважинах в районах с умеренным климатом.

Насосная установка состоит из силового агрегата, коробки передач, трехплунжерного насоса, вспомогательного трубопровода, манифольда и системы управления. Все оборудование закреплено на общей монтажной раме.

Силовой агрегат, выполненный на базе дизельного двигателя оборудован системами водяного охлаждения, смазки и питания, многодисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно замкнутого типа, контрольно-измерительными приборами, электросистемой с аккумуляторной батареей, обеспечивающей запуск дизельного двигателя электростартером.[7]

Для обеспечения работы насоса во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров.

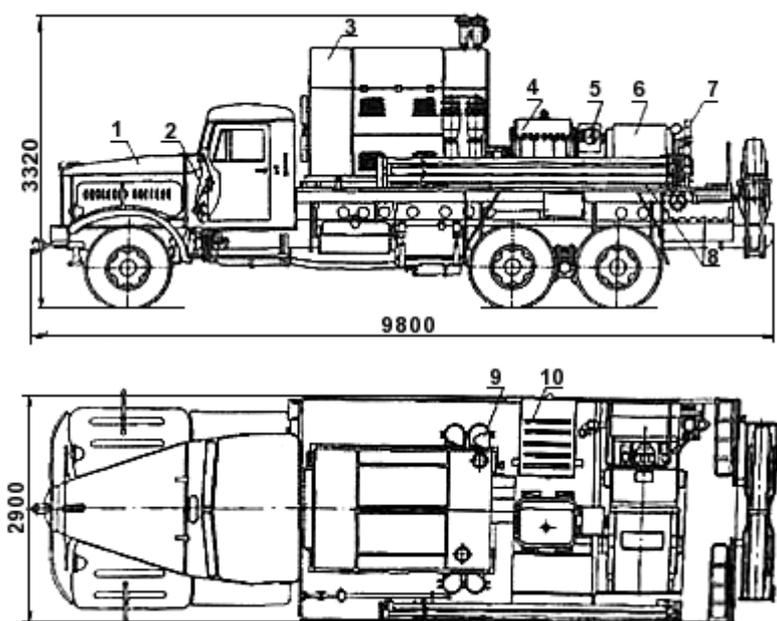


Рисунок 7. Насосная установка УН1-630×700А (4АН-700):

1 - автошасси КрАЗ-257Б1А; 2 - пост управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка передач ЗКПМ; 5 - зубчатая муфта; 6 - насос 4Р-700; 7 - напорный трубопровод; 8 — вспомогательный трубопровод; 9 - фара для освещения рабочего места; 10 - аккумуляторная батарея.

Приемная линия насоса оборудована выводами, расположенными с обеих сторон насосной установки; напорная линия — предохранительным клапаном.

Управление установкой — централизованное, с поста, расположенного в кабине автомобиля.[8]

В зимних условиях, а также в условиях бездорожья применяют установку А КПП-500, которая отличается от АЗИНМАШ-30А меньшей емкостью цистерны и отсутствием баллона для химических реагентов. На шасси автомобиля КрАЗ-255Б высокой проходимости смонтированы трех плунжерный насос 5НК-500 одинарного действия, гуммированная цистерна и трубопроводы с арматурой. Вместимость гуммированной цистерны 3 м³, максимальная подача насоса 5НК-500—15,85 л/с, максимальное давление 50 МПа.

Для транспортирования ингибированной соляной кислоты и подачи ее на насосный агрегат применяют кислотовоз КП-6,5 (рис. 8). На КрАЗ-255Б высокой

проходимости смонтированы: цистерна, центробежный одноступенчатый насос ЗХ-9В-3-51 и трубопроводы с запорной арматурой. Емкость гуммированной цистерны 6 м, разделена на два отсека по 3 м³ каждый; оснащена поплавковым указателем уровня; подача насоса — 8 — 16,6 л/с, давление 0,35—0,26 МПа.

Центробежный насос приводится от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

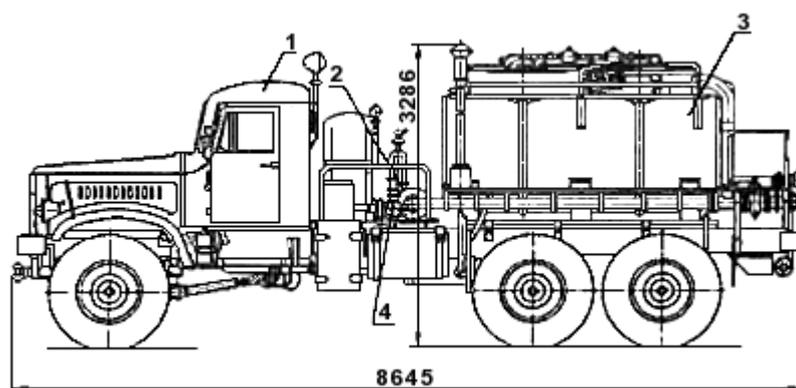


Рисунок 8. Кислото́воз КП-6,5:

1 - автошасси КрАЗ-255Б; 2 - центробежный насос; 3 - цистерна; 4 — манифольд.

Вакуумная система состоит из газоструйного эжектора, вакуумного клапана, а также механизма управления; предназначена для заполнения насоса перекачиваемой жидкостью перед началом работы.

Кислото́воз оборудован прицепом ЦПК-6 с цистерной.[8]

2. 4 Реагенты, применяемые при кислотной обработке

В системе добыче нефти используются органические или неорганические химические реагенты - как индивидуальные вещества (кислоты, щелочи, синтезированные ПАВ, полимеры), так и композиции веществ, представляющих собой отходы крупнотоннажных или иных производств.

При воздействии кислотами определенная часть скелета пласта вступает в реакцию и растворяется, увеличивается проницаемость ПЗП. При определенных условиях в пласте могут образоваться студенообразные или выпадают нерастворимые осадки, которые сужают, а порой и запечатывают каналы

фильтрации продуктового пласта, что снижает эффективность кислотной обработки. При воздействии соляной кислоты на глинистые компоненты скелета пласта помимо растворения окислов щелочных и щелочноземельных металлов происходит нежелательный процесс гелеобразования, который усиливается с ростом содержания соляной кислоты в рабочем растворе.

Уксусная кислота практически не вступает в реакцию с глинистыми составляющими пласта, но при взаимодействии с высококонцентрированной уксусной кислоты (более 60%) с высокоминерализованной пластовой водой хлоркальциевого типа происходит выпадение солей в осадок.

Сульфаминовая кислота не вступает в реакцию с глинами. Не происходит образование осадков при взаимодействии этой кислоты с пластовыми водами хлоркальциевого типа.

При термохимической и термокислотной обработках кислоту, а обычно соляную, подают в пласт при высокой температуре. Это, во-первых, усиливает скорость течения реакции взаимодействия с карбонатными составляющими пласта, а во-вторых, способствует расплавлению и выносу АСПО из призабойной зоны пласта.

При пенокислотном воздействии на ПЗП, когда используют аэрированный или газированный кислотный раствор, механизм воздействия аналогичен соляно- или глинокислотной обработке. При этом происходит более равномерное распределение кислотного раствора по всей продуктивной зоне.[6]

При двухрастворной обработке, когда ПЗП последовательно закачивают соляно-кислотный, а затем глинокислотный растворы, обеспечивает интенсивное одновременное воздействие как на карбонатные, так и на терригенные составляющие породы. Двухрастворная обработка эффективна в терригенных коллекторах с содержанием карбонатных включений не менее 0,5%.

Основные компоненты рабочего раствора при СКО - вода и соляная кислота. Вспомогательные компоненты-ингибиторы коррозии, стабилизаторы и другие химические реагенты.

Ингибиторы добавляют в кислотные растворы для предотвращения преждевременного коррозионного износа контактирующих с раствором (в процессе транспортировки, хранения и закачки) оборудования и труб.

В настоящее время солянокислотные обработки с использованием НЕФТЕНОЛа К приняты к широкомасштабному промышленному внедрению на месторождениях данного предприятия.[4]

Однако в настоящее время всё больше используются новые, более прогрессивные методы воздействия на пласт – использование серной кислоты, использование алюмосодержащей композицией с добавлением соляной кислоты (радиусы зоны обработки возрастают по сравнению с солянокислотными обработками в 4 - 10 раз).

2. 5 Объем и концентрация растворов кислоты

Эффективность соляно-кислотных обработок скважин зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, характера пород и других факторов. Для проведения кислотных обработок объем, и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. Предельные значения этих параметров обычно следующие: объем – 0,4–1,5 м³ на 1 м обрабатываемой мощности пласта: концентрация 12–16% HCl с уменьшением ее в отдельных случаях до 8% и увеличением до 20%.[6]

Наименьшие объемы кислоты в 0,4–1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала пласта применяют для малопроницаемых карбонатных пород при малых начальных дебитах скважин. Для этих условий

принимают наиболее высокую концентрацию раствора – с 15–16% HCl, а при отдельных обработках и 20% HCl.

Для скважин с высоким начальным дебитом и породами высокой проницаемости следует планировать 1,0–1,5 м³ раствора кислоты на 1 м мощности обрабатываемого пласта.

Для песчаных коллекторов первичные обработки рекомендуется начинать с малыми объемами раствора кислоты (0,4 – 0,6 м³ на 1 м мощности) при сниженной до 8,0–10%-ной концентрации кислоты.

При повторных обработках во всех случаях объем кислотного раствора постепенно увеличивают по сравнению с предыдущими обработками до максимального.

2.6 Характеристика порошкообразного кислотного реагента "нетрол" и кислотных растворов на его основе

Нетрол - это новое патентованное, экологически безопасное техническое кислотное очищающее средство, разработанное на основе концентрированной азотной кислоты. Нетрол имеет поверхностно-флегматизированную структуру, благодаря которой продукт инертен в порошковом виде и проявляет активность только после растворения.

Порошкообразный кислотный реагент нетрол может использоваться для увеличения продуктивности добывающих нефтяных и газовых скважин и приемистости нагнетательных скважин путем использования в различных технологиях кислотных обработок:

- для увеличения проницаемости призабойной зоны скважин путем растворения карбонатно-глинистого цемента породы-коллектора, осадков гидроксида железа и солевых отложений, шлама в стволе скважины и на внутрискважинном оборудовании;
- при переводе скважин под нагнетание;

- для освоения скважин после бурения и после ремонтных работ, связанных с глушением скважин;
- при проведении перфорации, в качестве активной перфорационной среды, а также при гидроразрыве пласта.[7]

Таблица 1. Технические характеристики реагента нетрол.

Внешний вид	Кристаллический порошок от белого до серого цвета, допускается желтоватый или зеленоватый оттенок
Массовая доля кислот в перерасчете на азотную кислоту, %, не менее	46,0
Массовая доля влаги, %,	5,0 - 8,0

Порошкообразный нетрол - бесцветные или белого цвета кристаллы. Насыпная плотность нетрола 800 кг/м³. Выпускается по ТУ 27081564.042-98. Гигиеническое заключение 77.01.30.263.т.13112.03.9 от 25.03.99. Экологически безопасный продукт. Поставляется в полиэтиленовых мешках.

Растворимость порошкообразного нетрола в воде при температуре 20 °С равна 21г/100г воды, растворение происходит быстро, при повышении температуры растворимость увеличивается. Раствор нетрола не имеет запаха и нелетуч, в отличие от соляной кислоты, что значительно улучшает условия труда рабочих.

При высокой карбонатности терригенных пластов в качестве реагента для кислотных обработок скважин оптимальным является 10 %-ный раствор нетрола в технической воде.

Таблица 2. Физико-химические характеристики 10%-го раствора нетрола при 20°С.

Плотность, кг/м ³	1027
Вязкость, мПа, с.	1,03
рН (водородный показатель)	0,9-1,1
Межфазное натяжение на границе с нефтью, мН/м	9,7
Растворяющая способность, кг СаСО ₃ /т раствора	56

Раствор нетрола имеет пониженное межфазное натяжение на границе с нефтью и поэтому обладает повышенной смачивающей и проникающей способностью по отношению к породе пласта.

Для увеличения проницаемости коллекторов с карбонатностью пород менее 6% оптимальным является 10 %-ный раствор нетрола в технической воде с добавкой фтористоводородной кислоты. Фтористоводородная кислота может использоваться в виде плавиковой кислоты, представляющей собой 40%-ный водный раствор фтористоводородной кислоты, или в виде твердого реагента БФА (бифторида-фторида аммония).

Растворяющая способность этого раствора равна 68 кг СаСО₃/т раствора.

Растворы нетрола можно применять для обработки скважин с температурой на забое до 110°С.[7]

Если для обработки скважины предполагается использовать раствор нетрола объемом свыше 50 м³, то в него необходимо ввести ингибитор коррозии – нейтинг (X) количестве 0.2 % от массы раствора.

2.7 Технологии кислотных обработок скважин с применением нетрола

Объем закачки растворов нетрола при воздействии на низкопроницаемые терригенные породы устанавливается опытным путем. При отсутствии данных о

размерах зоны пониженной проницаемости для первичных обработок объем закачки определяют, исходя из удельного расхода, равного 0.5-1 м³ на 1 метр эффективной толщины пласта. При каждой повторной обработке объем раствора нетрола увеличивают на 20-30% по сравнению с предыдущей обработкой.

С применением нетрола возможно осуществление кислотного воздействия следующих видов: кислотные ванны, кислотные обработки при высоком давлении, поинтервальные кислотные обработки, кислотно-мониторное, кислотно-импульсное воздействие, кислотный гидроразрыв и др.

Допускается сочетание с поверхностно-активными веществами, растворителями типа спирта, ацетона, и гидрофобизаторами для проведения пенокислотных, нефтекислотных и иных видов обработок. Техника безопасности при работе с нетролом такая же, как при работе с соляной кислотой.

Для приготовления и закачки растворов нетрола используется стандартная спецтехника, обычно применяемая на промысле для проведения кислотных обработок.

Наиболее простая технология приготовления раствора нетрола состоит в приготовлении порций объемом 5 м³ в мернике цементировочного агрегата ЦА-320. Для этого в мерник загружается 500 кг нетрола, 100 кг БФА или плавиковой кислоты и 4.4 м³ технической воды. Затем циркуляцией по схеме мерник - насос агрегата - мерник раствор перемешивается 10-20 минут до полного растворения и скачивается в скважину. Циклы приготовления и закачки повторяются необходимое число раз.

Возможно непрерывное дозирование порошкообразного нетрола через эжектор в водовод к скважине.

Для приготовления раствора в зимнее время можно использовать горячую воду от ППУ. [7]

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Расчет соляно-кислотной обработки

Произведем расчет соляно – кислотной обработки скважины, исходные данные для расчета приведены в таблице 3.

Куст 1 скважина №131 пласт Ю₁

Таблица 3. - Исходные данные

Наименование параметра	Буквенные обозначения	Единицы измерения	Численное значение
1. Глубина скважины	H	м	3093
2. Эффективная мощность пласта	$h_{эф}$	м	6
3. Пластовое давление	$P_{пл}$	Мпа	19,4
4. Общая мощность пласта	h	м	12
5. Высота зумпфа	$h_з$	м	10
6. Диаметр скважины	$D_{скв}$	мм	168
7. Диаметр НКТ	$d_{НКТ}$	мм	73
8. Концентрация кислотного раствора	X	%	10
9. Норма расхода кислотного раствора на 1 м	N	м ³ /м	1,28
10. Концентрация HCl	Z	%	8
11. Коэффициент проницаемости	$K_{пр}$	мкм ²	0,023

1. Определяем потребное количество кислотного раствора для обработки одной скважины по формуле (3.1):

$$V_{кр} = N \cdot h_{эф} \text{ м}^3, \quad (3.1)$$

где: N – норма расхода на 1 м эффективной мощности пласта, м³/м,

$h_{эф}$ – эффективная мощность пласта, м.

$$V_{кр} = 1,28 \cdot 6 = 7,68 \text{ м}^3.$$

Пользуясь таблицей 4., определим объем кислоты, необходимый для получения потребного объема кислотного раствора и необходимое количество воды.

Таблица 4 – Расчетные количества кислоты и воды для приготовления 1000 л раствора кислоты запланированной концентрации.

Исходная концентрация товарной кислоты, %	Запланированная концентрация кислоты				
	8%	10%	12%	15%	20%
21	382	477	570	715	952
	618	523	430	285	48
22	362	455	546	685	909
	638	545	454	315	91
23	384	435	520	652	870
	652	565	480	348	130
27	296	370	444	556	741
	704	630	556	444	259
29	272	345	408	510	680
	728	655	592	490	320
30	263	329	395	493	658
	737	671	605	507	342
32	247	309	370	463	617
	753	691	630	537	383
33	238	298	357	446	599
	762	702	643	554	401

Для обработки скважины нужно приготовить 10% - ый рабочий раствор кислоты. На кислотной базе или скважине имеется товарная концентрированная кислота 27% - ой концентрации. Нужно определить количество кислоты и воды для приготовления 10% - го раствора. Для этого от цифры 27 (таблица 3.2) проводим горизонтальную, а от цифры 10 – вертикальную линии. На пересечении двух линий находим: для приготовления 1000 л 10% - го рабочего раствора кислоты нужно 370 л товарной кислоты и 630 л воды.

$$W_k = 370\text{л}, \quad W_v = 630 \text{ л.}$$

2. Определим объем товарной концентрированной кислоты для 10% - го раствора по формуле (3.2):

$$W_k = \frac{A \cdot X \cdot V_{кр} \cdot (B - Z)}{B \cdot Z \cdot (A - X)} \text{ м}^3, \quad (3.2)$$

где A и B – числовые коэффициенты для 8% - ой концентрации;

$$A = 214, B = 226;$$

X – 8% - ая концентрация соляно – кислотного раствора, %;

Z – концентрация товарной соляной кислоты, %;

$V_{кр}$ – объем кислотного раствора для обработки одной скважины, м³;

$$W_k = \frac{214 \cdot 8 \cdot 7,68 \cdot (226 - 27)}{226 \cdot 27 \cdot (214 - 8)} = 2,08 \text{ м}^3.$$

3. В качестве ингибитора применяем Уникол – 2, определяем потребное количество ингибитора по формуле (3.3):

$$Q_y = \frac{74 \cdot b \cdot X \cdot V_{кр}}{(A - X)} \text{ дм}^3, \quad (3.3)$$

где b – процент добавки У – 2 в соляную кислоту, b = 5%;

$$Q_y = \frac{74 \cdot 5 \cdot 8 \cdot 7,68}{(214 - 8)} = 110,4 \text{ дм}^3.$$

4. Против выпадения солей железа в соляную кислоту добавляем уксусную кислоту. Определяем количество уксусной кислоты по формуле (3.4):

$$Q_{ук} = \frac{1000 \cdot b \cdot V_{кр}}{C} \text{ дм}^3, \quad (3.4)$$

где $b = f + 0,8 \%$,

f – содержание солей железа в соляной кислоте, %;

$f = 0,7\%$;

$b = 0,7 + 0,8 = 1,5 \%$

C – концентрация уксусной кислоты, добавляемой в раствор, %;

$C = 80\%$

$$Q_{ук} = \frac{1000 \cdot 1,5 \cdot 7,68}{80} = 144 \text{ дм}^3.$$

5. Для растворения в породе кремнистых соединений, для предупреждения их выпадения в виде геля кремнистой кислоты, добавляем к соляной кислоте плавиковую (фтористоводородную) кислоту HF. Определяем требуемое количество HF по формуле (3.5):

$$Q_{HF} = \frac{1000 \cdot b \cdot V_{кр}}{n} \text{ дм}^3, \quad (3.5)$$

где b – процент добавки HF к объему раствора, $b = 1\%$;

n – концентрация HF, $n = 60\%$.

$$Q_{HF} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 7,68}{60} = 128 \text{ дм}^3.$$

6. В товарной кислоте содержится примесь H_2SO_4 в количестве 0,6%, которая образуется после реакции с углекислотой и известняком. Образованный гипс $CaSO_4$ в виде кристаллов закупоривает поры пласта, против выпадения гипса к соляной кислоте добавляют $BaCl_2$. Определяем требуемое количество $BaCl_2$ по формуле (3.6):

$$Q_{BaCl_2} = 21,3 \cdot V_{кр} \cdot \left(\frac{a \cdot X}{Z} - 0,02 \right) \text{ кг}, \quad (3.6)$$

где $a = 0,6\%$ - содержание H_2SO_4 в соляной кислоте;

$$Q_{BaCl_2} = 21,3 \cdot 7,68 \cdot \left(\frac{0,6 \cdot 8}{27} - 0,02 \right) = 25,8 \text{ кг};$$

или 6,45 дм³ при плотности хлористого бария равной 4.

7. В качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения на границе двух сред (нефть – порода) применяется реагент ПБ–10, который одновременно является ингибитором, снижающим скорость реакции между кислотой и породой, что способствует более глубокому проникновению кислоты в породу. Количество ПБ-10 определяем по формуле (3.7):

$$Q_{ПБ-10} = V_{кр} \cdot b \text{ дм}^3, \quad (3.7)$$

где b – процентное содержание ПБ-10 в кислотном растворе = 0,01%

$$Q_{ПБ-10} = 7,68 \cdot 0,01 = 0,0768 \text{ дм}^3.$$

8. Определим объем воды для приготовления требуемого кислотного раствора по формуле (3.8):

$$V_B = V_{кр} - W_{кр} - \sum Q_{доб} \text{ м}^3, \quad (3.8)$$

$Q_{доб}$ – суммарный расход всех добавок, м³/1000;

$$Q_{доб} = 110,4 + 144 + 128 + 6,45 + 0,0768 = 0,388 \text{ м}^3;$$

$$V_B = 7,68 - 2,08 - 0,388 = 5,21 \text{ м}^3.$$

9. Для изоляции зумпфа скважины применяется бланкет. Бланкет – водный раствор хлористого кальция плотностью 1200 кг/м³;

$$V_{бл} = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) \cdot h_z \text{ м}^3, \quad (3.9)$$

где D – внутренний диаметр скважины, м;

h_z – высота зумпфа скважины, м;

$$V_{бл} = \left(\frac{3,14 \cdot 0,168^2}{4} \right) \cdot 10 = 0,22 \text{ м}^3.$$

Для получения 1 м³ раствора хлористого кальция с плотностью 1200 кг/м³ требуется 540 кг хлористого кальция и 0,66 м³ пресной воды. Для изоляции зумпфа требуется следующее количество хлористого кальция:

$$M(\text{CaCl}_2) = 540 \cdot V_{бл} \text{ кг}, \quad (3.10)$$

$$M(\text{CaCl}_2) = 540 \cdot 0,22 = 118,8 \text{ кг};$$

Потребное количество воды для приготовления раствора находим по формуле (3.11):

$$V_{\text{с}}(\text{CaCl}_2) = 0,66 \cdot V_{\text{ол}} \text{ м}^3, \quad (3.11)$$

$$V_{\text{с}}(\text{CaCl}_2) = 0,66 \cdot 0,22 = 0,145 \text{ м}^3.$$

10. До закачки раствора соляной кислоты, скважина должна быть заполнена нефтью. Раствор должен заполнить выкидную линию диаметром 0,05 м и длиной 100 м ($L_{\text{в.л.}}$).

$$V_{\text{в.л.}} = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) \cdot L_{\text{в.л.}} \text{ м}^3, \quad (3.12)$$

$$V_{\text{в.л.}} = \left(\frac{3,14 \cdot 0,05^2}{4} \right) \cdot 100 = 0,2 \text{ м}^3.$$

11. Кислота должна заполнить НКТ до верхних перфорационных отверстий. Объем НКТ определяем по формуле (3.13):

$$V_{\text{НКТ}} = \left(\frac{\pi \cdot d^2}{4} \right) \cdot L_{\text{НКТ}} \text{ м}^3, \quad (3.13)$$

$$V_{\text{НКТ}} = \left(\frac{3,14 \cdot 0,073^2}{4} \right) \cdot 2240 = 9,37 \text{ м}^3.$$

12. Кислота должна заполнить объем скважины от кровли до подошвы пласта. Объем забоя определяем по формуле (3.14):

$$V_{\text{заб}} = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) \cdot h \text{ м}^3, \quad (3.14)$$

$$V_{\text{заб}} = \left(\frac{3,14 \cdot 0,168^2}{4} \right) \cdot 12 = 0,26 \text{ м}^3.$$

13. Устье скважины герметизируют, раствор под давлением закачивают в скважину продавочной жидкостью в объеме, равном:

$$V_{\text{нр}} = V_{\text{в.л.}} + V_{\text{НКТ}} + V_{\text{заб}} \text{ м}^3, \quad (3.15)$$

$$V_{\text{нр}} = 0,2 + 9,37 + 0,26 = 9,83 \text{ м}^3.$$

14. Для соляно - кислотной обработки призабойной зоны скважин применяются специальные агрегаты ЦА-320.

При высоких давлениях лучше применять более мощные агрегаты – ЦА-320. Эти агрегаты предназначены для транспортировки, смешения и нагнетания раствора кислоты в скважину, а также для гидрокислотных разрывов пластов.

15. После продавливания кислотного раствора в пласт закрывают задвижки на нагнетательной линии, оставляют скважину для реакции соляно- кислотного раствора с породой и следят по манометру за скоростью спада давления. Призабойную зону скважины очищают от продуктов реакции путем поршневания или в процессе эксплуатации скважины. Затем скважину исследуют на приток для оценки эффективности соляно-кислотной обработки.

Радиус проникновения кислоты определяется по формуле (3.16):

$$R_{np} = 0,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{V_{кр} + 0,785 \cdot K_{np} \cdot 2d_{НКТ} \cdot h_{эф}}{0,785 \cdot K_{np} \cdot h_{эф}} \right)} \text{ м}^3, \quad (3.16)$$

$$R_{np} = 0,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{7,68 + 0,785 \cdot 0,023 \cdot 2 \cdot 0,073 \cdot 6}{0,785 \cdot 0,023 \cdot 6} \right)} = 8,428 \cdot 0,5 = 4,21 \text{ м}^3.$$

Для улучшения проницаемости был выбран химический метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважин. Обработка соляной кислотой дает хорошие результаты в слабопроницаемых породах. Радиус проникновения кислоты равен 4,21 метра.

Применение гидрофобных нефтекислотных эмульсий предотвращает в течение некоторого промежутке времени вступление кислоты в реакцию с породой, сохраняя ее в дисперсном состоянии. Это позволяет доставлять неотреагированную кислоту в более удаленные участки пласта.

Чтобы получить качественные эмульсии, следует применять маловязкую нефть с небольшим содержанием асфальтено-смолистых веществ и стабилизировать ее специальными эмульгаторами. Рекомендуемый состав нефтекислотной эмульсий: соляной кислоты 12 – 15%-ной концентрации – 60%, нефти – 39,5%, и аминов 0,5%.

Для защиты подземного оборудования скважин от соляно-кислотной коррозии следует применять в качестве ингибиторов уротропин (0,8%) плюс ингибитор И-1- А (1%), которые сохраняют свои защитные свойства и при высоких температурах.

Эффект кислотной обработки скважины определяется суммарным количеством дополнительно полученной нефти после обработки скважины кислотой за все время ее работы с повышенным дебитом. Кроме того, результаты обработки проверяют по величине коэффициента продуктивности скважины до и после обработки при одинаковой депрессии.

Суммарный прирост добычи находят путем сопоставления кривой снижения производительности скважины без обработки с фактической кривой добычи нефти после обработки.

Для экономической оценки эффективности обработки следует определить стоимость дополнительно добытой нефти и сравнить ее с затратами, связанными с проведением соляно-кислотной обработки.

3.2 Расчет затрат на проведение соляно-кислотной обработки

Задействованные рабочие и время их работы представлены в таблице 5:

Таблица 5 – Задействованные рабочие

Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, ч.
Мастер ПРС	10	1	18
Мастер ЦДНГ	10	1	2
Оператор ПРС	8	1	130

Оператор ПРС	6	1	130
Оператор глушения СКВ	7	1	10
Оператор глушения СКВ	6	1	10
Электромонтажник	7	1	8
Стропальщик	5	1	10
Стропальщик	6	1	10
Слесарь КИПиА	7	1	6

Количество техники и время ее работы представлены в таблице 6:

Таблица 6 – Используемая техника и время ее работы

Наименование транспортного средства и спецтехники	Время работы
Цементировочный агрегат ЦА-320	18
Подъемник Аз-37А	130
Автоцистерна АЦН-12	18
Площадка Краз – 255 (кислотовоз)	10
Агрегат АЗИНМАШ-30А	10

3.3 Расчет прироста добычи нефти

Объем добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле (3.17):

$$Q = q \cdot T_k \cdot K_3 \cdot K_n \quad (3.17)$$

где: T_k - календарный фонд времени соответствующего месяца, сут.

q - среднесуточный дебит скважины, т/сут.

$K_э$ - коэффициент эксплуатации скважины

K_u - коэффициент изменения дебита скважины

$$Q_1 = q_1 \cdot T_k^1 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,995 \cdot 0,925 = 373,8m$$

$$Q_2 = q_1 \cdot T_k^2 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 28 \cdot 0,995 \cdot 0,925 = 334,2m$$

$$Q_3 = q_1 \cdot T_k^3 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,98 \cdot 0,925 = 368,1m$$

$$Q_4 = q_1 \cdot T_k^4 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 30 \cdot 0,975 \cdot 0,925 = 354,4m$$

$$Q_5 = q_1 \cdot T_k^5 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,975 \cdot 0,925 = 364,4m$$

$$Q_6 = q_1 \cdot T_k^6 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 30 \cdot 0,970 \cdot 0,925 = 350,8m$$

$$Q_7 = q_1 \cdot T_k^7 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,960 \cdot 0,925 = 360,6m$$

$$Q_8 = q_1 \cdot T_k^8 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 30 \cdot 0,955 \cdot 0,925 = 347,1m$$

$$Q_9 = q_1 \cdot T_k^9 \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,950 \cdot 0,925 = 356,8m$$

$$Q_{10} = q_1 \cdot T_k^{10} \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 30 \cdot 0,940 \cdot 0,925 = 351,1m$$

$$Q_{11} = q_1 \cdot T_k^{11} \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,940 \cdot 0,925 = 353,1m$$

$$Q_{12} = q_1 \cdot T_k^{12} \cdot K_э \cdot K_u = 13,1 \cdot 31 \cdot 0,935 \cdot 0,925 = 351,2m$$

Коэффициент изменения дебита скважин в каждом последующем месяце снижается на 0,005.

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия по формуле (3.18):

$$Q_I = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) \cdot N \quad (3.18)$$

где: N - число скважин

$$Q_I = (373,8 + 334,2 + 368,1 + 354,4 + 364,3 + 350,8 + 360,6 + 347,1 + 356,8 + 343,5 + 353,1 + 351,2) \cdot 1 = 4257,9m$$

Определяем объем добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$\begin{aligned}
Q_1^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,99 \cdot 0,925 = 499,6m \\
Q_2^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 28 \cdot 0,99 \cdot 0,925 = 451,2m \\
Q_3^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,99 \cdot 0,925 = 499,6m \\
Q_4^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 30 \cdot 0,985 \cdot 0,925 = 481,0m \\
Q_5^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,980 \cdot 0,925 = 494,5m \\
Q_6^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 30 \cdot 0,975 \cdot 0,925 = 476,1m \\
Q_7^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,970 \cdot 0,925 = 489,5m \\
Q_8^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 30 \cdot 0,965 \cdot 0,925 = 471,3m \\
Q_9^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,960 \cdot 0,925 = 484,4m \\
Q_{10}^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 30 \cdot 0,955 \cdot 0,925 = 466,4m \\
Q_{11}^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,950 \cdot 0,925 = 481,9m \\
Q_{12}^I &= q_2 \cdot T_{\kappa}^1 \cdot K_{\rho} \cdot K_u = 17,6 \cdot 31 \cdot 0,945 \cdot 0,925 = 476,9m
\end{aligned}$$

Коэффициент изменения дебита скважин после проведения мероприятия снижается на 0,005 в каждом месяце, начиная с четвертого месяца года.

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия по формуле (3.19):

$$Q_{II} = (Q_1^I + Q_2^I + Q_3^I + Q_4^I + Q_5^I + Q_6^I + Q_7^I + Q_8^I + Q_9^I + Q_{10}^I + Q_{11}^I + Q_{12}^I) \cdot N \quad (3.19)$$

где: N - число скважин

$$Q_{II} = \left(499,6 + 451,2 + 499,6 + 481,0 + 494,5 + 476,1 + \right. \\ \left. + 489,5 + 471,3 + 484,4 + 466,4 + 481,9 + 476,9 \right) \cdot 1 = 5772,4m$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия по формуле (3.20):

$$\Delta Q = Q_{II} - Q_I \quad (3.20)$$

$$\Delta Q = 5772,4 - 4257,9 = 1514,5m$$

3.4 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат

3.4.1 Расчет условно-постоянных затрат

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости по формуле (3.21):

$$C_{1.3} = C_3^I \cdot Q_I \quad (3.21)$$

где: C_3^I - сумма основной заработной платы рабочих на 1 тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

$$C_{1.3} = 4,9 \cdot 4257,9 = 2086371 \text{ руб.}$$

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости по формуле (3.22):

$$C_{1.4} = C_4^I \cdot Q_I \quad (3.22)$$

где: C_4^I - сумма отчислений на социальные нужды на 1 тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

$$C_{1.4} = 1,76 \cdot 4257,9 = 7493,9 \text{ руб.}$$

Определяем расходы на амортизацию скважин, исходя из калькуляции себестоимости по формуле (3.23):

$$C_{1.5} = C_5^I \cdot Q_I \quad (3.23)$$

где: C_5^I - сумма отчислений на амортизацию скважин на 1 тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

$$C_{1.5} = 429,96 \cdot 4257,9 = 183072668 \text{ руб.}$$

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости по формуле (3.24):

$$C_{1.8} = C_8^I \cdot Q_I \quad (3.24)$$

где: C_8^I - расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на 1 тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

$$C_{1.8} = 690,22 \cdot 4257,9 = 2938887,74 \text{ руб.}$$

Определяем сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости по формуле (3.25):

$$C_{1.9} = C_9^I \cdot Q_I \quad (3.25)$$

где: C_9^I - цеховые расходы на 1 тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

$$C_{1.9} = 38,43 \cdot 4257,9 = 1636311 \text{ руб.}$$

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости по формуле (3.26):

$$C_{1.10} = C_{10}^I \cdot Q_I \quad (3.26)$$

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

$$C_{1.10} = 334,18 \cdot 4257,9 = 142290502 \text{ руб.}$$

Сумма условно-постоянных расходов остается неизменной при изменении объема добычи нефти, т.е.

$$C_{1.3} = C_{2.3} = 2086371 \text{ руб.}$$

$$C_{1.4} = C_{2.4} = 74939 \text{ руб.}$$

$$C_{1.5} = C_{2.5} = 183072668 \text{ руб.}$$

$$C_{1.8} = C_{2.8} = 293888774 \text{ руб.}$$

$$C_{1.9} = C_{2.9} = 1636311 \text{ руб.}$$

$$C_{1.10} = C_{2.10} = 142290502 \text{ руб.}$$

Определяем условно-постоянные затраты на 1 тонну нефти после проведения мероприятия:

$$C_3^I = \frac{C_{2.3}}{Q_{II}} = \frac{2086371}{57724} = 3,61 \text{ руб.}$$

$$C_4^I = \frac{C_{2.4}}{Q_{II}} = \frac{74939}{57724} = 1,29 \text{ руб.}$$

$$C_5^I = \frac{C_{2.5}}{Q_{II}} = \frac{183072668}{5772,4} = 317,15 \text{ руб.}$$

$$C_8^I = \frac{C_{2.8}}{Q_{II}} = \frac{2938887,74}{5772,4} = 509,13 \text{ руб.}$$

$$C_9^I = \frac{C_{2.9}}{Q_{II}} = \frac{1636311}{5772,4} = 28,35 \text{ руб.}$$

$$C_{10}^I = \frac{C_{1.10}}{Q_{II}} = \frac{142290502}{5772,4} = 246,5 \text{ руб.}$$

3.4.2 Расчет условно-переменных затрат

По условно-переменным затратам расходы на 1 тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

Расходы на электроэнергию по извлечению нефти

➤ до проведения мероприятия по формуле (3.27):

$$C_{1.1} = C_1^I \cdot Q_I \quad (3.27)$$

где: C_1^I - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти приходящихся на 1 тонну нефти, руб.

$$C_{1.1} = 121,3 \cdot 4257,9 = 51648327 \text{ руб.}$$

➤ после проведения мероприятия по формуле (3.28):

$$C_{2.1} = C_1^I \cdot Q_{II} \quad (3.28)$$

$$C_{2.1} = 121,3 \cdot 5772,4 = 70019212 \text{ руб.}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт

➤ до проведения мероприятия по формуле (3.29):

$$C_{1.2} = C_2^I \cdot Q_I \quad (3.29)$$

где: C_2^i - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт, приходящихся на 1 тонну нефти, руб.

$$C_{1,2} = 238,2 \cdot 4257,9 = 101423178 \text{ руб.}$$

➤ после проведения мероприятия по формуле (3.30):

$$C_{2,2} = C_2^I \cdot Q_{II} \quad (3.30)$$

$$C_{2,2} = 238,2 \cdot 5772,4 = 137498568 \text{ руб.}$$

Прочие производственные расходы

➤ до проведения мероприятия по формуле (3.31):

$$C_{1,11} = C_{11}^I \cdot Q_I \quad (3.31)$$

где: C_{11}^I - сумма прочих производственных расходов, приходящихся на 1 тонну нефти, руб.

$$C_{1,11} = 8,13 \cdot 4257,9 = 34616,73 \text{ руб.}$$

➤ после проведения мероприятия по формуле (3.32):

$$C_{2,11} = C_{11}^I \cdot Q_{II} \quad (3.32)$$

$$C_{2,11} = 8,13 \cdot 5772,4 = 46929,61 \text{ руб.}$$

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 7:

Таблица 7 – Условно-переменные и условно-постоянные затраты

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения
	до мероприятия		после мероприятия		
	Всего	на 1т.	Всего	на 1т.	
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	516483,27	121,3	700192,12	121,3	-
Расходы по искусственному воздействию на пласт	1014231,78	238,2	1374985,68	238,2	-
Прочие производственные расходы	34616,73	8,13	46929,61	8,13	-
Основная заработная плата рабочих	20863,71	4,9	20863,71	3,61	-1,29
Отчисления на социальные нужды	7493,9	1,76	7493,9	1,29	-0,47
Амортизация	1830726,68	429,96	1830726,68	317,15	-112,81

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	2938887,74	690,22	2938887,74	509,13	-181,09
Цеховые расходы	163631,1	38,43	163631,1	28,35	-10,08
Общепроизводственные расходы	1422905,02	334,8	1422905,02	246,5	-88,3
ИТОГО:	7949839,93	1867,7	8506615,56	1473,66	-394,04

3.5 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия

3.5.1 Расчет основной заработной платы

Заработную плату рабочих определяем по формуле (3.33):

$$Z_p = \text{ч} \cdot T \cdot C_{\text{ч}} \quad (3.33)$$

где: Ч - численность рабочих соответствующего разряда, чел.

T- затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, ч.

C_ч- часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Расчеты по определению заработной платы рабочих представлены в таблице 8:

Таблица 8 – Заработная плата рабочих

Профессия	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Затраты времени, ч.	Заработная плата, руб.
Мастер ПРС	1	10	117,95	18	2123,1
Мастер ЦДНГ	1	10	117,95	2	235,9
Оператор ПРС	1	8	103,18	130	13413,4
Оператор ПРС	1	6	84,56	130	10992,8
Оператор глушения СКВ	1	7	94,92	10	949,2
Оператор глушения СКВ	1	6	84,56	10	845,6
Стропальщик	1	6	84,56	10	845,6
Стропальщик	1	5	68,6	10	686
Электромонтажник	1	7	94,92	8	759,36
Слесарь КИПиА	1	7	94,92	6	569,52
ИТОГО: в т.ч.					31420,48
Основные					26201
Вспомогательные					2860,48
Мастера					2359

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле (3.34):

$$D_p = Z_p \cdot N_{np} / 100 \quad (3.34)$$

где: N_{np} - размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_{p.осн.} = \frac{26201 \cdot 50}{100} = 13100,5 \text{ руб.}$$

$$D_{p.всп.} = \frac{2860,48 \cdot 50}{100} = 1430,24 \text{ руб.}$$

$$D_{p.мат.} = \frac{2359 \cdot 30}{100} = 707,7 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату с учетом доплат (расчетную заработную плату - $Z_{рас.}$) по формуле (3.35):

$$Z_{рас.} = \sum P + \sum D \quad (3.35)$$

$$Z_{рас.} = 3142048 + 131005 + 1430,24 + 707,7 = 4665892 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле (3.36):

$$Z_{рк} = Z_{рас.} \cdot K_p \quad (3.36)$$

где: K_p - районный коэффициент к заработной плате

$$Z_{рк.} = 4665892 \cdot 1,7 = 7932016 \text{ руб.}$$

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях по формуле (3.37):

$$D_{сев.} = Z_{рас.} \cdot g / 100 \quad (3.37)$$

где: g - размер доплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях

$$D_{сев.} = \frac{4665892 \cdot 50}{100} = 2332946 \text{ руб.}$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле (3.38):

$$Z_{общ.осн} = (Z_{рк} + D_{сев.}) \cdot N \quad (3.38)$$

$$Z_{общ.осн.} = (7932016 + 2332946) \cdot 1 = 10264962 \text{ руб.}$$

3.5.2 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле (3.39):

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн.общ}} \cdot Д / 100 \quad (3.39)$$

где: $З_{\text{осн.общ}}$ - основная заработная плата, руб.

$Д$ - размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате, %

$$З_{\text{доп.}} = \frac{102649,62 \cdot 7}{100} = 7185,47 \text{ руб.}$$

3.5.3 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяется в % от суммы основной и дополнительной заработной платы по формуле (3.40):

$$О_{\text{с.н.}} = (З_{\text{общ.осн}} + З_{\text{доп}}) \cdot О / 100 \quad (3.40)$$

где: $О$ - размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработной платы, % ($О = 34\%$)

$$О_{\text{с.н.}} = \frac{(102649,62 + 7185,47) \cdot 34}{100} = 37343,93 \text{ руб.}$$

3.5.4 Расчет стоимости материалов

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, расходуемых на проведение мероприятия определяется по формуле (3.41):

$$С_{\text{м}} = (Ц_{\text{м}} \cdot М) \cdot N \quad (3.41)$$

где: $Ц_{\text{м}}$ - цена материала, руб.

$М$ - количество материала, расходуемого на проведение мероприятия

Расчет стоимости материалов сводим в таблицу 9:

Таблица 9 – Стоимость используемых материалов

Наименование материала	Единица измерения	Количество	Цена, руб.	Стоимость материалов, руб.
Раствор глушения	м ³	130	365	47450
Соляная кислота	м ³	2,08	4322,5	8990,8
Плавиковая кислота	м ³	0,128	41745	5343,36
Уксусная кислота	м ³	0,144	6751	972,14
Барий хлористый	кг	25,8	25	645
Кальций хлористый	кг	540	7,2	3888
Уникол-2	л	110,4	53	5851,2
ПБ-10	л	0,0768	160	12,29
ИТОГО:				73152,8

3.5.5 Расчет стоимости электроэнергии

Стоимость электроэнергии рассчитывается по формуле (3.42):

$$C_{э/э} = (N_{э/э} \cdot T_p) \cdot N \quad (3.42)$$

где: $N_{э/э}$ - норма расходов электроэнергии на единицу рабочего времени, руб.

T_p - время проведения мероприятия

$$C_{э/э} = (5 \cdot 130) \cdot 1 = 650 \text{ руб.}$$

3.5.6 Расчет амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле (3.43):

$$A_r = C_n \cdot n \cdot H_a / 100 \quad (3.43)$$

где: C_n - первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

H_a - годовая норма амортизации оборудования, %

n - число единицы оборудования данного вида, шт.

$$A_{г.емк.25} = \frac{170200 \cdot 11,2}{100} = 190624 \text{ руб.}$$

$$A_{г.ваз.} = \frac{710000 \cdot 14,3}{100} = 101530 \text{ руб.}$$

$$A_{г.эл.пл.} = \frac{14500 \cdot 11}{100} = 1595 \text{ руб.}$$

$$A_{г.мост.} = \frac{295460 \cdot 20,0}{100} = 59092 \text{ руб.}$$

$$A_{г.лис.} = \frac{119560 \cdot 14,3}{100} = 17097,08 \text{ руб.}$$

Расчеты сводим в таблицу 10:

Таблица 10 – Годовой размер амортизационных отчислений

Наименование основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортиза ции, %	Сумма амортизац ии, руб.
		Ед. оборудова ния	Всего		
Ёмкость 25м ³	1	170200	170200	11,2	19062,4
Вагон-дом	1	710000	710000	14,3	101530
Электроплита	1	14500	14500	11	1595
Приемные мостки	1	295460	295460	20	59092
Вагон- инструменталка	1	119560	119560	14,3	17097,08
ИТОГО:					198376,48

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле (3.44):

$$A_m = \sum A_r \cdot T_p / T_k \quad (3.44)$$

где: T_k - календарный фонд рабочего времени оборудования, ч.

T_p - время проведения мероприятия, ч.

$$A_m = \frac{19837648 \cdot 130}{365 \cdot 24} = 294394 \text{ руб.}$$

3.5.7 Расчет стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг и услуг специальной техники определяется по формуле (3.45):

$$C_{\text{усл}} = (C_{\text{усл}}^{\text{ч}} \cdot T_p) \cdot N \quad (3.45)$$

где: $C_{\text{усл}}^{\text{ч}}$ - стоимость 1 часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб.

T_p - время работы единицы оборудования транспорта или спецтехники при проведении мероприятия, ч.

$$C_{\text{усл.ЦА-320}} = 647,38 \cdot 18 = 11652,84 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{усл.Аз-37А}} = 662,81 \cdot 130 = 86165,3 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{усл.АЗИНМАШ-30А}} = 677,55 \cdot 10 = 6775,5 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{усл.АЦН-12}} = 632,53 \cdot 18 = 11385,54 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{усл.Краз255}} = 658,45 \cdot 10 = 6584,5 \text{ руб.}$$

Расчеты стоимости услуг сводим в таблицу 11:

Таблица 11 – Стоимость транспортных услуг и услуг спецтехники

Наименование транспортного средства и спецтехники	Время работы	Стоимость 1ч, руб.	Стоимость услуг, руб.
Цементировочный агрегат ЦА-320	18	647,38	11652,84
Подъемник Аз-37А	130	662,81	86165,3
Автоцистерна АЦН-12	18	632,53	11385,54
Площадка Краз - 255	10	658,45	6584,5
Агрегат АЗИНМАШ-30А	10	677,55	6775,5
ИТОГО:			122563,68

Данные в таблице приведены для одной скважины

3.5.8 Расчет прочих расходов

Сумма прочих расходов определяются по формуле (3.46):

$$C_{\text{пр}} = Z_{\text{пр}} \cdot П_{\text{р}} / 100 \quad (3.46)$$

где: $П_{\text{р}}$ - размер прочих расходов в % от прямых затрат,

$Z_{\text{пр}}$ - сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле (3.47):

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{общ.осн}} + Z_{\text{доп}} + O_{\text{с.н}} + C_{\text{м}} + C_{\text{э/э}} + A_{\text{м}} + C_{\text{усл}} \quad (3.47)$$

$$Z_{\text{пр.}} = 10264962 + 7185,47 + 3734393 + 47450 + 650 +$$

$$+ 294394 + 12256368 = 32078664 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{пр}} = \frac{32078664 \cdot 3}{100} = 9623,6 \text{ руб.}$$

3.5.9 Расчет цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле (3.48):

$$C_{\text{цех}} = Z_{\text{пр}} \cdot Ц_{\text{р}} / 100 \quad (3.48)$$

где: $Ц_{\text{р}}$ - размер цеховых расходов в % от прямых затрат

$$C_{\text{цех.}} = \frac{32078664 \cdot 12}{100} = 38494,4 \text{ руб.}$$

3.5.10 Смета затрат на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле (3.49):

$$Z_{\text{см}} = Z_{\text{пр}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{цех}} \quad (3.49)$$

$$Z_{\text{см.}} = 32078664 + 9623,6 + 38494,4 = 36890464 \text{ руб.}$$

Этот расчет сводим в таблицу 12:

Таблица 12 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
Основная заработная плата	102649,62
Дополнительная заработная плата	7185,47
Отчисления на социальные нужды	37343,93
Материалы	73152,8
Электроэнергия	650
Услуги собственных вспомогательных производств и со стороны	122563,68
ВСЕГО прямых затрат	346489,44
Прочих расходов	9623,6
Цеховых расходов	38494,4
ИТОГО затрат	394607,44
Амортизация основных фондов	2943,94

3.6 Расчет годового экономического эффекта

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тонны нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учетом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объем добычи нефти после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта.

$$\mathcal{E}_r = (C_1 - C_2) \cdot Q_{II} \quad (3.50)$$

где: C_1 - себестоимость 1 тонны нефти до проведения мероприятия, руб.

C_2 - себестоимость 1 тонны нефти после проведения мероприятия с учетом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = C_2^I + Z_{\text{см}} / Q_{\text{II}} \quad (3.51)$$

где: C_2^I - сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.

$Z_{\text{см}}$ - сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{850661556 + 394607,44}{5772,4} = 154203 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_2 = (1867,7 - 154203) \cdot 5772,4 = 1879897,51 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономия, приходящаяся на 1 тонну нефти по формуле (3.52):

$$\mathcal{E}_r^{\text{уд}} = \mathcal{E}_r / Q_{\text{II}} = (C_1 - C_2) \quad (3.52)$$

$$\mathcal{E}_2^{\text{уд}} = \frac{1879897,51}{5772,4} = (1867,7 - 154203) = 325,67 \text{ руб.}$$

3.7 Расчет прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счет проведения мероприятия определяется по формуле (3.53):

$$\Delta\Pi = \Pi_2 - \Pi_1 \quad (3.53)$$

где: Π_1 и Π_2 - расчетная прибыль до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

$$\Pi_1 = (Ц - C_1) \cdot Q_I \quad (3.54)$$

$$\Pi_2 = (Ц - C_2) \cdot Q_{\text{II}} \quad (3.55)$$

где $Ц$ - реальная цена за нефть

$$\Pi_1 = (3400 - 1867,7) \cdot 4257,9 = 652438017 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (3400 - 154203) \cdot 5772,4 = 1072494603 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi = 1072494603 - 652438017 = 420056586 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 тонну нефти по формуле (3.56):

$$P_{\text{уд}} = \Delta\Pi / Q_{\Pi} \quad (3.56)$$

$$P_{\text{уд.}} = \frac{420056586}{5772,4} = 727,7 \text{ руб/т}$$

3.8 Технико-экономические показатели

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 13:

Таблица 13 – Технико-экономические показатели

Наименование	Единица измерения	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонение
Дебит скважин	т/сут	13,1	17,6	4,5
Годовой объем добычи нефти	т	4257,9	5772,4	1514,5
Себестоимость нефти без единовременных затрат (годовая)	руб.	7949839,93	8506615,56	556775,63
Себестоимость 1 тонны нефти с учетом единовременных затрат	руб.	-	1542,03	-
Условно-годовая экономия	руб.	-	1879897,51	-
Прирост прибыли	руб.	-	4200565,86	-

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала при обслуживании

оборудования при проведении солянокислотной обработки скважин на производственных объектах X нефтяного месторождения (Томская область) X.

Территория месторождения представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот варьируются от 82 м в северо-восточной части до 54,5 м в юго-западной части месторождения. Относительные превышения – 25,9 м. Заселенность площади составляет 99%, из них 24% - заболоченный лес. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами. Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена рекой Васюган и ее притоком – Чижалка. Реки имеют крутые, обрывистые берега, заросшие густым кустарником. Болота занимают примерно 40% территории участка. Климат резко континентальный с суровой, длительной зимой и коротким жарким летом. Среднесуточная температура зимой от -15°C до -40°C, летом – до +35°C. Снежный покров достигает 1 – 1,5 м. озера, реки и болота промерзают во второй половине декабря. Реки вскрываются в первой половине мая. Через месторождение проходит грунтовая автомобильная дорога, идущая вдоль реки Васюган. Сообщение осуществляется по этой дороге, по р.Васюган, судоходной в течение всего летнего периода, и по зимним дорогам. Расстояние

до ближайшего магистрального нефтепровода и рядом идущего газопровода 60 км. Вдоль трубопроводов проходит линия электропередачи.

Технологические операции по обслуживанию объектов добычи нефти и газа имеют ряд специфических особенностей, а именно: тяжелые погодные условия проведения работ, физические и моральные перегрузки, работа с опасными и вредными веществами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

4.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды

Опасные факторы – воздействие, которых на человека приводят к несчастному случаю.

Вредные факторы – воздействие, которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.[12]

Опасные и вредные факторы, формирующиеся в результате производственного процесса, представлены в таблице 14:

Таблица 14 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [1])		Нормативные Документы
	Опасные	Вредные	
Регулирование параметров работы скважин с помощью штуцеров и частоты оборотов насосного оборудования. Контроль параметров насосного оборудования с помощью станции управления.	1. Электрический ток	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.019-2009 [12] ГОСТ 12.1.038-82 [13] ГОСТ 12.1.005-88 [14]
		2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Повышенный уровень шума и вибрации ГОСТ 12.4.125-83 [15] ГОСТ 12.1.003-2014 [16]
		3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.010-76 [17]

4.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению

человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Томской области составляет: в июле плюс 18,7° С, в январе минус 17,1° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 15:

Таблица 15 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы
на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	- 40
Не более 5,0	- 35
5,1–10,0	- 25
10,0–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

4.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Машины и механизмы, применяемые при соляно-кислотной обработке скважины создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2014.[13] При редуцировании скважинной продукции запорно-регулирующей арматурой создается вибрация на оборудовании и скважине, в зависимости от скорости потока жидкости и газа. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004[14] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения работ составляет менее 100 дБ, что превышает норму.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является

виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

4.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При обслуживании объектов нефтегазодобычи возможны утечки нефти и газа из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть и ее пары относятся к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мч/м^3 . Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.[11]

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором

большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь средства индивидуальной защиты (СИЗ).[11]

На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите. Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы это воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

4.2.1 Электрический ток

Опасность поражения током при обслуживании объектов нефтепромысла заключается в возможности поражения от токонесущих элементов станции управления скважины, а также оборудования КИПа скважин из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как снижение электроизоляции, дефектов монтажа.[10]

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое

- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- ток, протекающий через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электроустановками нужно соблюдать правила безопасности (ГОСТ 12.1.019-2009, ГОСТ 12.1.038–82).[10]

При обслуживании скважин и снятии параметров с станции управления все элементы корпуса во избежание поражения персонала электрическим током, должны быть заземлены. Электрический кабель насоса и приборов автоматики, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

4.2.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Основным источником механического травмирования на кустовой площадке различные агрегаты (агрегаты спускоподъёмные, экскаваторы, краны, погрузчики).

Для снижения воздействия этого негативного фактора необходимо строго соблюдать технику безопасности при спускоподъёмных операциях, использовать средства индивидуальной защиты, использовать только исправные грузозахватные механизмы.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81, ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов, и должны исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

4.3 Экологическая безопасность

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде при проведении солянокислотной обработки скважин на объектах X нефтяного месторождения (Томская область) X , предусмотрены мероприятия, уменьшающие влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Временные источники загрязнения: перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока; перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки; прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

4.3.1 Влияние на литосферу

Проведение СКО может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и рабочего реагента

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время соединения-разъединения линий, опрессовке скважины и рабочей арматуры, приготовления рабочего агента.

В целях снижения ущерба окружающей среде на месторождении предполагается осуществить следующие мероприятия:

- полная герметизация системы линий закачки;
- 100% контроль сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- сброс рабочего агента с предохранительных клапанов в аварийные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти;
- канализация разлившегося (просочившегося) нефтепродукта с площадок и возврат в систему подготовки нефти.

4.3.2 Влияние на гидросферу

Скважины находятся на отсыпанном песком месте, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии (ГОСТ 17.1.3.06 -82).[15]

4.3.3 Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы различных агрегатов, дизельного электрогенератора. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу происходят в результате эксплуатации двигателей внутреннего сгорания. В атмосферу поступают летучие фракции горюче-смазочных материалов (ГСМ), твердые частицы и продукты сгорания. Вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу, относятся к 1-4 классам экологической опасности. Выбросы в атмосферу при хранении ГСМ не учитываются, так как все работы происходят в зимнее время и ГСМ не испаряется (ГОСТ 12.1.005-88).[11] Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе приведены в таблице 16:

Таблица 16 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88)

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности воздействия на организм
Азота диоксид	2	п	3	0
Бензол +	15/5	п	2	К
Бенз(а)пирен	0,00015	а	1	К
Бензин	100	п	4	
Углеводороды	300	п	4	

Мероприятия по избеганию загрязнения атмосферы:

- применять только неэтилированный бензин;
- топливную систему дизельных и карбюраторных двигателей необходимо содержать в соответствии с техническими нормами, обеспечивающими минимальное содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- все двигатели внутреннего сгорания в нерабочее время глушить.

4.4 Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Различают чрезвычайные ситуации техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

- разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а так же технологических агрегатов в процессе работы;
- открытое газонефтеводопроявление (фонтан);
- пожар;
- взрыв;
- розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке;

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды материалами данной работы недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;
- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.
- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;
- закрытая система сбора и транспорта нефти.

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим ошибки действий оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к аварии. Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта.

Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть проинструктирован и обучен, обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ.

Ремонтные работы на трубопроводах и установках должны производиться по разрешению руководства предприятия - владельца трубопроводов, которые фиксируются в специальном журнале.

Ремонтные работы должны производиться после отключения ремонтируемого участка трубопровода и при отсутствии в нем избыточного давления. На всех отключенных задвижках и вентилях должны быть вывешены плакаты с надписью: «Не открывать, работают люди!».

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работники компании имеют отпуск в 44 календарных дня (28 дней по Трудовому кодексу РФ и 16 дней добавляется к отпуску за проживание и работу на территории, приравненной к северным условиям).[17]

Выход на пенсию для работника компании (мужчины) предусмотрен с 60 лет, по достижению пенсионного возраста.

На базе предприятия имеется страховая компания «Х». Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот, дополнительных гарантий и компенсаций, а также созданий условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства.

4.5.2 Организация рабочей зоны

При соляно-кислотной обработке производят закачку опасных кислот и реагентов при этом возможен разлив и выбросы этих опасных веществ. Кроме того, в качестве жидкости промывки применяют огнеопасные вещества. Для обеспечения нормального хода операции соляно-кислотной обработки на скважине должны строго соблюдаться правила техники безопасности и осуществляются противопожарные мероприятия.

Соляно-кислотные обработки производят по специальному плану, утверждённому главным инженером НГДУ. Руководителем работ и ответственным лицом по скважине является инженерно-технический работник.

Насосные установки и другую технику для соляно-кислотной обработки расставляют на расстоянии не менее десяти метров от устья скважины и одного метра друг от друга, их кабины должны быть обращены в противоположную сторону от устья. Насосные установки соединяются с устьевой арматурой жёстко трубами. На нагнетательных линиях устанавливают обратные клапана, на насосах - предохранительные устройства, манометры. На устьевой арматуре устанавливается манометр.

После окончания обвязки устья скважины с насосными установками, все трубопроводы и оборудование устья проверяют на герметичность. При этом обслуживающий персонал удаляется на безопасное расстояние.

Во время запуска насосных установок в работу, закачивание и промывочной жидкостей в скважину, запрещается нахождение людей около устья скважины и нагнетательных трубопроводов. У насосных установок находятся только люди непосредственно связанные с их обслуживанием. В процессе работы насосных установок ремонтировать их и производить до укрепления соединений трубопроводов и устья запрещается.

Прежде чем отсоединить трубопровод от устья, необходимо закрыть кран и снизить давление в трубопроводах до атмосферного. Остатки жидкости

слить с автоцистерну и насосных установок в специальный резервуар.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные геологические запасы нефти во всех известных месторождениях мира достигают более 500 млрд.т., из них более 300 млрд.т. относятся к категории неизвлекаемых современными промышленно освоенными методами разработки. Извлечение из остаточных запасов нефти 10-15% в среднем, или 30-40 млрд.т., возможно даже изучаемыми в настоящее время методами увеличения нефтеотдачи пластов. Поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых месторождениях представляют собой большой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов и важную цель для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В этой работе рассмотрен метод соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта как один из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, проведенный на X месторождении.

Для улучшения проницаемости был выбран химический метод увеличения проницаемости призабойной зоны скважин. Обработка соляной кислотой дает хорошие результаты в слабопроницаемых породах. Радиус проникновения кислоты равен 4,21 метра.

Средний дебит скважин по нефти до проведения соляно-кислотной обработки равнялся 13,1 т/сут., после – 17,6 т/сут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проект разработки X месторождения.
2. Технологическая схема опытно-промышленных работ на пласт Ю₁1 Снежного нефтяного месторождения.
3. Технологическая схема опытно-промышленных работ нефтяной оторочки пласта Ю₁² Снежного нефтяного месторождения.
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений - М. Недра, 1990.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти - М. Недра, 1989.
6. Махмудбеков Э.А. Интенсификация добычи нефти - М. Недра, 1975.
7. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин - Учебник для вузов, 2001.
8. Освоение скважин. Справочное пособие. М.Недра, 1999.
9. ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
10. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
12. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
15. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
16. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
17. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).