

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



**ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 210301 «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»**

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Ликвидация аварийных разливов нефти на внутрипромысловых трубопроводах в сложных климатических условиях

УДК: 622.692.48

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев Дмитрий Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Наталья Алексеевна	доцент, к.г.- м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	О.В. Белозерцева	к.т.н., доц.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.В. Гуляев	к.т.н., доц.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело

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, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (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	Требования

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	результатов	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, ПК-17, 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 скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) **210301 «Нефтегазовое дело»**
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) _____ (Дата) Рудаченко А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев Дмитрий Валерьевич		

Тема работы:

«Ликвидация аварийных разливов нефти на внутрипромысловых трубопроводах в сложных климатических условиях»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

От

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Внутрипромысловый трубопровод Игольско – Талового месторождения «Сибирьнефтегаз» ВНК.

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).	Технология ликвидации аварийного разлива нефти, от локализации до сбора разлившейся нефти; расчет ущерба окружающей среде от аварии и разлива нефти; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе		
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1.		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)			
Раздел	Консультант		
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	О.В. Белозерцева		
«Социальная ответственность»	М.В. Гуляев		
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:			

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Наталья Алексеевна	доцент, к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев Дмитрий Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Сычев Дмитрий Валерьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспортировки и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	210301

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	"Линейные нормы расхода ГСМ по автомобильной техники" (утвержден гл. инженером «Сибирьнефтегаз»). "Табелем технического оснащения нефтепроводных предприятий «Сибирьнефтегаз» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепроводов" РД 153.39.4Р-125-02.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать основную систему налогообложения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить стоимость затрат на проведение работ по ликвидации и локализации аварийных разливов нефти
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
-----------	-----	-----------------	---------	------

		звание		
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев Дмитрий Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Сычев Д.В.

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	210301

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования.

В географическом отношении месторождение расположено на территории водораздела р. Чертала (левый приток р. Васюган), принадлежащей бассейну Средней Оби. Рельеф местности слабо всхолмленный. Перепад высот составляет 35 м. На участке протекают реки: Малая и Большая Бобровки, впадающие в р. Чертала. Местность сильно заболочена. Климат резко континентальный. Преобладают ветры: юго-западного и западного направления. Согласно СНиП 2.01.01-82 территория подзоны относится к первому климатическому району, подрайону 1Д.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -45°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Относительная влажность воздуха составляет 60%, Средняя скорость воздуха составляет 0,3 м/с

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов.

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- 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).
- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов.	Опасные факторы. - Движущиеся машины и механизмы. - Взрывоопасность и пожароопасность . - Повышенная или пониженная температура. -Токсическое воздействие
2. Экологическая безопасность:	При установке ВГУ воздействия на окружающую среду оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Установка ВГУ сопровождается-повреждением почвенно-растительного покрова; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - загрязнением атмосферного воздуха;
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.
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.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.В. Гуляев	к.т.н., доц.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев Дмитрий Валерьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 19 рисунков, 18 таблиц, 42 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: месторождение, внутрипромысловый трубопровод, аварийный разлив, ликвидация, расчет ущерба, производственная безопасность.

Объектом рассмотрения является N-ское месторождение Сибирьнефтегаз ВНК.

Цель работы – проанализировать технологию ликвидации аварийных разрывов внутрипромысловых трубопроводов на примере эксплуатации трубопроводов N-ское месторождения Сибирьнефтегаз ВНК.

В работе проводился расчет ущерба окружающей среде при аварии на нефтепроводе. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, сварочно-монтажных работ, ликвидации разрывов, проведение испытания, ликвидация последствий аварийного разлива нефти. Приведены мероприятия по охране труда и безопасном проведении работ, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

Определения, обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Ремонт: комплекс мероприятий по восстановлению исправности и работоспособности, исправного и работоспособного состояния, а также ресурса магистрального трубопровода и его элементов;

Капитальный ремонт: ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановлению ресурса трубопровода;

Техническое диагностирование: определение технического состояния объекта, включающее: контроль технического состояния, поиск места и причин отказа, прогнозирование технического состояния;

Работоспособное состояние трубопровода: это состояние трубопровода, при котором назначение всех параметров, характеризующих способность выполнять заданную функцию, соответствует нормативной и конструкторской документации;

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

ВСН – Ведомственные строительные нормы

СТО – Стандарт организации

НПБ – Нормы пожарной безопасности

РД–Руководящий документ

ПЗУ–Пневматическое заглушающее устройство

ППР–Проект производства работ

ОДК–Ориентировочно допустимые концентрации

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	14
Обзор используемой литературы.	16
1 Общая характеристика N-ское месторождения	17
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	17
1.2 Геологическое строение района	19
1.3 Система трубопроводного транспорта N-ское месторождения	32
2 Причины, источники и виды аварийности на внутрипромысловых трубопроводах	34
3 Методы ликвидации аварий.....	45
3.1 Замена дефектного участка	45
3.2 Методы ликвидации разливов нефти.....	58
3.2.1 Технологии локализации разлива нефти	58
3.2.2 Сбор аварийной нефти.....	63
3.2.3 Технологии рекультивации нефтезагрязненных земель	71
4. Расчетная часть. Определение ущерба окружающей среде при авариях и разливах нефти.	76
5. Финансовый менеджмент.....	93
Расчет затрат на проведение работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на ННП "УПСВ «Карайское – УПСВ к.36" через р. Айсаз 42км	93
6 Социальная ответственность.	104
6.1. Анализ вредных производственных факторов (производственная санитария).	104
6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды.....	109
6.3 Охрана окружающей среды	111

6.4 Организация материально-технического, инженерного, медицинского и финансового обеспечения операции по локализации и ликвидации возможного аварийного разлива нефти	114
Заключение	118
Список источников и литературы	119
Приложения	124

Введение

Нефтегазовая отрасль в России является тем реальным сектором экономики, который принято считать стратегическим, формирующим значительную доходную часть федерального бюджета. По разведанным запасам нефти Россия входит в число ведущих нефтедобывающих стран, в ее недрах сосредоточены 12 % мировых запасов. В настоящее время в России добывается более 400 миллионов тонн нефти, в год. Выработанность нефтяных запасов в нашей стране составляет сегодня 47 %. Российские нефтяные компании начинают осваивать ресурсы на континентальном шельфе, приступают к разработке особо трудных месторождений. Перспективы дальнейшего наращивания добычи нефти ожидаются за счет промышленного освоения нефтяных ресурсов Тимано-Печерского региона на шельфе острова Сахалин, в Ханты-Мансийском автономном округе и республике Саха (Якутия).

Переживаемый Российской экономикой кризис затронул все отрасли народного хозяйства. Важнейшей составной частью кризиса является критическая ситуация, которая сложилась в нефтегазовом комплексе. Нефтепроводы Сибири спроектированные на производительность 70 – 90 миллионов тонн в год, в настоящее время перекачивают на 40 – 60 % меньше.

Уменьшение производительности нефтепровода ведет к снижению общего КПД нефтеперекачивающих агрегатов, это в свою очередь вызывает повышение затрат на электроэнергию и увеличение себестоимости перекачки нефти. Кроме того, на уменьшение производительности влияют аварийные разрывы внутрипромысловых трубопроводов, в связи с чем возникает задача регулирования режима работы трубопровода, а также создание и поддержание эффективной системы аварийно-восстановительного ремонта.

Таким образом, в данной работе решается проблема ликвидации аварийных разрывов внутрипромысловых трубопроводов на примере эксплуатации трубопроводов N-ское месторождения «Сибирьнефтегаз».

Цель работы – охарактеризовать технологию ликвидации аварийных разрывов внутрипромысловых трубопроводов на примере эксплуатации трубопроводов N-ское месторождения «Сибирьнефтегаз».

Исходя из поставленной цели можно сформулировать следующие основные задачи:

1. Дать общую характеристику N-ское месторождения
2. Проанализировать технологию аварийно-восстановительного ремонта трубопроводов.
3. Провести расчет ущерба окружающей среде при аварии на нефтепроводе.

Объект исследования в работе – N-ское месторождение «Сибирьнефтегаз».

Обзор используемой литературы.

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, а также нормативно-законодательные акты Российской Федерации.

Основными источниками, раскрывающими данную тему, стали: Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Иноктаво, 2005.; Конык О. А. Аварии и аварийные ситуации на промышленных предприятиях; Временные указания по технологии и организации ремонтно-восстановительных работ на нефтепроводах, пролегающих в условиях болот и переувлажненных грунтов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1973 ; Гумеров А. Г., Азметов Х. А., Гумеров Р. С., Векштейн М. Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А. Г. Гумерова.; РД 39-110—91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах в которых подробно описана методика аварийно восстановительных работ, а так же методы ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов.

Так же в работе были использованы материалы из различных руководящих документов, таких как: РД 153-39.4-067-00 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов, где описан рассматриваемый в данной работе метод замены дефектного участка, РД-39-0147103-360—89. Инструкция по безопасному ведению сварочных работ при ремонте нефте- и продуктопроводов под давлением и ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка, в которой описаны безопасные методы сварочных работ.

В процессе написания работы были исследованы множественные нормативные документы касающиеся ремонта трубопроводов, ликвидации последствий аварий на нефтепроводном транспорте такие как: Методические рекомендации по разработке типового плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для нефтегазовых компаний, утвержденные Федеральным агентством по энергетике от 04.04.2006 г. , Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ О промышленной безопасности

опасных производственных объектов (в ред. Федеральных законов от 07.08.2000 №122-ФЗ, от 10.01.2003 №15-ФЗ, от 22.08.2004 №122-ФЗ, от 09.05.2005 №45-ФЗ, от 18.12.2006 №232-ФЗ). и другие.

В расчетной части были использованы следующая литература: «Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» - Ю.Л. Воробьев, В.А. Акимов, Ю.И.Соколов. - М.: Ин-октаво, 2005. - 368 с. и Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. ИПТЭР, 1996г. в которых описан способ расчета ущерба.

При написании глав "Социальная ответственность " и "Финансовый менеджмент" так же была использована специальная литература. Такие как: Постановление Правительства РФ от 26.10.2000г. № 810 (в ред. Постановления Правительства РФ от 20.11.2002г. № 836) «О порядке выделения средств из резервного фонда Правительства Российской Федерации по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и последствий стихийных бедствий», Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014), Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03, Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.) и другие нормативные документы.

1 Общая характеристика N-скоеместорождения

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В административном отношении N-ское месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Территория района месторождения

представляет собой расчлененную, сильно заболоченную равнину, с абсолютными отметками поверхности земли от +95 до +195 м.

Основной водной артерией является река Васюган, судоходная для судов малого тоннажа. Судоходный период длится с конца апреля до середины октября. Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -45°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.[6]

Ближайшим населенным пунктом является п. Майск, расположенный в 25 км северо-восточнее Н-ское месторождения. Транспортировка добываемой на месторождении нефти в магистральный нефтепровод Александровское-Анжеро-Судженск проводится по нефтепроводу Игольско-Таловое-Герасимовское-Лугинецкое. Доставка грузов осуществляется автотранспортом с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в г. Стрежевой и вахтовом поселке Пионерный (в районе Катильгинского месторождения). На месторождении имеется вахтовый поселок, две вертолетные площадки, ремонтные службы. До района работ проходит бетонная дорога, соединяющая Н-ское месторождение с Каймысовской группой разрабатываемых нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Западно-Катильгинское), а также вахтовым поселком Пионерный и г. Стрежевой.

Обеспечение строительства внутрипромысловых работ, кустовых оснований проводится за счет привозного гравия из Томска и использования местных песков, добываемых из пойменно-террасовых отложений р. Чертала.

Энергоснабжение Н-ское месторождения осуществляется от подстанции 110/35/5 2Х25 МВА.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд, эксплуатационного бурения используют подземные воды сеноманского водоносного комплекса.[40]

1.2 Геологическое строение района

Стратиграфия

Геологический разрез N-ское месторождения складывается (снизу) образованиями фундамента доюрского возраста, несогласно перекрываемыми отложениями осадочного чехла. Расчленение мезокайнозойского разреза проведено по материалам ГИС по общепринятой для юго-востока Западной Сибири стратиграфической схеме, утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 году в г.Тюмени, уточнявшейся и дополнявшейся в последующие годы. При расчленении разреза использованы реперные геолого-геофизические горизонты регионального и зонального уровня. Литологическое описание разреза выполнено по результатам бурения разведочных скважин на N-ском и К-ком месторождениях, а также использованы данные по соседним площадям.[6]

Палеозойская эра – Pz

На Игольско-Таловом месторождении отложения палеозойской группы вскрыты в скважинах 1 и 2 Иг-ких и 17 Т-вой. Глубины вскрытия различные – 3207,3186 и 3335м.

Литологически вскрытые породы представлены эффузивами, дацит-андезитовыми порфиритами, кварцевыми диоритами интенсивно карбонатизированными, долеритами (рисунок 1).

Вскрытая толщина палеозойских отложений составляет 105м.

Мезозойская эра- Mz

Триасовая система- T

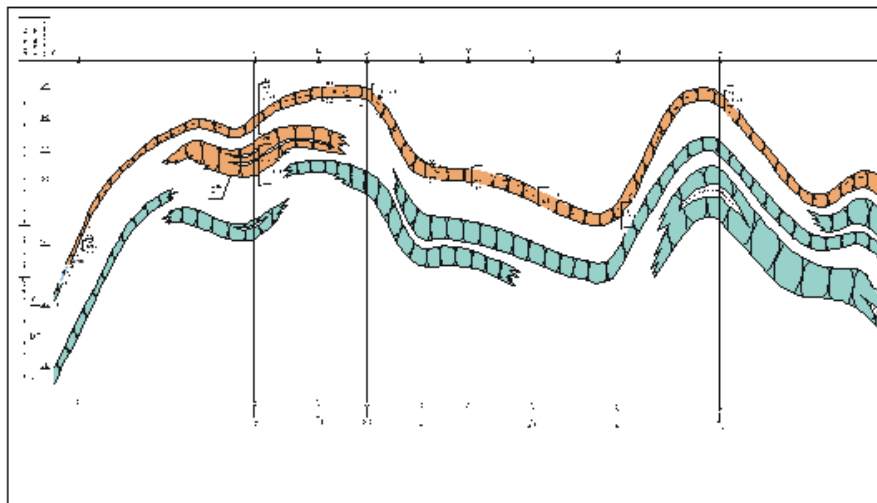


Рисунок 1 – Геологический разрез продуктивных отложений N-ское месторождения

Отложения триасовой системы на N-ском месторождении выделяются по данным скважин 1, 2 Игольских и 5, 17 Таловых.

По внешним признакам и литолого-фациальному составу отложения триаса не отличаются от вышележащих отложений тюменской свиты, поэтому интервалы их залегания в разрезе скважин можно выделить только условно.[7]

По литологическому составу отложения триаса представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. По разрезу встречаются прослои углей. В скважине 2 И-ской определялся комплекс спор и пыльцы, который позволяет вмещающие породы отнести к средне-позднетриасовому возрасту.

Юрская система

Нижне-среднеюрский отдел

Байос-батский ярус

Тюменская свита

Тюменская свита складывается частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников преимущественно серых и темно серых и углей. Осадки свиты формировались в континентальных условиях.

Толщина отложений тюменской свиты составляет 284-384м.

Верхнеюрский отдел

Келловей-оксфордский ярус

Васюганская свита

Отложения свиты залегают трансгрессивно на отложениях тюменской свиты. По литологическим особенностям васюганская свита разделяется на две подсвиты: нижневасюганскую, преимущественно глинистую, и верхневасюганскую, преимущественно песчаную. Формирование отложений свиты происходило в морских, прибрежно-морских условиях, возможно, с перерывами или кратковременными переходами в континентальные условия в верхней ее части.

В кровле свиты почти повсеместно залегают маломощные песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м.

В составе васюганской свиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт Ю₁: пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ} являются промышленно нефтеносными в пределах игольской площади и пласт Ю₁² в пределах Т-вой. Толщина свиты изменяется от 69 до 117 м.

Киммериджский ярус

Георгиевская свита – J₃ gr

Георгиевская свита на месторождении распространена отдельными участками, представлена темносерыми, темными, плотными аргиллитами. Формирование отложений свиты происходило в условиях начала трансгрессии киммериджского моря. Средняя толщина свиты 4-8 м.

Волжский ярус

Баженовская свита – J₃ bg

В пределах месторождения отложения баженовской свиты залегают на отложениях васюганской либо георгиевской свит и формировалась в условиях максимальной трансгрессии. Отложения свиты представлены темно-бурыми до черных битуминозными аргиллитами плитчатыми, плотными, с остатками детрита. Эти отложения являются хорошим

маркирующим горизонтом. Толщина свиты – 26-31м.

Вышележащие меловые отложения (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы.

Меловая система – К

Меловая система является наиболее значительной по толщине (1830-2060м) осадочных пород в составе платформенных отложений. Представлена она всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отделов. В составе системы выделяется восемь свит.

Палеогеновая система – Р

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен) и чеганская (в.эоцен+н.олигоцен), а континентальная толща выделяется в некрасовскую серию (ср.+ верх, олигоцен). Общая толщина палеогеновых отложений составляет 290-300м.

Четвертичные отложения – Q

Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевролитами и песками. Толщина отложений от 30 до 50м [2].

Тектоника

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты» месторождение приурочено к И-скому куполовидному поднятию, положительной структуре второго порядка, расположенной в южной части Нюрольского прогиба. Структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку размером 55х25-15 км и амплитудой 75м. Поднятие оконтуривается сейсмоизогипсой по

отражающему горизонту Па –2680 м и расчленяется на две локальные складки четвертого порядка – И-скую и Т-вую. Отделенные друг от друга неглубокой седловиной (10-15м). Наиболее крупной из них является Игольская брахиантиклиналь северо-восточного простирания, размером 25х15км и амплитудой 65м (по изогипсе-2680 м). Она состоит из двух куполов: юго-западного – размером 12,8х11,2км и северо-восточного – размером 7,2х3,3км. Их амплитуды по изогипсе отражающего горизонта Па – 2650м составляют 35м. Таловая структура имеет северо-западное простирание, по изогипсе 2680м разделяется на две складки: северо-западную брахиантиклиналь размером 15х9км с максимальной амплитудой 30 метров и юго-восточную антиклинальную складку субмеридионального простирания размером 8х5км с амплитудой 15 метров.[6]

Изучение особенностей геологического строения месторождения планомерно велось на протяжении всего периода эксплуатации. Так в период с 1985 по 1993 г.г. после проведения сейсморазведочных работ ОАО“Сибнефтегеофизика” было выполнено в объеме более 800 п.км., что позволило увеличить плотность сети наблюдений до 1.8 пог. км/км². Эксплуатационное разбуривание месторождения так же позволило значительно уточнить структурный план месторождения. Были составлены структурные карты по отражающему горизонту Па ОАО. В 1999г. отделом сейсморазведки института ОАО “ТомскНИПИнефть ВНК” была построена структурная карта по кровле васюганской свиты И-кой части месторождения, а в 2002г. уточнены структурные построения Т-вого участка.

Нефтеносность

Нефтеносность N-ской площади связана с регионально нефтеносным горизонтом Ю₁ васюганской свиты. В кровле свиты почти повсеместно залегают песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м. В составе васюганской свиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт Ю₁: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁^{МУ}, Ю₁², из которых два пласта Ю₁²

(Ю₁⁰ по старой индексации) и Ю₁^{МУ} являются промышленно нефтеносными.

Нефтеносность пласта Ю₁^{МУ} была выявлена в процессе эксплуатационного разбуривания. Пласт имеет ограниченное распространение в южной части И-ской структуры. Кроме того, как коллектор, замещается в центральной части зоны распространения, поэтому залежь имеет форму кольца. Размеры залежи составляют 8,3х1,7- 4,8км, высота – 55м.[40]

Опробование пласта Ю₁^{МУ} проведено в скважинах 2Р, 9Р, 271. При опробовании разведочных скважин 2 и 9 (на стадии поисково-разведочного бурения) были получены: приток жидкости (нефть+пл.флюид) – 2,42 м³/сут. (Ндин-1977м) из них 20% нефти (скв.2) и приток нефти с водой 0,569 м³/сут (Ндин.= 1493 м), из них нефти 68,3% в скважине 9 (результаты испытаний представлены в таблице 3). При испытании в эксплуатационной скважине 271 из интервала от 2757,6 до 2764,6м (-2624-2631м) получен приток нефти дебитом 8,1 м³/сут.

При бурении эксплуатационных скважин основного объекта (пласта Ю₁²) вскрывая пласт Ю₁^{МУ} практически повсеместно обнаруживается отсутствие коллектора. Так из 48 пробуренных скважин при строительстве кустов №№ 26 и 33 только в четырех (№№ 232, 253, 415, 1147) по материалам интерпретации ГИС пласт Ю₁^{МУ} представлен проницаемыми песчаниками, причем в двух последних – водонасыщенным.

Перечисленные факты свидетельствуют, что пласт Ю₁^{МУ} имеет сложное литологическое строение. Замещение песчаного тела глинистыми разностями происходит даже на незначительном расстоянии. В результате этого при подготовке материалов для подсчета запасов нефти по пласту 3/4 запасов отнесены к категории С₂, а по результатам дальнейшего вскрытия пласта доля зоны отсутствия коллектора увеличивается, что приводит к значительному уменьшению площади, относимой к данной категории запасов.

В зоне развития коллекторов пласт, по описанию керна, представлен

песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, средней крепости, слоистыми за счет присутствия растительного детрита. Сравнивая с вышележащим пластом Ю₁², данный пласт обладает более низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Таблица 1– Результаты испытания разведочных скважин

№ скв. в.	Пл ас т	Интервал залегания, м	Вид опробования	Интервал опробования, м	Дебит			Депрес- сия,	Диаметр штуцера,
		глубина		глубина	Нефт и	Вод ы	Газа		
		абс.отм.		абс.отм.	м ³ /сут	м ³ /с ут	тыс.м ³ /с ут	МПа	мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Ю ₁ ^{му}	2758,6-2771,4	ПКС-80,85	2760-2773	0.48		Н _{дин} -1977		
		2636,4-2647,4		2636,4-2649,3					
	Ю ₁ ²	2753,2-2756,4	ПКС-80,	2740,0-2757,0	46	-	2.2	-	8
		2629,6-2632,8	ПК - 85	2617,4-2633,4					
3	Ю ₁ ²	2760,8-2764,6	ПК - 105	2760,0-2765,0	19	-	1	-	6
		2647,0-2650,8		2646,2-2651,2					
			ПК - 105	2800,0-2804,0	-	10.6	Н _{дин} =1452	-	
				2686,2-2690,2					
4р	Ю ₁ ²	2752,0-2756,4	ПК - 105	2750,0-2758,0	81	-	4.6	-	8
		2645,5-2649,9	ПКС-105	2643,5-2651,5					
			ЗПКС-80	2762,0-2766,0	-	вода	-	-	
				2655,5-2659,5					
				2770,0-2777,0					
				2663,0-2670,0					
5р	Ю ₁ ²	2754,8-2761,4	ПК - 105 ,	2754,0-2760,6	52.9	-	3	-	8
		2638,6-2645,2	ПКС-80	2637,8-2644,4					
6	Ю ₁ ²	2776,4-2778,8	ПК - 105	2776,0-2781,0	"с у х о"			-	
		2673,4-2675,8		2673,0-2678,0					
7	Ю ₁ ²	2801,8-2802,8	ПК - 105	2800,0/-2804,0/	6.4	-	-	-	3
		2669,6-2670,6		2667,8-2671,8					
8р	Ю ₁ ²	2716,8-2721,2	ПК - 105,	2716,0-2722,0	58.7	-	3.3	-	8
		2620,2-2624,6	ПКС-80	2619,4-2625,4					

9	Ю ₁ ²	2782,2-2783,6	ПКС-105	2791,0-2796,0	3.6	-	-	-	3
		2650,1-2651,5		2658,9-2663,9					
	Ю ₁ ^{му}	2781-2784	ПК - 105	2781,0-2785,0	0.36	0.16	Н _{дин} -1493	-	
		2646,8-2650,8		2648,9-2652,9					
10р	Ю ₁ ²	2749,6-2753,2	ПК - 105,	2747,0-2754,0	47	-	2.6	8.8	8
		2633,1-2636,7	ПКС-80	2630,5-2637,5					
				2844,0-2851,0	-	19	Н _{дин} -1242		-
				2727,5-2734,5					
11р	Ю ₁ ²	2808,0-2814,4	ИП, ДР=14,3	2787,0-2818,0	-	-	0.14	-	-
		2699,2-2705,6	t=50мин	2678,-2709,2					
12р	Ю ₁ ²	2762,8-2768,8	ПК - 105,	2761,8-2770,0	8.9	-	0.2	18.6	4
		2670,2-2676,2	ПКС-80	2669,2-2677,4					
13р	Ю ₁ ²	2797,0-2804,4	ПК - 105,	2794,8-2805,6	59.8	-	2.8	18.6	8
		2665,9-2673,3	ПКС-80	2663,7-2674,5					
14р	Ю ₁ ²	2813,8-2820,4	ПК - 105	2812,0-2816,0	2.12	22.9	Н _{дин} =876		
		2694,0-2700,6		2692,2-2696,2					
15р	Ю ₁ ²	2805,6-2814,4	ПК - 105	2805,0-2810,0	-	45.9	Н _{дин} =658		
		2684,9-2693,7		2684,3-2689,3					
				2805,0-2810,0	-	4.5	Н _{дин} =130		
				2684,3-2689,3					
16р	Ю ₁ ²	2822,8-2826,0	ИП, ДР=13,9	2811,0-2830,0	-	0.22	-		
		2698,3-2701,5	t=30мин	2686,3-2705,5					
18р	Ю ₁ ²	2810,8-2815,2	ПК - 105	2810,0-2813,0	4	2.3	Н _{дин} =1063		
		2681,8-2686,2		2681,0-2684,0					
20р	Ю ₁ ²	2875,0-2876,0	ИП, ДР=13,8	2866,0-2878,0	"с у х о"				
		2745,1-2746,1	t=50мин	2736,0-2748,1					
23р	Ю ₁ ²			2739,0-2782,0	19	-	1		6
				2609,0-2652,0					
24р	Ю ₁ ²	2784,8-2789,6	ПКС - 80	2783,0-2787,0	7.24	0.76	-		4
		2673,2-2678,0		2671,4-2675,4					
25р	Ю ₁ ²	2796,0-2798,8	ЗПКО- 73,	2795,0-2800,0	46.6	-	2.3		8
		2669,2-2672,0	ЗПКО-89	2668,2-2673,2					
26	Ю ₁ ²	2801,6-2806,3	ПК - 105	2801,0-2809,0	55.8				8
		2671,8-2676,0		2671,2-2679,0					

При подсчете запасов водонефтяной контакт при испытании не был вскрыт. Поэтому он условно принимался по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 9 на абсолютной отметке – 2661м. По данным интерпретации ГИС в скважине 386 пласт водонасыщен, а кровля вскрыта на отметке – 2663м, что не противоречит условно принятому ВНК.

По результатам эксплуатационного бурения впервые в 2000 году на N-

ском месторождении по пласту Ю₁^{МУ} подготовлены промышленные запасы нефти категории С₁, а также запасы нефти категории С₂ с учетом эксплуатационных и разведочных скважин 9 и 2, которые были приняты для расчетов (таблица 1).[40]

Песчаники пласта Ю₁² И-ской площади выдержаны в целом по площади месторождения и имеют сложную литолого-физическую характеристику, как по площади, так и по разрезу. Детальным изучением особенностей строения нефтяного пласта Ю₁² Игольской площади занимались многие исследователи. По комплексу литологических и морфологических признаков коллектора, была создана геологическая модель продуктивного резервуара, которая достаточно хорошо описывается седиментационной обстановкой свойственной барам дальней зоны. С позиции принятой модели в теле коллектора, аналогично барам дальней зоны, отмечается наличие внутрирезервуарных латеральных экранов (аккреционных поверхностей), которые представлены прослоями карбонатизированных песчаников. По характеру их площадного распространения было выделено два типа. Первый сложен относительно “однородными” коллекторами. Во втором присутствует серия прослоев карбонатизированных песчаников, наличие которых позволяет отнести этот тип разреза к “слоистому”.

Лабораторией нефтегазопромысловой геофизики института ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» были выполнены определения типов коллекторов и их фильтрационных характеристик в разрезе продуктивного пласта Ю₁² И-ской площади. Авторами выделено три литологических типа коллекторов.

Первый тип коллектора обычно приурочен к кровельной части пласта, представлен мелко-среднезернистыми песчаниками слабоглинистыми, известковистыми, иногда в разрезе отдельных скважин встречаются песчаники крупнозернистые без глинистых и известковистых разностей.

Второй тип коллектора чаще всего приурочен к подошвенной части продуктивного пласта и представлен: песчаниками мелкозернистыми, крепко

сцементированными, с прослоями известняков; слоистость породы обусловлена переслаиванием известковистых и глинистых разностей, а также чередованием алевролитов-песчаников с песчано-глинистыми и глинисто-песчаными алевролитами.

Третий тип коллектора выделяется в связи с тем, что в неоднородных разрезах встречается значительное количество карбонатных прослоев, разуплотненный тип, который, как правило, приурочен к кровельной или подошвенной части карбонатных прослоев.

В разрезах продуктивных пластов встречаются как все типы коллекторов, так и усеченные разрезы. Улучшение коллекторских свойств пласта происходит от подошвы к кровле. В большинстве скважин переход от одного типа к другому происходит не через глинистые разделы, а с постепенным ухудшением коллекторских свойств.

Практически для всех скважин, охарактеризованных керном, в коллекторах N-ское месторождения карбонатизация получила достаточно широкое развитие. По данным промысловой геофизики в объеме продуктивного пласта отмечается наличие плотных карбонатизированных песчаных прослоев.[7]

Гипсометрически пласт вскрыт на абсолютных отметках 2598,55 – 2707,39 м. Размеры залежи 25х6-15км, высота 62-68м. В разведочных скважинах (таблица 3) дебиты нефти составляют 8,9м³/сут. (скв. № 12), 36,7м³/сут (скв. № 5) на 4мм штуцере. В эксплуатационных скважинах от 4,2 до 46,2 т/сут на 4мм штуцере. В то время как, максимальные дебиты эксплуатационных скважин после проведения интенсификации притоков (проведение ГРП, заглубление насосов) превышали 200т/сут. Начальное пластовое давление находилось в пределах от 27,6 до 28,6МПа.

Водонефтяной контакт вскрыт разведочными скважинами №№ 18 и 24 Игольской площади, где получены притоки нефти с водой (нефти – 4,0м³/сут, воды – 2,3м³/сут) на динамическом уровне 1063 м в скважине № 18 и 7,2м³/сут нефти и 0,8м³/сут воды на 4мм штуцере в скважине №24.

При утверждении запасов УВ в ГКЗ водонефтяной контакт принят на С-3 склоне залежи в районе скважины № 18 на абсолютной отметке – 2682 м, а на Ю-В борту залежи в районе скважины №24 на абсолютной отметке – 2676 м.

В пределах Талового участка залежь нефти в пласте Ю₁² вскрыта скважинами 1,2,3,7,6,26. После проведения детализационных сейсмических работ И-ская и Т-вая структуры разъединились по сейсмоизогипсе –2680 м. Ранее эта сейсмоизогипса была оконтуривающей для этих структур.

Результаты бурения скважины №26 в 1986 году подтвердили структурные построения по залежи Т-вой площади. Пласт Ю₁² скважиной вскрыт в интервале от 2802,4 до 2806,8м (а.о.-2662,8 -2667,2м). Опробование пласта проведено в интервале от 2801 до 2809м (а.о.-2661,4-2669,4м). При этом получен приток нефти дебитом 55,8м³/сут через 8мм штуцер. Кроме того из пласта отобран керн, по которому определены коллекторские свойства: пористость 17,2%, проницаемость 46,9%. Эти данные позволили перевести запасы нефти из категории С₂ в категорию С₁.

Продуктивный пласт Ю₁² в пределах Т-вой залежи представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, среднесцементированными, полимиктовыми.

Водонефтяной контакт на Т-вой залежи условно принят по кровле водоносной части пласта в скважине 11(а.о -2682м) и по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине 7 (а.о.-2683м). Нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4м до 5,79м (таблица 3). Опробование пласта проведено во всех скважинах. Наиболее продуктивными являются скважины 3 и 26, где дебиты нефти составили 45,8м³/сут и 55,8м³/сут соответственно на 8мм штуцере. Залежь нефти пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 12х6-11км, амплитуда 33м.

Структурные построения по продуктивным пластам Н-скоеместорождения основываются на всех вышеперечисленных исследованиях и с учетом результатов эксплуатационного бурения

проведенного до октября 2003 года. Так структурная карта по кровле пласта Ю₁², а по кровле пласта Ю₁^{МУ} в зоне развития коллекторов на И-ской площади.

Средние значения общей, эффективной толщины продуктивных пластов месторождения и толщин непроницаемых пропластков рассчитывались как среднеарифметические значения. Нефтенасыщенная толщина нефтяной и водонефтяной зон рассчитывалась как средневзвешенная с учетом площади распространения обозначенных зон. Результаты расчетов характеристик толщин продуктивных пластов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика толщин продуктивных пластов

Толщина	Наименование	Зоны пласта		По пласту в целом
		нефтяная зона	водонефтяная зона	
1	2	3	4	5
пласт Ю ₁ ²				
Игольская площадь				
	Среднее значение, м	5.2	6.3	5.3
Общая	К-т вариации, доли ед.	0.2	0.2	0.2
	Интервал изменения, м	1,8-10,59	4,19-8,16	1,8-10,59
	Средневзвешенное значение, м	3.1	2.4	3.0
Нефтенасыщенная	К-т вариации, доли ед.	0.2	0.4	0.3
	Интервал изменения, м	0,7-7,0	1,42-4,21	0,7-7,0
	Среднее значение, м	4.0	4.7	4.0
Эффективная	К-т вариации, доли ед.	0.3	0.2	0.3
	Интервал изменения, м	0,7-7,79	2,79-6,71	0,7-7,9
	Среднее значение, м	1.4	1.7	1.4
Непроницаемых	К-т вариации, доли ед.	0.5	0.6	0.5
Разделов	Интервал изменения, м	0,39-5,06	0,6-3,78	0,39-5,06
Таловая площадь				
	Среднее значение, м	4.7	-	4.4
Общая	К-т вариации, доли ед.	0.3	-	0.4
	Интервал изменения, м	3,19-6,79	-	1,2-7,99
	Средневзвешенное значение, м	3.9	2.4	3.6
Нефтенасыщенная	К-т вариации, доли ед.	0.3	-	0.3
	Интервал изменения, м	2,4-5,79	-	2,4-5,79
	Среднее значение, м	4.1	-	3.5
Эффективная	К-т вариации, доли ед.	0.3	-	0.3
	Интервал изменения, м	2,4-5,79	-	1,2-6,39
	Среднее значение, м	0.9	-	1.3
Непроницаемых	К-т вариации, доли ед.	0.2	-	0.6
Разделов	Интервал изменения, м	0,8-1,2	-	0,8-3,0
пласт Ю ₁ ^{МУ}				
Игольская площадь				

	Среднее значение, м	7.0	-	5.9
Общая	К-т вариации, доли ед.	0.4	-	0.5
	Интервал изменения, м	2,38-12,8	-	0,39-12,8
	Средневзвешенное значение, м	4.6	-	4.6
Нефтенасыщенная	К-т вариации, доли ед.	0.4	-	0.4
	Интервал изменения, м	2,37-10,6	-	2,37-10,6
	Среднее значение, м	5.8	-	5.8
Эффективная	К-т вариации, доли ед.	0.4	-	0.4
	Интервал изменения, м	2,37-10,6	-	2,37-10,6
	Среднее значение, м	1.8	-	3.2
Непроницаемых	К-т вариации, доли ед.	0.6	-	0.7
Разделов	Интервал изменения, м	0,8-5,23	-	0,39-7,54

Общая толщина пласта Ю₁² И-ской площади в нефтяной зоне пласта изменяется в пределах от 1,8 до 10,59м (среднее значение 5,2м), нефтенасыщенная от 0,7 до 7,8м (средневзвешенное значение 4,0м), эффективная от 0,7 до 7,8м (среднее значение 4,0 м). В водонефтяной зоне среднее значение общей толщины составляет 6,3м, при интервале изменения от 4,19 до 8,16м, а эффективной – 4,7м (интервал изменения 2,79-6,71м). В то время как, средневзвешенное значений нефтенасыщенной толщины в зоне распространения водонефтяной части площади равно 2,4м, при интервале изменения от 1,42 до 4,21 м. В целом по пласту общая толщина пласта составляет 5,3м, изменяясь в пределах от 1,8 до 10,59м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 4,0м, изменяясь от 0,7 до 7,9м. Эффективная толщина пласта Ю₁² Игольской площади в целом по пласту составила 4,0м, при интервале изменения от 0,7 до 7,9м, толщина непроницаемых разделов в среднем составляет 1,4 м, изменяясь в интервале 0,39-5,06м.[2]

Пласт Ю₁² Т-вой площади. Общая толщина в нефтяной зоне 4,7м, изменяясь в интервале 3,16-6,79м, а в целом по пласту составляет 4,4м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составило 3,9м, при интервале изменения 2,4-5,79м. Эффективная толщина в нефтяной зоне в среднем составляет 4,1м, а в целом по пласту 3,5 изменяясь от 1,2м до 6,39м. Толщина непроницаемых разделов в нефтяной зоне меньше, чем в целом по пласту. В нефтяной зоне она составила в среднем 0,9м, а по пласту в целом 1,3м.

Пласт Ю₁^{МУ} И-ской площади, также не вскрыт в водонефтяной зоне. Общая толщина пласта в нефтяной зоне составляет 7,0м, а в целом по пласту 5,9м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 4,6м, изменяясь от 2,37м до 10,6м. Эффективная толщина в среднем в нефтяной зоне и по пласту в целом равна 5,8м, минимальное значение равно 2,37м, а максимальное 10,6м. Толщина непроницаемых разделов составляет в среднем: в нефтяной зоне 1,8м, а по пласту в целом 3,2м.[3]

1.3 Система трубопроводного транспорта Н-скоеместорождения

На Н-ском месторождении «Сибирьнефтегаз» находится в эксплуатации более 700 км трубопроводов различного назначения и диаметра. Порядка 40% – нефтесборные коллектора, 3% –трубопроводы от установок подготовки нефти до магистральных трубопроводов, 11% – внутриплощадочные нефтепроводы (рисунок 2), 42% и 4% водоводы высокого давления и водоводы низкого давления соответственно (рисунок 3).

Более 45% трубопроводов находятся в эксплуатации более десяти лет.



Рисунок 2–Возрастной состав нефтепроводов.

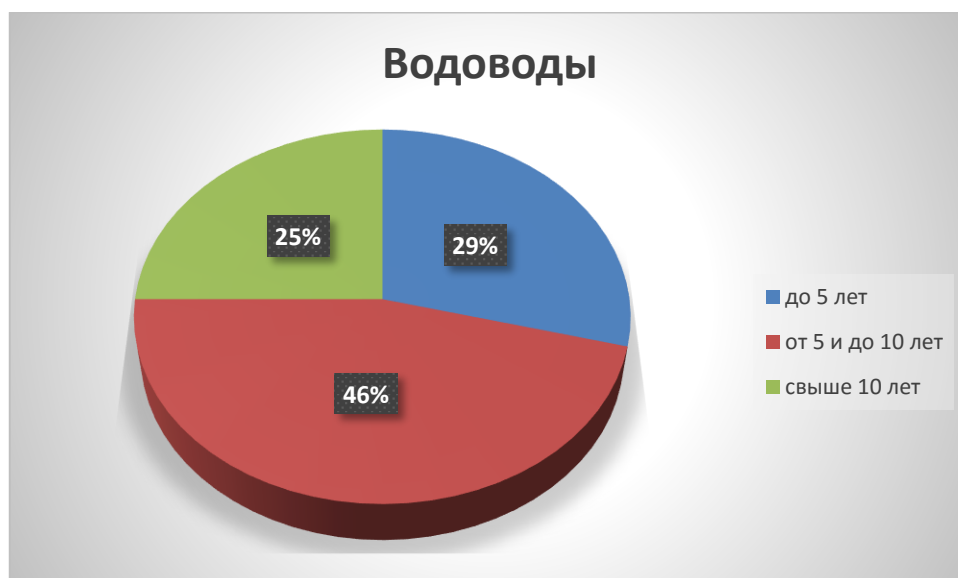


Рисунок 3–Возрастной состав водоводов.

Основную часть внутрипромысловых трубопроводов составляют трубопроводы малых диаметров (рисунок 4).



Рисунок 4–Диаметры внутрипромысловых трубопроводов.

2 Причины, источники и виды аварийности на внутрипромысловых трубопроводах

На основе статистических данных аварийности внутрипромысловых нефтепроводов выделено 10 групп факторов, влияющих на возникновение аварийных ситуаций (таблица 3).[17, с. 51]

Таблица 3 – Факторы аварийности внутрипромысловых нефтепроводов

№ группы	Наименование группы факторов
1	Внешние антропогенные воздействия
2	Подземная коррозия
3	Атмосферная коррозия
4	Внутренняя коррозия
5	Качество производства труб и оборудования
6	Качество строительно-монтажных работ
7	Качество и сроки испытаний
8	Конструктивно-технологические факторы
9	Природные воздействия
10	Эксплуатационные факторы

Наряду с возможными причинами разрушений, присущими линейной части наземных участков, подводные трубопроводы подвержены особым видам воздействия, приводящим к повреждению трубопроводов и утечке нефтепродуктов:

- волновые нагрузки и подводные течения;
- ветровые воздействия;
- ледовые нагрузки;
- перемещение водного грунта;
- электрохимическая активность водной среды;
- воздействие судов и механизмов в зоне расположения трубопровода.

Рассмотренные причины можно объединить в 2 группы:

- внешние – связанные с производственно-хозяйственной деятельностью человека: судоходство, рыболовство, производство земляных работ в районе прокладки трубопровода;
- внутренние – обусловленные природными условиями: переформированием дна водоема, эрозиями, оползнями, стихийными бедствиями (землетрясениями, ураганами, штормами).

Наиболее характерной причиной отказов подводных трубопроводов, обусловленной природными условиями, является оголение трубопровода в результате переформирования ложа водоема. При этом, как показывает опыт эксплуатации, разрушение размытого трубопровода практически неизбежно.

В то же время, повреждение трубопроводов в процессе производственно-хозяйственной деятельности является одной из наиболее частых причин их отказов. При прохождении донного трала над незаглубленным трубопроводом наблюдается трение канатов и трала о трубопровод, а также удары направляющими башками. Кроме того, большую опасность представляют повреждения трубопровода при ударе и зацеплении якорями судов, приводящие к нарушению бетонного покрытия, образованию вмятин на теле труб или их разрыву. Характер повреждения трубопровода якорями в существенной мере зависит от диаметра трубы и толщины бетонного покрытия. При прочих равных условиях, в случае удара или зацепления якорем трубопровода большого диаметра чаще имеет место повреждение утяжеляющего покрытия и вмятин стенок трубы. Для трубопроводов небольших диаметров при таких ударах и зацеплениях более характерны разрывы.[1, с. 52]

Внутренние причины отказов обусловлены различными процессами, происходящими в самом трубопроводе. К ним относятся:

- коррозионные процессы на внутренней стороне труб;
- динамические процессы в материале стенок;

– гидравлические процессы, сопровождающиеся возникновением волн давления, при изменении режимов работы трубопровода.

При наличии потенциально опасных мест, таких как: дефектные участки сварных швов, усталостные трещины стенок и коррозионные повреждения, возможно разрушение стен трубопровода в этих местах. Причем в начальные моменты времени эти повреждения проявляются в виде небольших трещин и свищей. Затем, при продолжении перекачки, размеры повреждения увеличиваются и могут достичь величины, сопоставимой с диаметром трубы.

В предаварийном состоянии находятся промышленные трубопроводные системы большинства нефтедобывающих предприятий России. Всего на территории Российской Федерации находится в эксплуатации 350 тыс. км внутрипромысловых трубопроводов, на которых ежегодно отмечается свыше 50 тыс. инцидентов, приводящих к опасным последствиям. Основными причинами высокой аварийности при эксплуатации трубопроводов является сокращение ремонтных мощностей, низкие темпы работ по замене отработавших срок трубопроводов на трубопроводы с антикоррозионными покрытиями, а также прогрессирующее старение действующих сетей. Только на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется свыше 100 тыс. км промысловых трубопроводов, из которых 30% имеют 30-летний срок службы, однако в год заменяется не более 2% трубопроводов. В результате ежегодно происходит до 35-40 тыс. инцидентов, сопровождающихся выбросами нефти, в том числе в водоемы, причем их число ежегодно увеличивается, а значительная часть инцидентов преднамеренно скрывается от учета и расследования.[41]

Наиболее часто аварийные разливы нефти происходят из-за нарушений герметичности промысловых нефтепроводов. Общая длина промысловых трубопроводов превышает 300 тыс. км. При этом половина из них построена от 30 до 35 лет назад при нормативном сроке эксплуатации этих систем от 10 до 25 лет. В основном, аварии на нефтепроводах происходят по причине

износа труб из-за внутренней коррозии внутрипромысловых нефтепроводов. На внутрипромысловых нефтепроводах 42% труб служат менее 5 лет из-за внутренней коррозии. Например, в Западной Сибири зафиксировано до 35 тыс. случаев разгерметизации внутрипромысловых нефтегазопроводов в год, сопровождающихся разливами нефти (свыше 1 млн тонн). В целом плотность аварий на внутрипромысловых трубопроводах в 150-200 раз выше, чем на магистральных.[4, с. 120]

По данным Министерства природных ресурсов Российской Федерации, 50 процентов внутрипромысловых нефтепроводов физически устарели и относятся к категории высокоаварийных.

Основная причина аварий на внутрипромысловых трубопроводах – разрывы труб, вызванные внутренней коррозией. Износ внутрипромысловых трубопроводов достигает 80%, поэтому частота их разрывов на два порядка выше, чем на магистральных, и составляет от 1,5 до 2,0 разрыва на 1 км.

В последние годы возросла агрессивность перекачиваемых по трубопроводам веществ, что связано с вступлением большинства старых месторождений в более позднюю стадию разработки, увеличением доли месторождений с повышенным содержанием сероводорода в нефти, массовым применением методов заводнения пластов.

Отмечается отсталый технический и технологический уровень производства, изношенность оборудования. Общее состояние нефтепромысловых трубопроводов может характеризоваться как критическое, требующее принятия срочных радикальных мер.

Высокий уровень аварийности обусловлен низкой коррозионной стойкостью применяемых труб, изготовленных из малоуглеродистых низколегированных сталей и отсутствием противокоррозионных покрытий на внутренних и наружных поверхностях. На нефтепромысловых трубопроводах износ достигает 80 процентов.

Основной причиной аварий является физический износ и коррозия металла. На долю этой причины приходится от 60 до 70 процентов всех аварий. Это обосновывается тем, что:

- во-первых, в промысловых нефтепроводах, в отличие от магистральных, перекачивается не чистая нефть, а скорее нефтесодержащая жидкость, в которой вода, идущая из скважины вместе с нефтью и «неравнодушная» к металлу, составляет до половины перекачиваемых на промыслах объемов продукта;

- во-вторых, в промысловой нефти есть и песок, и другие взвеси с абразивными свойствами;

- в-третьих, некоторые скважины дают не только нейтральные для металла углеводороды, но и агрессивные компоненты, активно разрушающие трубу, например сероводород.

Данные причины, а также значительный физический износ объясняют высокую частоту аварий на промысловых нефтепроводах.

Статистика аварий на промысловых трубопроводах Российской Федерации:

- протяженность промысловых трубопроводов – 350 тыс. км (государственный доклад МЧС);

- возраст трубопроводного транспорта составляет от 25 до 35 лет;

- число аварий на промысловых трубопроводах – 25477 аварий за год (по данным Минтопэнерго РФ); 20000 аварий за год (из государственного доклада МЧС);

- интенсивность аварий – $5,71 \times 10^{-2}$ – $7,28 \times 10^{-2}$ аварий/год на км.

Причины отказа внутрипромысловых нефтепроводов (рисунок 5):

- 91 процент – внутренняя коррозия;

- 3,9 процента – внешняя коррозия;

- 2,8 процента – строительные дефекты;

- 0,8 процента – нарушение правил эксплуатации;

- 1,5 процента – прочее.

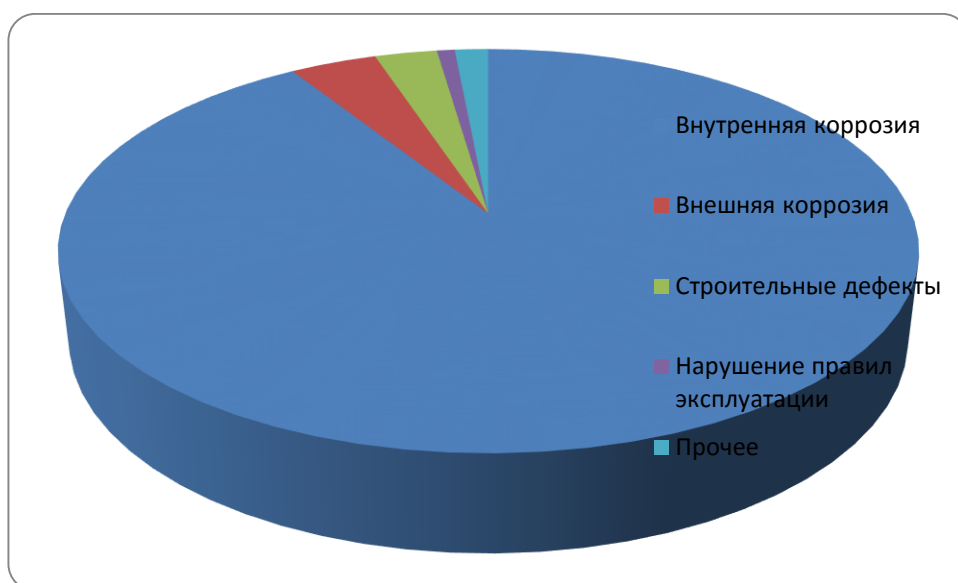


Рисунок 5 – Диаграмма причин отказа внутрипромысловых нефтепроводов

Так, например, в 2014 г. на территории Каргасокского района зарегистрировано 1 585 случаев аварий с экологическими последствиями, из которых 1 543 произошли на внутрипромысловых трубопроводах и сопровождались разливами на рельеф местности нефти и высокоминерализованных вод (таблица 4). [42]

Таблица 4 –Причины аварий внутрипромысловых трубопроводов
Каргасокского района

Причина аварий на трубопроводах	Количество (штук)	Количество (%)
Коррозия труб	1502	97,34
Строительный и технический брак	18	1,17
Механические повреждения	15	0,97
Прочие причины	8	0,52
Всего:	1543	100,00

Статистические данные свидетельствуют о том, что вследствие высокой агрессивности пластовых вод на месторождениях Западной Сибири сквозные отверстия в оборудовании могут появляться через 3-5 лет после начала эксплуатации, а при подачах ингибиторов коррозии, применении труб улучшенного качества из углеродистых сталей, проведении коррозионного

мониторинга срок безаварийной службы трубопроводов может быть продлен до 10 лет.

Ежегодно по нефтепромысловым трубопроводам перекачиваются миллионы кубометров нефти, технической жидкости, содержащих в больших количествах коррозионно-активные компоненты: сероводород, кислород, двуокись углерода, ионы хлора и др. Вследствие высокой агрессивности транспортируемых сред основной проблемой при эксплуатации скважин и сети промысловых трубопроводов является коррозия оборудования. В 90 % случаев порывы трубопроводов обусловлены снижением их нормативных сроков службы из-за внутренней и внешней коррозии. Коррозионная активность добываемых флюидов увеличивается за счет роста обводненности продукции скважин. Опытными данными показано, что с увеличением обводненности нефти (с присутствием CO_2) вода играет роль высокоминерализованного полиэлектролита, активность нефти увеличивается с 0,206 до 0,465 г/м²-час, т.е. более чем вдвое. Далее, при обводненности от 10 до 80 % скорость коррозии находится в пределах 0,450 ... 0,440 г/м²-час, а при обводненности 90 % происходит резкий рост этого параметра до 0,540 г/м²-час. Для пластовых вод скорость коррозии составляла 0,350 г/м²-час, что значительно ниже, чем для смесей различного соотношения. Наибольшие значения параметров коррозионной агрессивности зафиксированы в смеси "нефть – вода" с соотношением 1:8. [9, с. 48]

Такие или близкие к ним соотношения зафиксированы в настоящее время на многих месторождениях Башкирии и Татарстана, где достаточно четко прослеживается тенденция роста порывов (до 88% общего числа) на выкидных линиях от скважин. Удельные показатели для этого вида нефтепромыслового оборудования могут достигать величины 0,25 порыва/км.

Порывы выкидных линий, напорных трубопроводов минерализованных вод для поддержания ППД, внутрипромысловых

трубопроводов влекут за собой серьезные экологические последствия от загрязнения (засоления) почв до вывода из строя многих водозаборных сооружений и необходимости реабилитации компонентов ОС. Несмотря на активное применение ингибиторов и бактерицидов, а также замену традиционных труб на трубы с внутренним полиэтиленовым покрытием, аварийные ситуации происходят, что приводит к необходимости оптимизировать разработку мероприятий (сервисной службы) по диагностике технического состояния трубопроводов всех уровней и технологического парка резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Учитывая остроту данной проблемы, можно констатировать, что одним из важнейших противокоррозионных мероприятий является постоянный контроль качества труб на заводах при изготовлении. Многие крупные добывающие компании имеют собственные службы диагностики на заводах - изготовителях труб. Двойной контроль с ОТК завода позволяет свести поставку бракованной продукции к минимуму, практически к нулевым величинам.

Достаточно острой проблемой является эффективное применение ингибиторов коррозии, а также организация системы коррозионного мониторинга. Выбор и дозирование ингибиторов зависят от состава пластовых флюидов, что не всегда учитывается добывающими предприятиями, а также от своевременного включения в проекты эксплуатации оборудования кустов скважин дозировочных установок ингибиторов.

Учитывая то, что на многих многопластовых месторождениях нефти эксплуатируется одновременно несколько горизонтов с различной степенью агрессивности пластовых вод, проблема выбора универсальных ингибиторов коррозии и их дозировок с целью защиты оборудования становится весьма серьезной.

Служба коррозионного мониторинга многими предприятиями воспринимается как второстепенное и необязательное подразделение.

Однако если учесть величины экологического ущерба ОПС, наносимого авариями на внутрипромысловых трубопроводах, и стоимость реабилитации и ремедиации компонентов экосистем, такие представления покажутся, по крайней мере, наивными. Предупреждение аварийности является необходимой превентивной мерой, которая должна быть отражена в экологической политике предприятия, не говоря уже о Декларации промышленной безопасности.

Назрела также необходимость совершенствования защитных покрытий для предотвращения асфальто-парафиновых отложений, методов очистки промысловых труб и методик контроля этих нежелательных явлений. Данные мероприятия входят в противоречие с использованием футерованных полиэтиленовых труб в системе нефтесбора в отличие от системы ППД. Проблема заключается в сокращении (схлопывании) полиэтиленовой оболочки из-за ее газопроницаемости и ингибировании межтрубного пространства, удалении продольного внутреннего грата, образующегося при изготовлении труб, внутренних заусенцев и других дефектов. Срок службы битумной изоляции на внешних покрытиях не превышает 10 лет, поэтому необходим переход к новым материалам и технологиям покрытия при строительстве трубопроводов для транспортирования нефти.

Вплотную к проблеме коррозии оборудования примыкает проблема утилизации жидкости и твердых примесей в составе добываемой нефти.

По некоторым оценкам, считается, что в процессе добычи 1 т нефти образуется около $0,28 \text{ м}^3$ сточных вод, из которых на очистные сооружения направляется $0,18 \text{ м}^3$, загрязненными являются $0,1 \text{ м}$ (твердые взвеси). По природе это преимущественно подземные воды высокой минерализации, обладающие агрессивностью по отношению к цементному камню в затрубном пространстве и металлическим конструкциям оборудования нефтепромыслов.

Одной из главных причин засоления вышележащих пресных подземных вод является неудовлетворительное состояние крепи ствола скважин, особенно на старых месторождениях, начало эксплуатации которых относится к 50-м гг. XX в. Например, при разбуривании Шкаповской структуры в Башкирии в целях экономии металла, цемента и времени, необходимого для крепления скважин, применялись обсадные колонны уменьшенного диаметра, что резко сократило сроки проходки скважин и привело к экономии 28 т металла (в 2,5 раза), 60 т цемента (экономия в 7-8 раз), 65 т глины. Данные приведены для скважин глубиной 2000 м. Кроме того, применялись технологии частичного крепления ствола скважин, при котором допускалась замена промежуточных колонн глинистыми корками. Утончение цементной оболочки по всей глубине скважин и сокращение зазора между колонной и стенками скважины (затрубного пространства) приводят к тому, что изначально при бурении создаются условия для разрушения цементного камня, что сопровождается образованием заколонных перетоков и прорывом рассолов в скважину. [1]

Коррозионное поражение цементного камня в скважинах приводит не только к снижению доли нефти в добываемых объемах флюидов, но и к негативным экологическим последствиям: загрязняются артезианские и грунтовые воды, используемые для водоснабжения. С учетом процессов взаимодействия подземных вод с поверхностными в зону техногенного воздействия попадают многие водотоки и водоемы. Поэтому последствия некачественного строительства скважин активно проявляются в настоящее время во многих районах Волго-Уральской нефтяной провинции и Западной Сибири.

К этой проблеме следует добавить отсутствие специальных изоляционных работ при ликвидации или консервации скважин, которые становятся потенциальным источником вывода агрессивных высокоминерализованных вод не только в поверхностную зону активного водообмена, но и на поверхность земли.

К проблеме коррозионной диагностики нефтепромыслового оборудования в целях его безопасной эксплуатации примыкает проблема контроля технического состояния скважин и периодической их переаттестации. В настоящее время достаточно хорошо разработаны методы и приборы технической диагностики и дефектоскопии действующих скважин. Нефте- и газодобывающие скважины являются достаточно сложными и дорогостоящими сооружениями, которые нуждаются в постоянном контроле и проведении технических мероприятий по поддержанию рабочих режимов. Вследствие некачественных и несвоевременных диагностических исследований в нефтедобывающей отрасли простаивает огромное число скважин (более 20 тыс.), подлежащих капитальному ремонту. Большинство из них имеют нарушение крепи, что в свою очередь приводит к межколонным газопроявлениям, перетокам воды и нефтей. В отдельных случаях при достижении земной поверхности происходит образование грифонов у устья скважин.

Опыт технической диагностики и дефектоскопии скважин свидетельствует о необходимости проведения таких работ на всех этапах: проектирования (фоновые измерения), строительства (комплекс методов), эксплуатации и ликвидации. При этом кроме технологических условий необходимо оценивать ситуации, связанные с риском возникновения опасных ситуаций для ОПС и человека.

3 Методы ликвидации аварий

3.1 Замена дефектного участка

Ремонт дефектного участка трубопровода путем его замены производят при обнаружении (наличии):

- трещины длиной 50 мм и более в сварном шве или основном металле трубы;
- разрыва кольцевого (монтажного) шва; разрыва продольного (заводского) шва и металла трубы; вмятины глубиной, превышающей 3,5 % диаметра трубы; царапины глубиной более 30 % толщины стенки и длиной 50 мм и более.

В зависимости от принятой технологии ведения работ замена участка трубы может осуществляться:

- с остановкой перекачки нефти по трубопроводу на весь период восстановительных работ, при этом аварийный участок может полностью или частично освободиться от нефти;
- с прокладкой обводной (байпасной) линии, требующей остановки перекачки лишь на период ее монтажа и подсоединения.

Технология замены дефектного участка с остановкой перекачки широко применяется при ремонте отечественных нефтепроводов. По этой технологии после остановки перекачки обнаруженный аварийный участок перекрывают от остальной трассы двумя линейными задвижками. При авариях на нефтепроводах с системой телемеханизации происходит автоматическое отключение насосных агрегатов и локализация поврежденного участка линейными задвижками.

По прибытии бригады на место аварии в первую очередь принимаются меры по ограничению зоны растекания нефти, исключаящие

попадание ее в опасные в пожарном отношении места и водоемы, а также по обеспечению нормальной жизнедеятельности населения.

Устанавливается связь с дежурным диспетчером, ведется подготовка к вскрытию участка нефтепровода и разработке земляной емкости для сбора вытекающего нефтепродукта.

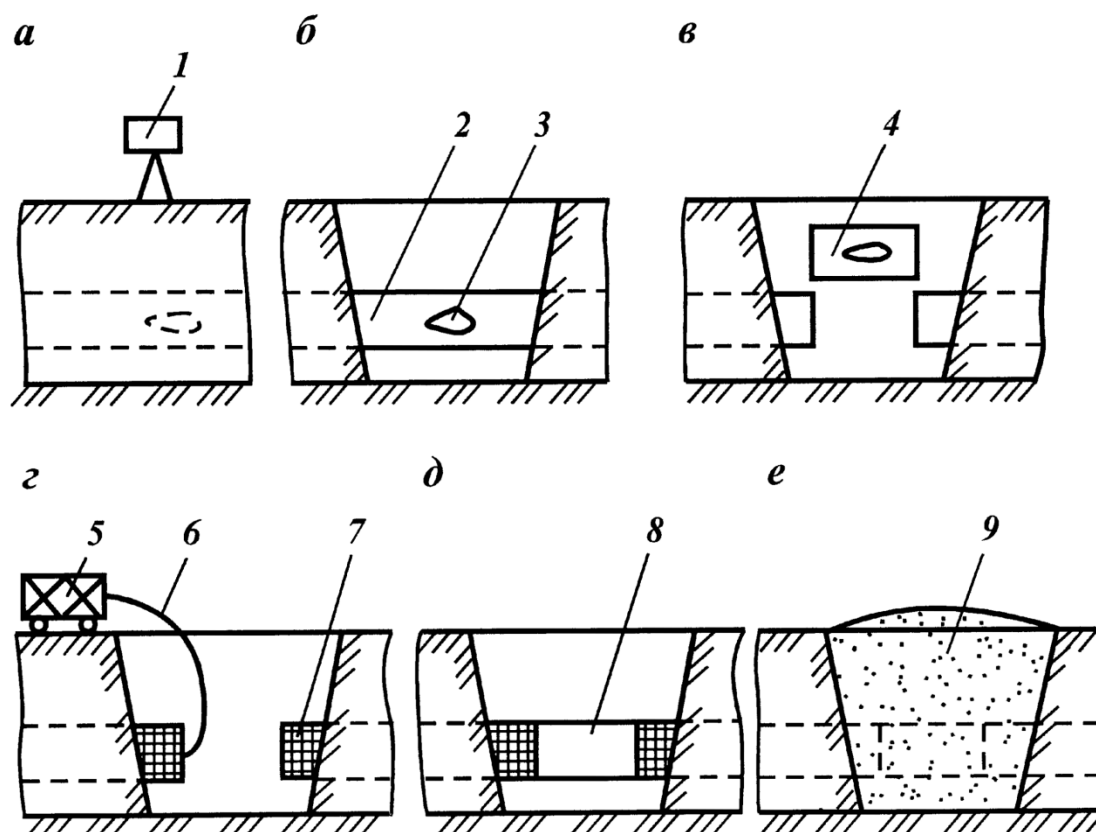


Рисунок 6 -Технология замены поврежденного участка нефтепровода без прокладки обводной линии:

а – обнаружение места аварии; б – вскрытие места аварии и откачка нефти; в – вырезка и удаление поврежденного участка; г – перекрытие полости трубопровода тампоном из карбамидной композиции; д – подгонка и сварка новой катушки, пуск нефтепровода; е – засыпка трубы; 1 – прибор для обнаружения места аварии; 2 – нефтепровод; 3 – место разрыва трубы; 4 – вырезанная катушка; 5 – передвижная установка для заливки карбамидной композиции; 6 – подающий шланг; 7 – тампон; 8 – сваренная катушка; 9 – земляной валик.

Порядок организации работ для случая замены поврежденного участка нефтепровода без прокладки обводной линии (рисунок 6) следующий:

– определяют место аварии;

- вскрывают участок с одновременной откачкой вытекающей нефти;
- вырезают безогневым методом окна в трубопроводе и производят откачку нефти из трубы;
- перекрывают внутреннюю полость трубопровода и вырезают дефектный участок; размечают новую катушку;
- производят центровку и вварку новой катушки;
- осуществляют контроль качества сварных швов;
- изолируют отремонтированный участок и засыпают грунтом.[30]

Сущность способа замены дефектного участка с прокладкой обводной линии состоит в том, что в аварийном порядке производят перекрытие поврежденного участка трубопровода, врезку и прокладку обводной линии для возобновления перекачки. Основные же восстановительные работы по замене участка трубы выполняются в обычном ритме, что способствует повышению качества монтажно-сварочных работ.

Схема производства работ при замене дефектного участка трубы с применением обводной линии показана на рисунке 7. Одновременно с началом аварийно-восстановительных работ по вскрытию участка трубопровода, сбору и откачке вытекающего нефтепродукта с обеих сторон удаляемой секции трубопровода (без его опорожнения) устанавливают перекрывающие устройства.

При производстве этих работ выполняются два вида сложных и ответственных операций: вырезка отверстий в трубопроводе и ввод через них перекрывающих устройств. Для этого в месте ввода перекрывающих устройств к трубопроводу привариваются два патрубка или разрезные тройники. Во фланце тройника имеются специальные пазы для установки заглушек после окончания ремонтных работ. К патрубкам присоединяют специальную запорную арматуру, к которой монтируют механизм для вырезки отверстия. Конструкция механизма позволяет вырезать отверстия в трубопроводе, находящемся под давлением перекачиваемого нефтепродукта.[31]

После вырезки отверстий механизм демонтируют, арматуру закрывают и на его место устанавливают приспособление для ввода перекрывающих устройств. Перекрывающее устройство представляет собой заглушку в форме ребристого конуса, смонтированную на тягах. Заглушка в трубопроводе располагается основанием конуса в сторону повышенного давления жидкости в целях обеспечения плотного прилегания краев неопреоновой чашки к стенкам трубопровода.

Конструкция заглушек позволяет удерживать рабочее давление жидкости в трубопроводе. Сверление отверстий производят цилиндрической трубчатой фрезой с торцевой рабочей частью. Фрезу устанавливают точно по оси предполагаемого отверстия, а раму крепят к фланцу. Фрезерный шпиндель снабжен специальным устройством, которое удерживает вырезанный кусок металла и позволяет его извлечь. Вращательное движение фрезы и ее подача обеспечиваются встроенным в рамку пневмо- или гидроприводом. После вырезки отверстий в трубопроводе и демонтажа сверлильного устройства к запорной арматуре подсоединяют обводной трубопровод, по которому и направляется поток перекачиваемого продукта. Поврежденный участок удаляют и заменяют новым.

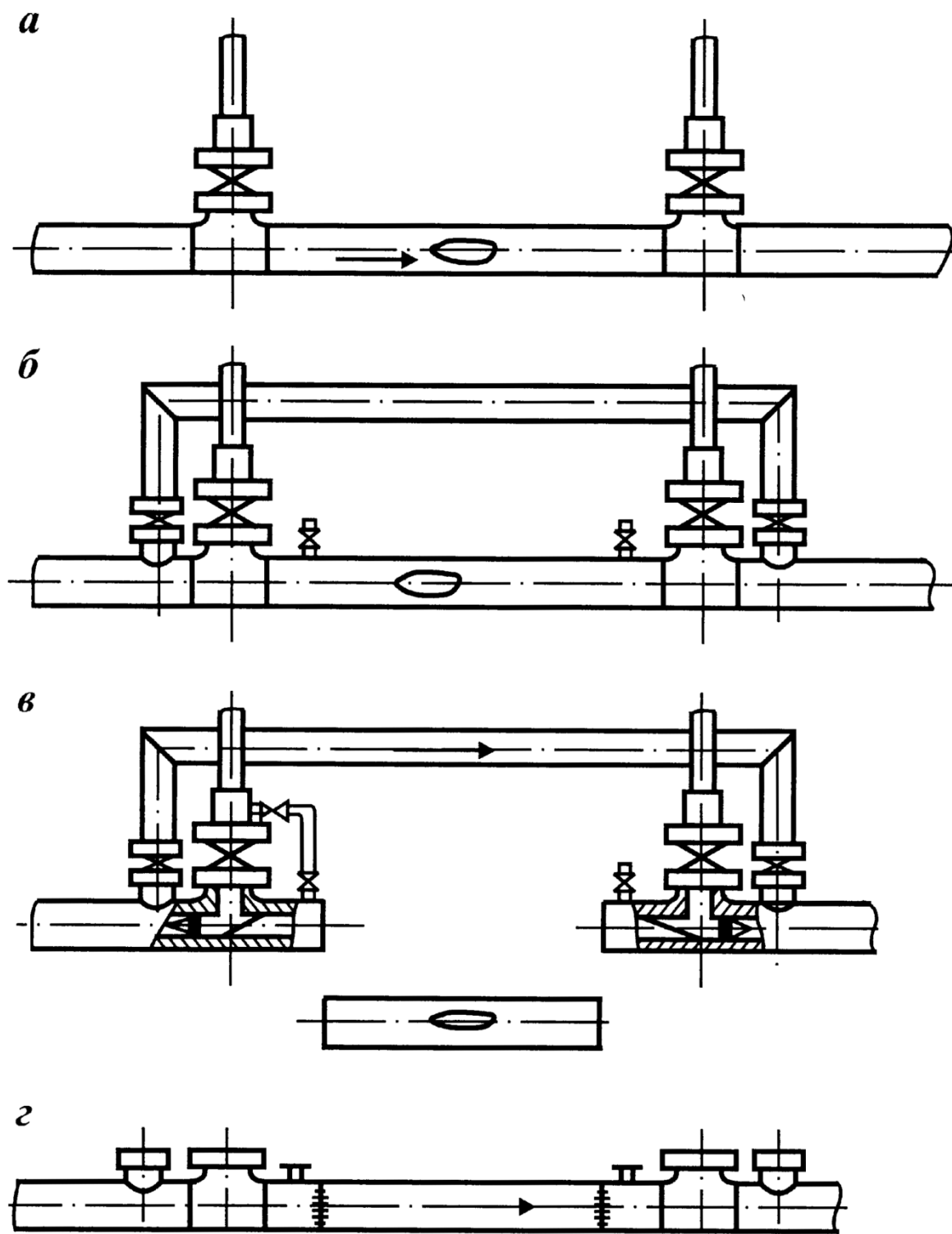


Рисунок 7-Схема производства работ с применением обводной линии:

а — установка перекрывающих устройств; б — установка обводной линии; в — удаление поврежденного участка и замена новым; г — демонтаж перекрывающих участков и ввод в действие трубопровода

После выполнения этих операций перекрывающие устройства демонтируют, патрубки заглушают специальными сегментными заглушками, запорную арматуру на обводной линии перекрывают, и поток нефтепродукта направляется по основному трубопроводу.

При замене поврежденного участка наиболее ответственными являются работы по вырезке дефектного участка трубопровода и вварке новой "катушки". Эти работы должны выполняться с соблюдением определенных требований.

Длина вырезанного дефектного участка трубопровода должна быть больше длины самого дефекта не менее чем на 100 мм с каждой стороны.

Способ вырезки дефектного участка трубопровода должен назначаться в зависимости от конкретных условий, наличия соответствующих технических средств и примененной технологии АВР. Могут быть использованы:

- холодная резка (с помощью специальных машинок для резки труб во взрывоопасном исполнении типа МРТ, "Файн");
- газовая резка (резка пламенем от сгорания пропано-кислородной смеси);
- резка с применением энергии взрыва.

При выборе способа вырезки необходимо иметь в виду следующее:

- холодная резка требует обеспечения свободного вращения вокруг трубопровода двигателя с редуктором, т.е. соответствующей подготовки котлована, а также охлаждения рабочего органа (фрезы) смазочно-охлаждающей жидкостью для обеспечения пожарной безопасности;
- газовая резка возможна только при условии выполнения всех противопожарных требований, предъявляемых к ведению огневых работ во взрывоопасных условиях (т.е. трубопровод должен быть опорожнен и загерметизирован);
- вырезка дефектного участка трубопровода с помощью энергии взрыва применяется на заполненных перекачиваемым продуктом или

опорожненных трубопроводах в соответствии с действующим руководством по их применению.

Подготовка концов трубопровода под монтаж и сварку необходима для правильного формирования сварного шва и соответствия размеров вставки размерам вырезанной части трубопровода. С этой целью рекомендуется применять специальные приспособления для разметки, которые позволяют переносить размеры вставки на конец трубопровода или наоборот — размеры вырезанной части трубопровода на вставку. В этом случае концы трубопровода отрезаются по тем же размерам, что и новая вставка, с учетом зазоров и притупления кромок, благодаря чему обеспечиваются качество и быстрота выполнения монтажных работ.

Минимальная длина катушки должна составлять для труб диаметром до 530 мм не менее 0,5 м; для труб диаметром 530 мм и более — быть равной диаметру трубопровода. Катушку необходимо изготавливать из предварительно опрессованной трубы. Давление опрессовки должно соответствовать $0,95 \sigma_T$ (σ_T — предел текучести металла трубы), а время с момента опрессовки до ремонта не должно превышать полгода.

Монтаж катушки производят с помощью специальных приспособлений (домкрата, струбцины, наружного центратора и т.п.) и грузоподъемных механизмов (автокрана, крана- трубоукладчика) и т.д.

Расстояние между швами приварки катушки и кольцевыми стыками на основном трубопроводе должно быть не менее диаметра трубы. В исключительных случаях допускается уменьшение этого расстояния до 250 мм, но при этом старый сварной стык на трубопроводе должен быть подварен изнутри и просвечен.

При сборке труб под сварку смещение кромок при одинаковой толщине стенок допускается до 20 % толщины стенки трубы, но не более 3 мм на 1/3 окружности стыка. Смещение кромок на нижней (потолочной) части стыка недопустимо.

Соединение разностенных труб, труб с деталями трубопроводов или труб с запорной арматурой допускается при следующем соответствии (табл. 5).

При значениях разностенности, больше указанных в таблице 5, между стыкуемыми элементами должны быть вмонтированы переходник заводского изготовления или вставка из труб промежуточной толщины длиной не менее 250 мм. Допускается соединение разностенных труб при разностенности до 1,5 толщины стенки путем специальной обработки кромок, а при разностенности более 1,5 толщины стенки — обработкой кромок с двух сторон.[38]

Таблица 5 – Допускаемая разностенность свариваемых труб

Наибольшая толщина стенки, мм	Разность толщин стыкуемых элементов, мм
Не более 12,0	Не более 2,5
Более 12,0	Не более 3,0

Сборка труб с заводским продольным швом, сваренным с одной стороны, производится таким образом, чтобы продольные швы обеих труб имели смещение не менее 100 мм. При сборке труб, у которых заводской шов выполнен с внутренним подваром, смещение продольных швов необязательно. Допускается правка плавных вмятин на торцах труб глубиной до 3,5 % диаметра труб и деформированных концов труб безударными разжимными устройствами. При этом на трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/мм²) допускается правка вмятин и деформационных концов труб при положительных температурах без подогрева. При отрицательных температурах окружающего воздуха 32необходим подогрев на температуру от 100 до 150 °С. На трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением 539 МПа (55 кгс/мм²) и выше — с местным подогревом на температуру от 150 до 200 °С при любых температурах окружающего воздуха.

Стыкуемые трубы фиксируются при помощи прихваток, которые располагаются равномерно по периметру стыка; длина прихваток зависит от диаметра труб и должна соответствовать значениям, представленным в таблице 6.

Наложение шва поверх прихваток допускается только после их тщательной очистки от шлака. Неудовлетворительно выполненные прихватки должны быть полностью удалены.

Допускается производить сварку стыка двумя сварщиками при диаметре трубопровода от 529 до 1220 мм, а при длине вставляемой катушки более 3 м разрешается сварка одновременно двух стыков. [26]

Если после вырезки дефектного участка наблюдается значительное нарушение соосности и "уход" концов трубопровода, то для облегчения центровки катушки и восстановления соосности трубопровода необходимо концы трубопровода освободить от грунта на расстоянии от 15 до 20 м в обе стороны от дефектного участка. Если же вскрытие трубопровода не обеспечивает выполнение центровки, то следует применить кривые вставки холодного гнутья. [3]

Таблица 6 – Количество и длина прихваток

Показатели	Диаметр, мм		
	до 400	400-1000	1000-1400
Количество прихваток, не менее	2	3	4
Длина прихваток, мм	30-50	60-100	100-200

Контроль качества сварочно-монтажных работ при ремонте трубопроводов организуется ответственным руководителем работ и осуществляется в форме пооперационного контроля в процессе сборки и сварки стыков; визуального осмотра и обмера геометрических параметров сварных швов; проверки сплошности наплавленного металла неразрушающими методами контроля.

По результатам контроля оценивается качество работ и дается заключение о готовности трубопровода к пуску. [28]

Некачественные сварные соединения разрешается ремонтировать, если в них имеются любые недопустимые дефекты (кроме трещин длиной более 50 мм) при условии, что суммарная длина участков ремонта не превышает $1/6$ периметра стыка. Стыки, имеющие трещины длиной более 50 мм или суммарную протяженность участков дефектов более $1/6$ периметра стыка, необходимо вырезать. Дефекты сварных соединений должны быть полностью удалены с помощью абразивных кругов или газовой резки с последующей зачисткой разделки до металлического блеска. [29]

При ремонте стыка с трещиной длиной до 50 мм засверливают два отверстия на расстоянии не менее 30 мм от краев трещины с каждой стороны. Дефектный участок вышлифовывают полностью и заваривают. Сварные швы после устранения всех дефектов подвергают контролю неразрушающими методами в объеме 100 %.

Повторный ремонт сварных соединений не допускается.

После освобождения трубопровода от перекачиваемого нефтепродукта, вырезки дефектной арматуры или катушки до выполнения огневых и сварочно-монтажных работ внутренняя полость трубопровода должна быть перекрыта (рисунок 8).

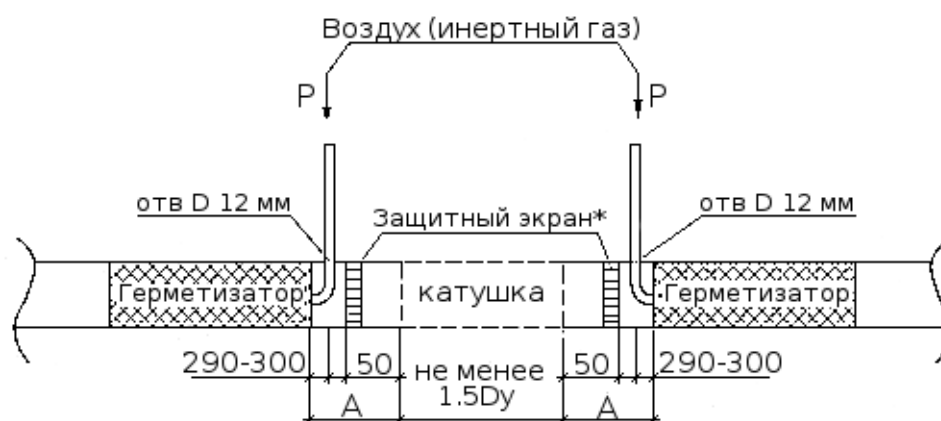


Рисунок 8—Схема установки герметизаторов: А — расстояние от открытого торца до герметизатора — 1000мм; * — защитный экран применяется при установке ПЗУ.

Внутренняя полость трубопровода должна перекрываться герметизаторами из резинокордной оболочки типа "Кайман" и пневматическими заглушающими устройствами (ПЗУ).

Герметизаторы "Кайман" предназначены для временного перекрытия внутренней полости трубопровода, опорожненного от нефти, нефтепродуктов или газа с целью предотвращения выхода горючих газов при ремонтно-восстановительных работах, выполняемых методом вырезки катушки (рисунок 9). Установка ПЗУ осуществляется через открытые концы трубы после вырезки арматуры, катушки или дефектного участка трубопровода.

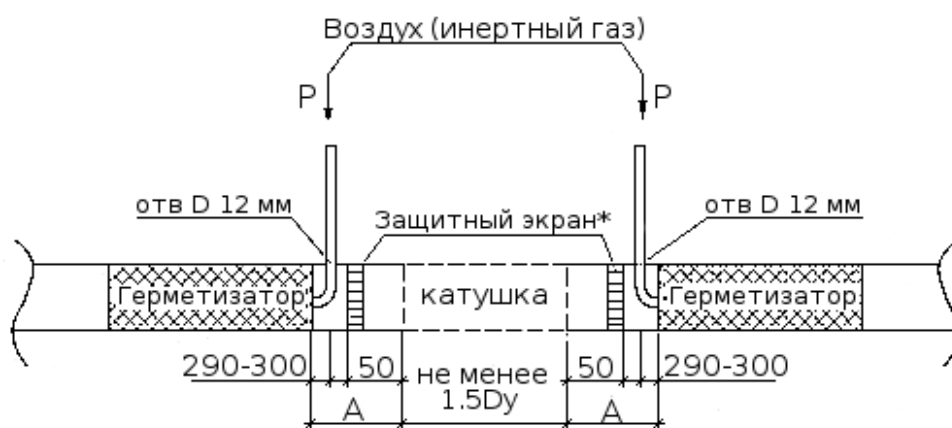


Рисунок 9—Перекрывающее устройство "Кайман": 1 — корпус; 2 — герметизирующая оболочка; 3 — элемент центрирующий.

Герметизатор ПЗУ представляет собой замкнутую резинокордовую оболочку с металлическим вентилем в одном из днищ для подачи в оболочку сжатого воздуха (инертного газа) и предназначен для временного перекрытия внутренней полости трубопровода, с целью предотвращения выхода взрывоопасных и горючих паров при ремонтно-восстановительных работах на линейной части магистральных трубопроводов (рисунок 10).

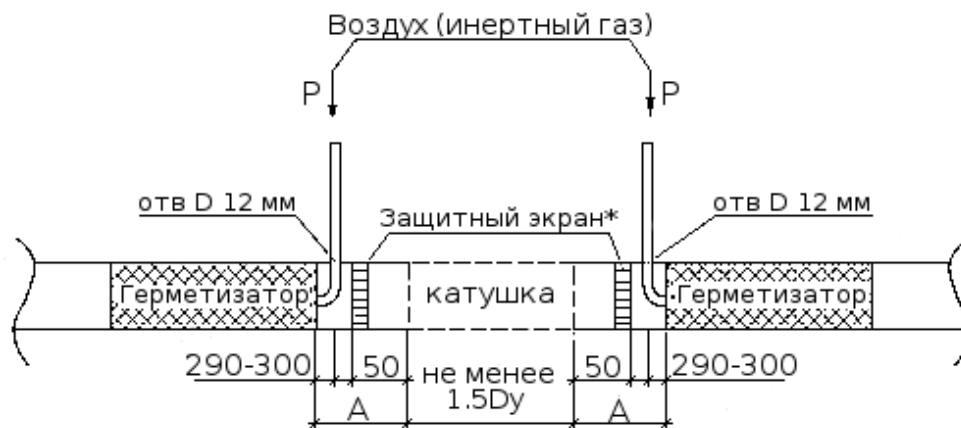


Рисунок 10—Пневматическое перекрывающее устройство ПЗУ: 1 – ушки; 2 – оболочка; 3 – ниппель.

При ремонте с заменой участков технологических трубопроводов НС и КС, а также камер приема-пуска средств очистки и диагностики (СОД), тройниковых узлов, резервных ниток подводных переходов без камер приема-пуска для герметизации внутренней полости трубопровода может применяться глина.

Выполнение работ по герметизации трубопроводов должно осуществляться по наряду-допуску и проекту производства работ (ППР).

В ППР и наряде-допуске должен быть указан способ перекрытия, вид герметизаторов, применяемых для герметизации каждого участка трубопровода.

Герметизаторы удаляются с места проведения ремонтных работ после их окончания потоком перекачиваемого нефтепродукта до камер приема-пуска СОД, которые используются для приема герметизаторов.

С целью гарантированного определения местоположения герметизаторов "Кайман" при движении их по трубопроводу, после завершения ремонтных работ и заполнения трубопровода, каждый герметизатор должен быть оснащен трансмиттером.

Герметизаторы ПЗУ должны быть оборудованы устройством для контроля и регулирования давления (УКРДВ). После окончания сварочных работ и при наличии положительных результатов дефектоскопического контроля сварных стыков воздух из ПЗУ должен быть спущен, давление

снижено и УКРДВ должно быть демонтировано. Отверстие в трубопроводе для установки устройства должно быть заглушено металлической пробкой и обварено.

Герметизаторы должны проверяться на комплектность, наличие маркировки и исправность и пройти визуальный контроль. Перед установкой на стенде или после установки в трубопровод герметизаторы должны быть испытаны на прочность и плотность.

Количество одновременно принимаемых герметизаторов должно определяться конструктивными размерами и вместимостью камеры приема СОД.

При врезке деталей на месте выполнения работ должно быть не менее 2-х резервных герметизаторов на каждый диаметр ремонтируемого трубопровода.

При концентрации паров газов ниже 0,01 % объемных единиц (300мг/м^3) рабочее место считается подготовленным к выполнению огневых работ и подгонке катушки.

Контроль за состоянием газовой среды должен производиться через отверстия диаметром от 8 до 12 мм, просверленные в верхней образующей трубы на расстоянии от 80 до 150 мм от герметизатора в сторону катушки у каждого стыка на расстоянии не менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов.

По завершению ремонтных работ при заполнении трубопровода нефтью следует организовать контроль за движением герметизирующих устройств по трубопроводу до момента их поступления в камеру приема СОД.

Для контроля прохождения герметизаторов по нефтепроводу должны быть определены контрольные пункты, по которым определяется время прохождения и их фактическая скорость движения.

3.2 Методы ликвидации разливов нефти

Работы по ликвидации крупного разлива нефти на грунт можно разделить на три этапа:

- первый – локализация разлитой нефти;
- второй – сбор нефти;
- третий – рекультивация земель.

Следует отметить, что четкой границы между этапами нет, так как работы проводят одновременно как по сбору разлитой нефти, так и по технической и биологической рекультивации и занимают продолжительное время.

3.2.1 Технологии локализации разлива нефти

Локализация большого объема разлитой нефти осуществляется: путем строительства дамб, нефтеловушек, каналов и отстойников, применением локализующих бонов.

В большинстве случаев возводятся земляные дамбы, строительство которых осуществляется насыпным способом. В основании дамбы бульдозерами или скреперами снимают и перемещают растительный слой в валы, далее грузят его экскаватором или погрузчиком в транспортные средства. При отсутствии растительного грунта подготовка основания заключается в уплотнении грунта катками после предварительного рыхления на глубину от 0,15 до 0,30 м.[17]

Нефтеловушка (гидрозатвор) представляет собой гидротехническое сооружение для перекрытия водотоков с целью предотвращения распространения аварийной нефти.

Водопропускное сооружение гидрозатвора состоит из труб металлических диаметром от 330 до 1400 мм. Для обеспечения отвода воды из среднего слоя отстойника трубы укладываются с обратным уклоном или приваривается колено. Отстойник рассматривается как аккумулирующая емкость для отстоя и сбора аварийной нефти. Поток воды в отстойнике

должен иметь ламинарный режим течения, при котором аварийная нефть всплывает на поверхность, а частицы нефтезагрязненного грунта оседают на дно. [19]

Для ограничения распространения аварийной нефти и отвода избыточной воды на переувлажненных землях и болотах прокладывают открытые каналы, устраивают отстойники, где с поверхности воды собирают аварийную нефть и нефтепродукты. Строительство открытых каналов ведут землеройными машинами, реже взрывным способом или способами гидромеханизации. Наиболее распространено производство работ по каналам землеройными машинами.

Для локализации загрязнения на водной поверхности наиболее эффективным средством являются боновые заграждения: плавучие и подводные. Принцип действия плавучего бонового заграждения заключается в создании механического барьера, препятствующего перемещению или распространению тонкого верхнего слоя воды вместе с нефтяной пленкой.

Плавучие боновые заграждения представлены в зависимости от целевого назначения двумя классами:

1-й класс – боны для использования на мелководье, в частности на реках. Бон представляет собой полотнище из синтетической ткани, в верхней части которого находятся цилиндрические поплавки из вспененного пенопласта, а в нижней – балластная цепь, также воспринимающая нагрузки при натяжении ограждения.

Основные характеристики

Высота, см:

надводной части от 10 до 15

подводной части от 20 до 30

Предельное усилие на разрыв, т от 1 до 2,5

2-й класс – боны для прибрежной зоны морей и озер. Это стационарное плавающее ограждение представляет собой полый металлический барьер каплевидного сечения. Барьер имеет внутри

горизонтальную продольную перегородку, делящую внутреннюю его полость на две части: верхнюю – непроницаемую, придающую ограждению плавучесть, и нижнюю – проницаемую, которая заполняется водяным балластом и удерживает ограждение в вертикальном положении.

Основные характеристики

Высота, см:

надводной части от 20 до 30

подводной части от 35 до 50

Предельное усилие на разрыв, т от 5 до 15

Исследованиями установлено, что боновые заграждения наиболее эффективно задерживают нефтепродукты, если они установлены перпендикулярно направлению течения. Боновые заграждения эффективно работают, когда скорость течения не превышает 0,2.. 0,6 м/с. При скорости течения выше указанной нефтепродукты могут попадать под боны. Перед боновым заграждением скапливается толстый слой нефтепродуктов, который испытывает гидродинамическое воздействие движущейся воды. В нижней части бона на границе раздела нефть - вода повышается турбулентность потока, что приводит к дроблению (эмульгированию) слоя нефтепродуктов, частичному их отрыву и переносу через заграждение.

Для наиболее эффективной работы боновые заграждения устанавливаются на акватории рек под углом к динамической оси потока, вдоль которого происходит распространение нефтяного пятна. Боны подразделяются на направляющие и улавливающие. Направляющие БЗ применяются для смещения нефтяного пятна. Улавливающие БЗ применяются для локализации и сбора нефти.

В зависимости от конкретных условий АРН существуют различные способы установки боновых заграждений.

В отечественной практике ЛАРН для локализации и сбора нефти применяются боновые заграждения:

отечественные:

- направляющие – БН-1Ш, БН-2Ш, БН-3Ш, БН-1, БН-2А, БН-2Б;
- летние заграждения – АО АЦКБ, РОЗ АЗС, УЖ-2М, УЖ-100, БЗ-14-00-00, БЗ-10, БЗУ-800 МСВ, БПК-70 МСВ, БНУ-800 МСВ, БПУ-800 ТСП;
- зимние – МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ЩИТЫ 1.25 X 2.5, БЗ D250;
- сорбционные – БПС-90 МСВ, БСС-10, БС-10, СБ-25;

зарубежные:

- летние – Силинжер, Сикор-2, Хай Спринт 500, Хай Спринт 1000, Хай Спринт 1500, Хай Спринт 2000, Сентинел 400, Сентинел 500, Сентинел 1100, Сентинел 1500, Шоргардиан 550, Хойл 300, Хойл 600, Хойл 900, Хойл Протектор, Болеар 312, Болеар 323, ТМБ-ИНФ 400, Супер Свамп, Минимакс, Симплекс, Оптимакс-2, Пермафенс, Скорбум, Аирмакс, Робум 0610, Робум 1000, Робум 1100, Тройлбум ГП 400, Тройлбум ГП 750, Тройлбум ГП 1100, Ламор 500, Ламор 750, Ламор 1000.

По мере накопления опыта ликвидации нефтяных загрязнений к техническим средствам предъявляются все новые требования. Одна из тенденций – создание средств с конкретным целевым назначением применительно к условиям, в которых приходится собирать разлитую нефть.

Для локализации и сбора аварийной нефти на водотоках и водной поверхности озер и болот применяются боновые заграждения, которые позволяют оперативно перекрывать водоток и задерживать нефть и нефтепродукты, находящиеся на поверхности воды, и направляют нефть к месту сбора. Боны подразделяются на: береговые (секция 21 м), речные (секция 10 м), заградительные (секция 30 м) и болотные.

Боновые заграждения в отстойниках перемещают нефть по поверхности воды к месту сбора, где она собирается с помощью скиммеров, экскаваторов, насосами и вакуумными бочками с берега (рисунок 11).

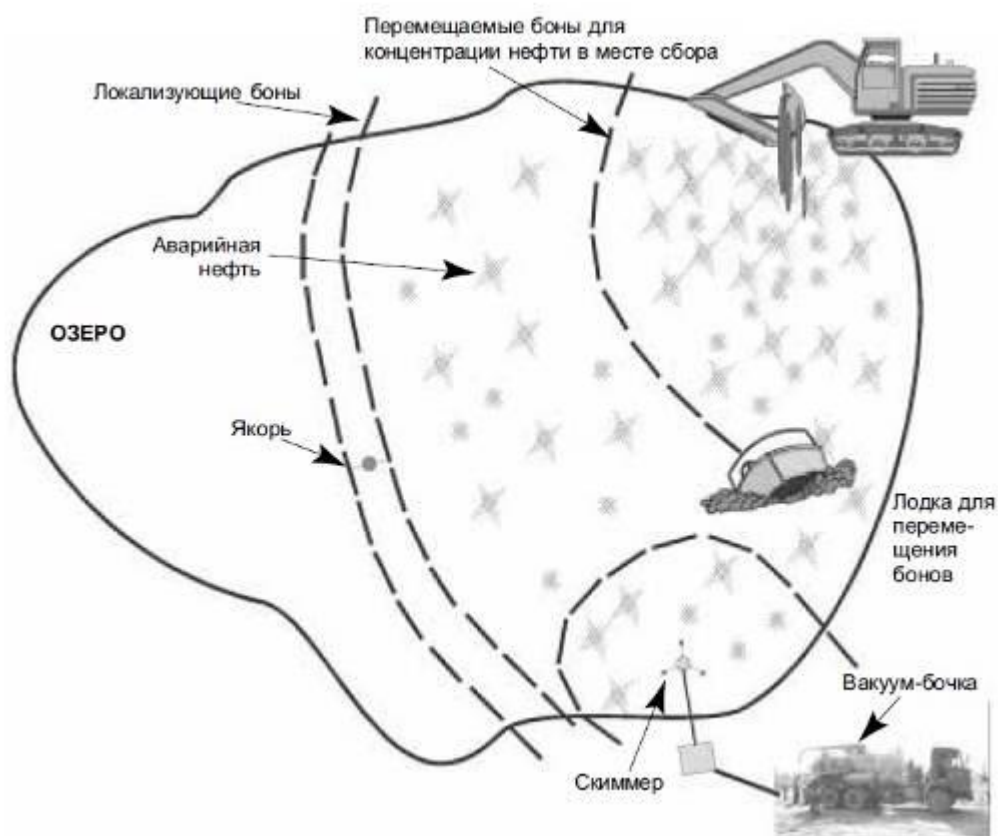


Рисунок 11 – Схема локализации аварийной нефти при помощи бонов

Для ограничения разлива нефти на реках применяют установку удерживающих боновых заграждений с учетом ширины и скорости течения реки с целью создания так называемого рубежа задержания.

Способ установки бонов со стопроцентным перекрытием русла реки применим для малых рек, несудоходных рек и рек со скоростями течения до 0,3 м/сек.

Для защиты берегов от нефтезагрязнения на водотоках применяют боновые береговые заграждения. Они позволяют направлять аварийную нефть к местам сбора, не пропуская ее по всему сечению водотока (рисунок 12).

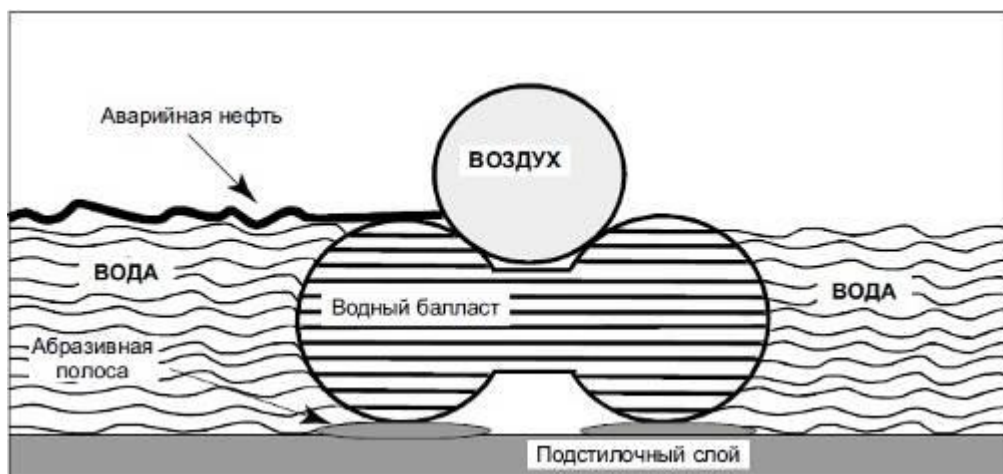


Рисунок 12 – Установка боновых береговых заграждений

3.2.2 Сбор аварийной нефти

Работы по сбору аварийной нефти на земле делятся на два вида грубые и щадящие. При грубой очистке бульдозерами и экскаваторами нефть счищается вместе с поверхностным слоем земли. При щадящей – верхний почвенный слой и растительность сохраняются: загрязненный участок временно заводняется, а нефть собирается уже с поверхности воды. Кроме того, нефть смывается с помощью водяных струй и счищается скребками-драгами.

На сильно загрязненных нефтью участках (толщина слоя от 30 до 50 см) хорошо зарекомендовала себя следующая последовательность очистных работ. Вначале нефть собирается при помощи скребков-драг или, при заводнении участка, нефтесборщиков. Потом оставшаяся нефть либо смывается водой под высоким давлением, либо верхний загрязненный слой почвы срезается.

Наиболее распространенным методом ликвидации последствий нефтяных разливов является засыпка замазученных земель песком. Используемый для засыпки разливов нефти карьерный и намывной песок не способен восстановить плодородие почвы в полной мере. Засыпка нефтяных разливов на почве торфом является более удачной технологией, но без перемешивания мульчирующего торфяного слоя с загрязненным грунтом не

может считаться экологически приемлемой. Был предложен способ рекультивации нефтезагрязненных земель взрывным методом: при этом необходимо густо разместить микрозаряды, обеспечивающие сплошное перемешивание торфяной залежи (рисунок 13).



Рисунок 13 – Работы на нефтезагрязненной почве

Краткое описание применяемых технологий сбора нефти с грунта механическим методом приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Технологии сбора разлитой нефти с грунта

Технология	Описание
Заводнение	Заполнение понижения (или участка между дамбами) водой, которая позволяет собирать нефть с поверхности воды, смывать ее брандспойтами с поверхности земли.
Смыв холодной водой	Предусматривает использование высоконапорных насосов, шлангов и брандспойтов для удаления, мобилизации и перемещения нефти в точки сбора.
Смыв горячей водой	Вода предварительно подогревается до 25-35°C для снижения вязкости нефти и оптимизации процесса. Исполз. теплой воды обеспечивает безопасность и позволяет сохранить животные и растительные организмы почв.
Уборка граблями	Производится для удаления больших слоев нефти с поверхности грунта.
Очистка резиновыми скребками	Использование резиновых скребков для удаления нефти с поверхности грунта и перемещения ее в места сбора.
Механическое снятие загрязненного грунта	Проводится с использованием техники для удаления замазученных материалов и обычно предусматривает удаление некоторого слоя грунта.
Откачка	Откачка нефти с использованием различных электронасосов в емкости или автоцистерны для перевозки.
Нефтесборщики	Использование различных типов скиммеров, предназначенных для сбора нефти различной вязкости с водных поверхностей.
Зумпф	Вырытые небольшие углубления, которые устраиваются в районах сбора нефти вниз по склонам.
Вакуумная откачка	Производится с исп. передвижных вакуумных насосов, шлангов и емкостей для откачки нефти с поверхности воды.
Сжигание	Сжигание может произ. для удаления нефти с поверхности грунта и воды и для утилизации ее после сбора. Для поджигания нефти исп. факелы. Необ. меры пред.

	для пред. возгорания прилежащих территорий и обеспечения ТБ.
Водоотводящие каналы	Устраиваются в зимне-весенний период для отвода грунтовых вод на переувлажненных участках.

Сбор нефти механическими способами

Технологии и специальные технические средства, применяемые для локализации разливов нефти на воде, должны обеспечивать свое оперативное использование, а также надежное удержание нефтяного пятна в минимально возможных границах.

Очень важное значение имеет оперативность реагирования на разлив нефти, поскольку нефтяное пятно со временем расплывается и трансформируется.

Для сбора нефти на воде механическими способами могут быть запланированы два основных типа нефтесборных работ:

- стационарный сбор нефти, при котором применяют боны и нефтесборщики для локализации и удаления нефтяных пятен, начиная с источника разлива или на расстоянии от него, будь это в открытом море или вблизи берега.

- передвижной способ сбора нефти, при котором применяются заборные скиммеры, при этом другие скиммеры размещаются в контактной подвеске буксируемого двумя судами бонового заграждения U-, V- или J-образной конфигурации.

В дополнение к скиммерам и бонам при этих технологиях могут также потребоваться вспомогательные средства, такие как:

- рабочие платформы для разворачивания, управления и извлечения скиммеров и бонов;
- емкости для хранения собранных жидкостей и твердых веществ;
- насосы для перекачивания собранной жидкости в хранилище;
- устройства для транспортировки и (или) удаления;
- воздушное судно для выполнения мониторинга;
- суда обеспечения безопасности;
- оборудование для защиты и очистки побережья;

– дополнительное оборудование (шланги, прокладки, разъемы, адаптеры и т.д.).

Передвижные системы сбора должны планироваться таким образом, чтобы свободная нефть могла собираться в течение начальной фазы работ по ЛАРН.

Рисунок 14 иллюстрируют схемы развертывания оборудования в U-, J-, и V-образных конфигурациях.

На рисунке 15 отображены одни из возможных схем локализации нефтяного пятна с помощью бонового заграждения в море и у берега.

В ряде случаев пятно нефти локализуется свободно дрейфующими боновыми заграждениями, чтобы на определенное время не допустить его растекания по водной поверхности (рисунок 16).

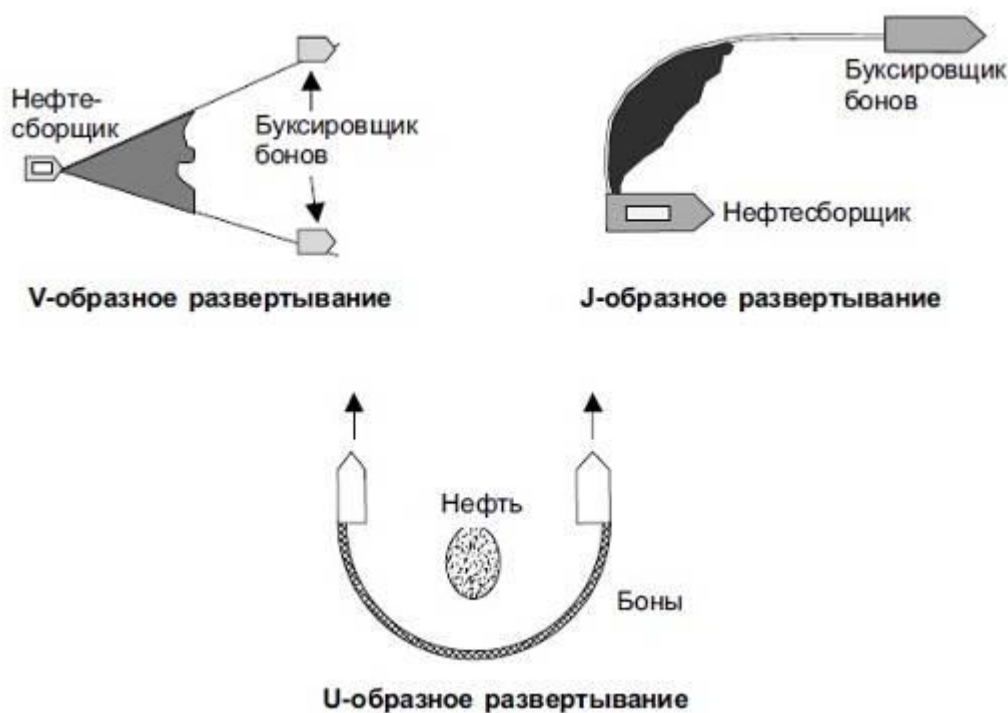


Рисунок 14 – Различные схемы развертывания боковых заграждений

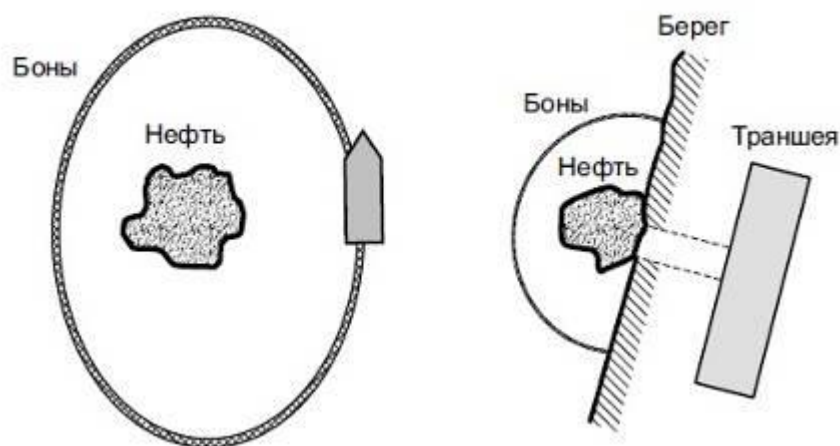


Рисунок 15 – Схемы локализации нефтяных пятен с помощью бокового заграждения

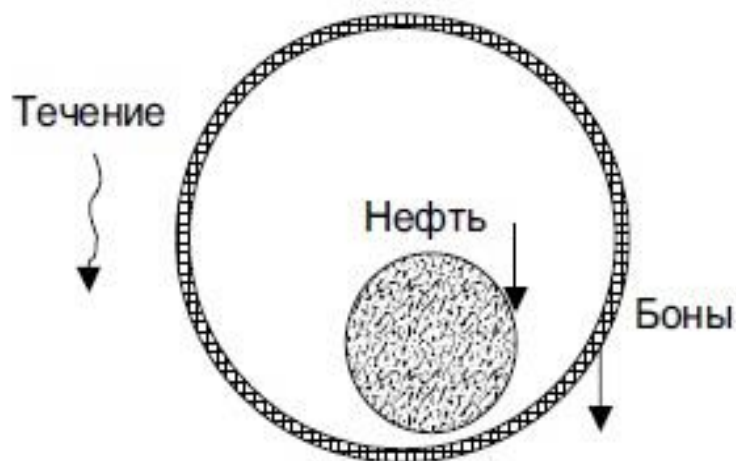


Рисунок 16 – Свободно дрейфующие боновые заграждения

Применение сорбентов

Использование нефтяных сорбентов аналогично применению других порошкообразных сорбентов. При ликвидации нефтяных загрязнений водной поверхности прежде всего производят локализацию разлившейся нефти или нефтепродуктов бонами, что является обязательным при любой технологии очистки. Затем производят нанесение сорбента на загрязненную поверхность любым механизированным или ручным способом до полного поглощения нефтяной пленки и образования плавучего конгломерата. После этого производят стягивание бонового заграждения, концентрируя сорбент с

поглощенной нефтью вблизи места, удобного для сбора, и тем или иным образом удаляют отработанный сорбент с поверхности воды.

Резерв времени для локализации нефтяного разлива без существенного ущерба окружающей среде, в зависимости от погодных условий, обычно не должен превышать от 24 до 72 часов с момента аварии. Использование при ликвидации нефтяного загрязнения порошковых сорбентов, сохраняющих плавучесть в течение длительного периода времени, позволяет значительно увеличить резервы времени для проведения подготовительных мероприятий и сбора нефти.

При сборе нефти на воде могут применяться крупные конструкции сорбционно-заградительных бонов длиной 5 метров, состоящие из нетканого сорбента, элемента, обеспечивающего плавучесть, и сетки, придающей конструкции необходимую форму. Боны легко соединяются между собой и образуют заграждения, ограничивающие нефтяное пятно и препятствующие его распространению по поверхности воды или почвы. С помощью бонов огражденное пятно разлива буксируется к урезу воды и концентрируется для последующего сбора, одновременно сорбируя нефть. Боны обладают плавучестью даже в состоянии полного насыщения нефтепродуктами.

Биосорбент может применяться как автономно, так и в сочетании с традиционными средствами механического сбора. Распыление биосорбентов с судов ограничивается погодными условиями. Важно, что процесс биодеструкции нефти идет также в донных отложениях и береговой зоне, в том числе и в анаэробных условиях.

Средства для сбора нефти на воде

Сбор нефти и очистку водной поверхности от нефти осуществляют нефтесборные устройства. По принципу сбора нефти различают нефтесборщики: адсорбционные, всасывающие, адгезионные, пороговые, шнековые и с использованием центробежных сил.

Адсорбционные нефтесборщики основаны на принципе поглощения нефти материалом из сорбентов, выполненных в виде барабанных элементов

или в виде частей конвейера. Преимущество данных нефтесборных устройств – достаточно полное поглощение нефти, возможность сбора нефтепродуктов на мелководье, в местах покрытых водной растительностью. Недостаток – невысокая эффективность работы на морских просторах, особенно при волнении; более высокая трудоемкость при смене элементов и их очистке (регенерации).

На реке и береговых линиях озер, где разлито небольшое количество нефти, можно использовать всасывающие устройства, подвешенные на поплавках, которые утоплены в воду на несколько сантиметров. Забор поверхностного слоя нефти осуществляется всасыванием.

Адгезионные устройства работают по принципу прилипания нефтепродуктов к поверхности элемента. К таким материалам относятся алюминиевые сплавы и некоторые виды пластмасс. Устройства адгезионного типа должны иметь большую поверхность, на которой скапливаются нефтепродукты. Такие устройства эффективнее работают при сборе вязких липких компонентов в наиболее толстом слое. Установки адгезионного типа обычно выполняют в виде многодисковых барабанов или длинных транспортных лент, к которым прилипает собираемый продукт и при подъеме на борт соскабливается скребками или удаляется другими способами. При вращении барабанов нефть увлекается ими вверх, где стекает под действием собственного веса или очищается специальными щитками в накопитель, а из последнего удаляется в резервуар. Эффективность работы таких нефтесборщиков зависит от скорости вращения, размера дисков (барабана) и вязкости нефти и нефтепродуктов. Однако при волнении водонефтяная смесь плохо разделяется такими устройствами.

Всасывающие устройства основаны на применении различных вакуумных устройств. Входное всасывающее устройство имеет различные конструкции, подвешенные на поплавках.

Пороговые устройства основаны на принципе перепада уровней жидкости. За счет перепада уровней поверхностный слой жидкости стекает в

емкость с пониженным уровнем и затем собирается в другую емкость. Предложены и применяются различные конструкции пороговых устройств: с постоянным порогом, с регулируемым порогом и др. Нефтесборные устройства такого типа позволяют подтягивать слой нефтепродуктов с большого расстояния. Этот метод сбора нефтепродуктов весьма эффективен в тех случаях, когда береговая линия покрыта растительностью; кроме того, отсутствие волнения водной поверхности также создает благоприятные условия для использования порогового устройства. Устройство отличается простотой и надежностью в работе. Перепад уровней в сборной емкости (где откачивается нижний слой воды) даст возможность полностью наполнять ее нефтепродуктами. Производительность нефтесборщика такого типа (например, НС-5) составляет от 25 до 100 м³/ч и зависит от производительности откачивающих насосов.

Шнековые устройства позволяют собирать толстый и вязкий слой нефтепродуктов. Шнековые устройства отличаются простотой, надежностью и долговечностью конструкции, мало чувствительны к волнению, не реагируют на свойства нефтепродуктов. К основному недостатку можно отнести быстрое забивание устройства механическим мусором или их прилипание к рабочим органам, что приводит к усложнению конструкций и увеличению мощности привода.

Устройства, работающие с использованием центробежных сил, образуют вихревую воронку с помощью импеллера или направленные струи воды под давлением (гидроциклон). Работа гидроциклона основана на принципе сепарирования; при вращении жидкости начинается разделение ее в зависимости от плотности. Волнение поверхности воды не оказывает существенного влияния на работу установки. Производительность нефтесборщика такого типа (например, разработанного в ВНИИСПТнефть) при толщине пленки нефти на поверхности воды 3,5 мм составляет 30 м³/ч.

В практике ЛАРН для сбора нефти применяются нефтесборные устройства:

отечественные – НСДУ-2, УНС-0003, НС-2, НС-4, НС-5, НСМБ-5, НС-6, ВАУ-1, ВАУ-2, СБ-6, СБ-10, СБЗ-6, УСН-250 МР, УСН-250 МА, СРП-5, СРП-16, СПП-16, СПМ-5;

зарубежные – Десми-250, Вайкоским, Егмополь, Комара-12К, Комара-30к, ОМ-140, ТДС-118, ТДС-136, Магнум 100, Магнум 200, Т-Диск-12, Т-Диск-18, Ским-пак 600, Ским-пак 2000, Ским-пак 4000, РБС-01, РБС-05, РБС 10/2, Ламор Минимакс, Лори ЛБС-3, Лори ЛМС-20.

Привод нефтесборных устройств может быть самым различным. Переносные устройства могут иметь и не иметь собственного привода. Эти устройства транспортируются к месту аварий в составе мобильных комплексов.

На водных акваториях применяются самоходные нефтесборщики на базе специальных высокоманевренных судов.

3.2.3 Технологии рекультивации нефтезагрязненных земель

Когда завершается сбор «видимой» нефти, тогда замеряется остаточная концентрация нефти в грунте, которая зависит, в частности, и от применяемых технологий.

После аварии власти часто ставят задачу полностью очистить территорию от нефтяного разлива. Но оказалось, чтобы выполнить такие жесткие нормативы, пришлось бы полностью уничтожить верхний слой не только на месте разлива. Ученые предложили отказаться от обязательного требования очистить почву до такой степени, чтобы на всей территории разлива содержание нефти было не более 1 г на 1 кг почвы, и поднять остаточное содержание нефти от 3 до 8 граммов - в зависимости от того, как используется земля. Во многих случаях не стоит даже пытаться восстановить полностью исходную экосистему. Во-первых, потому, что это практически невозможно, во-вторых, потому, что с определенными концентрациями нефти природа справляется сама.

Для экосистемы иногда гораздо более вредно, когда человек пытается исправить последствия незначительных загрязнений, пуская в ход тяжелую технику или сильные химические реагенты. Особо остро реагирует на такое грубое вмешательство природа Крайнего Севера. С другой стороны, северная природа весьма чувствительна и к самому нефтяному загрязнению, поскольку нефть здесь разлагается намного медленнее, и разливы могут оставаться на поверхности в течение десятков лет.

Целесообразно привязать нормативы загрязненности к различным природным зонам – тундре, тайге, широколиственным лесам, лесостепям и так далее. Разные по своему строению и биохимическому составу почвы тоже ведут себя по отношению к загрязнению по-разному. Хуже всего дело обстоит с торфяником, который практически сразу впитывает нефть и нефтепродукты, и их практически невозможно извлечь. Килограмм торфа может удерживать от 100 до 500 граммов нефтепродуктов. Песчаные и глинистые почвы впитывают примерно в 100 раз меньше, и в случае разлива нефтяное пятно почти полностью остается на поверхности. Задача состоит в том, чтобы определить, при каком уровне загрязненности не наблюдается угнетение экосистемы, и выбрать вариант очистки почв до допустимого уровня без нанесения большого ущерба окружающей среде. Наиболее жестким должен быть подход в тех случаях, когда продукты нефтяного загрязнения могут попасть в открытые водоемы – реки, озера, море. Под термином «рекультивация нефтезагрязненных земель» понимается комплекс мер, направленный на ликвидацию разлива нефти как источника вторичного загрязнения природной среды, нейтрализацию остаточной нефти в почве до уровня фитотоксичности и восстановление плодородия загрязненных почв до приемлемой хозяйственной значимости. Но нет четких нормативов, до какой степени надо очищать почву от разливов нефти и нефтепродуктов.

Расчетные ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) нефти в грунтах после проведения восстановительных работ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Ориентировочно допустимые концентрации нефти в грунтах после проведения восстановительных работ

Направление использования земель	Содержание нефти и нефтепродуктов в слое 0-20 см (ОДК)	
	Мин. почва, г/кг абс. сухой пробы почвы	Торфяники, г/кг сухого торфа
Сельскохозяйственное Пашня	1,0	5,0
Сельскохозяйственное и лесохозяйственное Леса, сенокосы, пастбища	10,0	30,0
Лесохозяйственное и природоохранное Торфяное болото		50,0
Строительное Промплощадки	30,0	80,0

Процесс рекультивации загрязненных земель включает в себя:

- удаление из состава почвы нефти и нефтепродуктов;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы)

Рекультивация земель предусматривает восстановление продуктивности земель до их первоначального состояния и состоит из двух этапов: технического и биологического. Рекультивация техническая проводится на основании нормативной документации. Основной целью остается подготовка территории, обеспечивающая возможность полного восстановления плодородия нарушенных почв, которое происходит на этапе биологической рекультивации. Рекультивация биологическая проводится после технической рекультивации и состоит из комплекса агротехнических и фитомелиоративных мероприятий.

Первым этапом рекультивации нефтезагрязненных земель является очистка почв и грунтов от нефти и нефтепродуктов.

Для ликвидации нефтяного загрязнения почв рекомендуется полное удаление загрязненного грунта с последующей его очисткой.

Для очистки рекомендована экстракция нефти жидкой CO₂ или органические растворители, а при наличии благоприятных условий — биохимическое разложение углеводородов нефти почвенной микрофлорой.

Самый простой из перечисленных методов заключается в разбрасывании загрязненных отходов по почве тонким слоем с последующими периодическими перепашками для перемешивания и

аэрации. Разложение углеводов происходит под воздействием естественной почвенной микрофлоры.

Микробиологическая очистка земель

При значительных площадях загрязнения земель и водоемов наиболее приемлемым методом очистки земель и вод является повсеместно применяемый в мировой и отечественной практике метод, использующий микробиологическое разложение нефти на месте разлива с последующим самозаращением очищенных земель или высевом многолетних трав.

Этот метод достаточно прост в реализации и заключается в проведении на загрязненных землях ряда агротехнических мероприятий, направленных на активизацию почвенных нефтеокисляющих микроорганизмов, обладающих способностью использовать в качестве единственного источника питания углеводороды нефти, в конечном счете, окисляя их до CO_2 и воды.

Первичное окисление нефти до органических кислот, спиртов, кетонов и альдегидов обеспечивается именно углеводоро-доокисляющими микроорганизмами. На последующих этапах разрушения продуктов первичного окисления нефти в процесс вовлекаются и другие физиологические группы почвенных микроорганизмов, простейшие и водоросли, обычно обитающие в почве и водоемах [50].

Совершенно необходимым условием для обеспечения процесса микробиологического очищения почв и воды от нефти и нефтепродуктов является аэрация зон активной деятельности микроорганизмов любым доступным способом.

Наиболее распространенным способом аэрации загрязненного нефтью грунта является его рыхление фрезерованием или перепашка на всю глубину проникновения нефти. При этом достигается эффект снижения концентрации нефти в грунте за счет смешения нефтезагрязнённого грунта с незагрязненным или менее загрязненным из нижележащих его слоев.

Фиторекультивация. Засев растений, устойчивых к загрязнению

После снижения содержания нефтепродуктов в почве на рекультивируемых участках до значений, обеспечивающих возможность роста и размножения наиболее нефтестойких зеленых растений, приступают к фиторекультивации загрязненных земель.

В естественных условиях, после предварительного сбора разлитой нефти при низкой степени остаточного загрязнения грунтов, самопроизвольное заселение пионерных видов растений, наиболее устойчивых к нефтяному загрязнению, начинается уже к окончанию первого года рекультивации, даже без предварительного рыхления почв. При средней степени загрязнения зарастание участка травами происходит обычно в течение 3-7 лет. А весь процесс самоочищения почвы с возобновлением естественных растительных сообществ продолжается в течение 80 — 100 лет.

Для ускорения процесса развития травостоя и, соответственно, сдачи рекультивированного участка заказчику, прибегают к посеву трав. На сильнозагрязненных участках, с полностью погибшей к началу рекультивационных работ растительностью, посев трав на 3 — 5 лет сокращает сроки заселения участков зелеными растениями.

Следует отметить, что нередко случаи, когда даже после максимально полной ликвидации нефтяного загрязнения, восстановление травяного покрова на участке невозможно из-за засоления земель разливающейся вместе с нефтью пластовой высокоминерализованной водой. В таких случаях участок должен быть мелиорирован и многократно промыт проточной водой до снижения концентрации солей в почве.

После посева на участке должны вестись длительные наблюдения за ростом трав. По достижении устойчивого (в течение года) нормативного общепроективного покрытия участка, его рекультивация считается завершенной, а участок может быть представлен к сдаче. Дальнейшее самоочищение почвы на участке будет происходить самопроизвольно на протяжении многих лет. При этом рекультивированный участок должен быть обозначен вешками и аншлагами, запрещающими сбор ягод, грибов,

сенокошение, выращивание продуктов питания и корма для животных.

Снятие этих ограничений возможно только после проведения специальных исследований, подтверждающих экологическую безопасность почв и растительности на участке, что и является достижением конечной цели рекультивации загрязненных нефтью земель[50].

4. Расчетная часть. Определение ущерба окружающей среде при авариях и разливах нефти.

Для определения ущерба, причиненного окружающей среде, существует специальная методика расчета. Основана данная методика на расчете количества нефти, вылившейся из трубопровода при аварии.

Существует три стадии истечения нефти из трубопровода:

1. Напорное истечение, когда утечка обнаружена, но насосы не остановлены.
2. Безнапорное истечение, когда насосы остановлены, но задвижки еще не закрыты.
3. Безнапорное истечение, когда задвижки закрыты и нефть самотеком вытекает из трубопровода до полного опорожнения поврежденного участка.

Наша задача с помощью данной методики рассчитать количество вылившейся нефти на этих трех стадиях и оценить ущерб нанесенный окружающей среде.

В связи с тем, что мы не смогли найти данные для расчета ущерба при аварии на внутрипромысловом трубопроводе с помощью данной методики, так как в реальной жизни эти данные умышленно занижаются и представляют собой коммерческую тайну, мы взяли данные для расчета ущерба при аварии на магистральном трубопроводе.

Участок подземного нефтепровода между нефтеперекачивающими станциями длиной 152 км, диаметром 1220 мм с толщиной стенки 16 мм. Глубина заложения 2 м. Нефтепровод имеет подводный переход через судоходную реку на 69,5-70,5 км.

Нефтеперекачивающие станции находятся на 0 и 152 км участка нефтепровода.

Место аварии 70 км. Образовалась трещина в результате коррозии вдоль продольного шва нефтепровода. Ее размеры: длина 0,23 м, максимальное раскрытие кромок разрыва 0,015 м. Общая площадь загрязнения составила 1752 м². Из них 800 м² – загрязнение береговой зоны.

Левая задвижка находится от места аварии на 69 км трассы, правая – 71 км. Время возникновения аварии – 01.07.2012 в 12:00. Время остановки перекачки нефти 30 мин. Время закрытия задвижек 15 мин.

Температура наружного воздуха равна 25°C, температура верхнего слоя земли 22°C, температура верхнего слоя воды 18°C. Грунт – глинистый (влажность 60%).

Толщина слоя нефти на поверхности земли $D_n = 0,01$ м;

Толщина слоя нефти на поверхности воды $D_n = 0,003$ м;

Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м до аварии $C_\phi = 0,2$ г/м³;

Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м после аварии $C_\phi = 8$ г/м³;

Удельная масса пленочной нефти на 1 м² площади реки после аварии $m_p = 70$ г/м²;

Удельная масса пленочной нефти на 1 м² площади реки до аварии $m_p = 0$ г/м²;

Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 площади реки после ликвидации аварии $m_{\text{пл.ост.}} = 0,2 \text{ г/м}^2$;

Продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли $T_{\text{н.н}} = 48\text{ч}$;

Продолжительность испарения свободной нефти с поверхности воды $T_{\text{н.в}} = 48\text{ч}$;

Удельная величина выбросов углеводородов с 1 м^2 поверхности нефти, разлившейся на воде $q_{\text{н.н}} = 387 \text{ г/м}^2$;

Расход нефти в исправном нефтепроводе при работающих насосных станциях $Q_0 = 2,34 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход нефти в повреждённом нефтепроводе $Q' = 2,56 \text{ м}^3/\text{с}$;

Давление в начале участка нефтепровода в поврежденном состоянии $P_1 = 3,86 \text{ МПа}$;

Давление в конце участка в поврежденном состоянии $P_2 = 3,1 \text{ МПа}$;

Давление в начале участка нефтепровода в исправном состоянии $P_0 = 6,3 \text{ МПа}$;

Плотность нефти $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$;

Средняя глубина пропитки на всей площади нефтенасыщенной земли $h_{\text{ср}} = 0,3 \text{ м}$;

Показатель режима движения нефти по нефтепроводу $m_0 = 0,25$;

Кинематическая вязкость нефти $\nu = 0,076 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$;

Напор, создаваемый атмосферным давлением $h_a = 10 \text{ м вод. столба}$;

Элементарный интервал времени $\tau_i = 0,1 \text{ ч}$;

Глубина пропитки почвы нефтью $h_{\text{ср}} = 0,07 \text{ м}$;

Площадь поверхности воды, покрытая пленочной нефтью после завершения работ по ликвидации разлива нефти $F_{\text{вод.ост.}} = 52 \text{ м}^2$;

Таблица 9 – Исходные данные для расчетов

№ п/п	X, м	Z, м	№ п/п	X, м	Z, м
1	0	210	10	77000	179
2	69000	149,88	11	78000	176
3	70000	110,12	12		
4	71000	171,15	13		
5	72000	163,75	14		
6	73000	186,86	15		
7	74000	185	16		
8	75000	182	17		

С учетом данных, представленных в таблице 9, требуется рассчитать ущерб почве, воде и атмосфере при проколе нефтепровода в месте подводного перехода.

Методика по определению ущерба окружающей среде при авариях на магистральных трубопроводах

Методика предназначена для определения экономического ущерба окружающей природной среде (ОПС) в результате аварийных разливов нефти из-за отказов сооружений, объектов и линейной части магистральных нефтепроводов (МН).

Методика содержит:

- расчет общего объема (массы) нефти, влившейся при аварии из нефтепровода, и масс нефти, загрязнивших компоненты ОПС;
- расчет площадей загрязненных нефтью земель (почв) и водных объектов;
- расчет ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение нефтью каждого компонента ОПС и общей суммы платы за загрязнение ОПС.

Оценка факторов, определяющих величину ущерба ОПС при авариях на нефтепроводах.

Основными факторами ущерба, наносимого ОПС при авариях на нефтепроводах, являются:

- количество вылившейся из нефтепровода нефти и распространение ее по компонентам окружающей среды;
- площадь и степень загрязнения земель;
- площадь и степень загрязнения водных объектов;
- количество вредных веществ, выделившихся в атмосферный воздух

Определение количества нефти вылившейся из нефтепровода вследствие аварии.

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в три стадии, определяемыми разными режимами истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- истечение нефти с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

Суммарный объем аварийной утечки нефти равен (формула 1):

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (1)$$

где V_1 – объем нефти, вытекшей с момента повреждения до остановки перекачки, м^3 ;

V_2 – объем нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, м^3 ;

V_3 – объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки (до полного опорожнения отсеченной части трубопровода), м^3

Стадия 1.

Объем нефти V_1 вытекшей на первой стадии в напорном режиме, определяется по формуле (2):

$$V_1 = Q_1 T_1 = Q_1 (T_0 - T_a) \quad (2)$$

где Q_1 – расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч;

T_1 – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, ч;

T_0 – время остановки насосов после повреждения, ч;

T_a – время повреждения нефтепровода, ч.

Расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м³/ч (формула 3):

$$Q_1 = Q' - Q_0 * \left[\frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{\rho g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m_0}}{(l - x^*) \cdot i_0} \right]^{\frac{1}{2-m_0}} \quad (3)$$

где Q' – расход нефти в НП в поврежденном состоянии, м³/ч;

Q_0 – расход нефти в НП при работающих насосных станциях в исправном состоянии, м³/ч;

Z_1 – геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

Z_2 – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

P' – давление в начале участка НП в поврежденном состоянии, Па;

P'' – давление в конце участка НП в поврежденном состоянии, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

i_0 – гидравлический уклон при перекачке нефти по исправному НП;

x^* – протяженность участка НП от насосной станции до места повреждения, м;

$m_0 = 0,25$ – показатель режима движения нефти по НП в исправном его состоянии;

l – протяженность участка НП, заключенного между двумя насосными станциями, м.

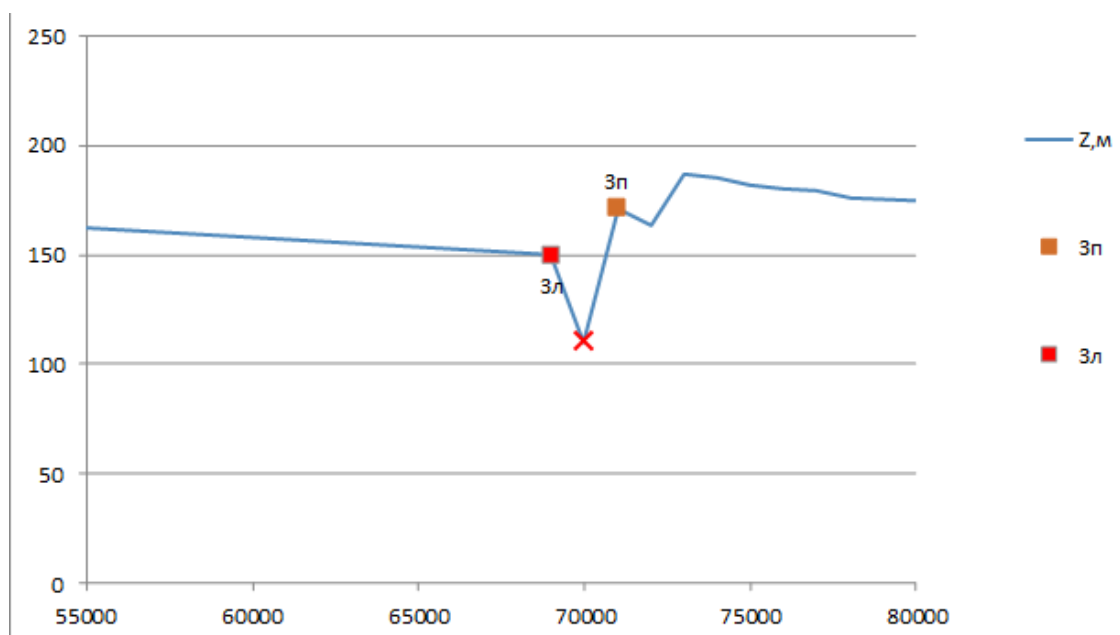


Рисунок 19 – Профиль трассы нефтепровода

Расход Q_0 нефти в исправном НП при работающих нефтеперекачивающих станциях (НПС) определяется режимом загрузки НП и фиксируется по показаниям приборов на НПС.[39]

l, Z_1, Z_2, χ^* определяются по профилю трассы НП (рисунок 19).

Расход Q' , давление P' в начале и P'' в конце поврежденного НП при работающих НПС определяются по показаниям приборов на НПС на момент аварии.

Для того что бы найти Q_1 нужно сначала найти гидравлический уклон i_0 (формула 9):

$$Re = \frac{4Q}{\pi d_{BH} v_t}, Re=361010,7 \quad (4)$$

$$\varepsilon = \frac{K_9}{d_{BH}}, \quad \varepsilon=0,000249 \quad (5)$$

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}, \quad Re_1=40100 \quad (6)$$

$$Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}, \quad Re_2=2005000 \quad (7)$$

$$\lambda = 0,11\left(\varepsilon + \frac{68}{Re}\right)^{0,25} = 0,016 \quad (8)$$

$$i = \frac{\lambda V^2}{d_{BH}^2 \cdot g} = 0,0036 \quad (9)$$

$$Q_1 = 2,56 - 2,34 \cdot [(210 - 0 + ((38600003100000)/815 \cdot 9,81) - 0,0036 \cdot 70000 \cdot (2,56/2,34)^{2-1,75}) / (152000 - 70000) \cdot 0,036]^{1/2-1,75} = 2,75$$

$$V_1 = Q_1 T_1 = Q_1 (T_0 - T_a) \quad (10)$$

$$V_1 = 2,75 \cdot 30 \text{ мин} = 1,375 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Стадия 2.

После отключения насосных станций происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими НПС возвышенных и обращенных к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся по мере освобождения НП столбом нефти над местом истечения.

Для выполнения расчетов продолжительность T_2 истечения нефти с момента остановки перекачки T_0 до закрытия задвижек T_3 разбивается на элементарные интервалы τ_i , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным. Для практического применения τ_i принимают равным 0,25 ч, для более точных расчетов значения τ_i можно уменьшить до 0,01...0,1 ч. Наш случай $\tau_i = 0,1$

Общий объем нефти, вытекший из НП за время $T_2 = (T_0 - T_3)$ определяется как сумма объемов V_i нефти, вытекшие за элементарные промежутки времени τ_i (формула 12)[39]:

$$V_2 = \Sigma V_i = \Sigma (Q_i \cdot \tau_i) \quad (11)$$

Для каждого i -го элементарного интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через дефектное отверстие (формула 12):

$$Q_i = \mu \cdot \omega \sqrt{2g \cdot h_i} \quad (12)$$

Напор в отверстии, соответствующий i -му элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле 14:

$$h_i = Z_i - Z_M - h_T - h_a, \quad (13)$$

Где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка НП, заполненного нефтью на i -й момент времени, м;

Z_M – геодезическая отметка места повреждения, м;

h_T – глубина заложения НП, м;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени τ_i освобождается V_i объем НП, что соответствует освобождению l_i участка НП (формула 14):

$$\ell_i = \frac{4V_i}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2} \quad (14)$$

Где $D_{\text{вн}}^2$ – внутренний диаметр нефтепровода, м. Освобожденному участку l_i соответствуют значения x_i и Z_i , определяющие статический напор в НП в следующий расчетный интервал времени τ_{i+1} . Значение Z_i подставляется в формулу 8 и далее расчет повторяется полностью для интервала времени τ_{i+1} .

Операция расчета повторяется до истечения времени $T_2 = (T_0 - T_3)$. [46]

2.1 Через 0 ч 0 мин 0 сек после отключения напорных станций:

Напор в отверстии, соответствующий 1 элементу интервалу времени по формуле 14:

$$h_1 = 210 - 110,2 - 2 - 10 = 87,88 \text{ м}$$

Расход нефти по формуле 12:

$$Q_1 = 3600 \cdot 0,602 \cdot 0,0017 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 87,88} = 155 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал по формуле 10:

$$V_1 = 155 \cdot 0,1 = 15,45 \text{ м}^3$$

Длина освободившегося участка(формула 14):

$$\ell_1 = \frac{4 \cdot 15,5}{3,14 \cdot 1,188^2} = 14 \text{ м}$$

2.2.Через 0 ч 6 мин 0 сек после отключения напорных станций

Напор в отверстии, соответствующий 1 элементу интервалу времени (формула 13):

$$h_2 = 195,98 - 110,3 - 2 - 10 = 73,85 \text{ м}$$

Расход нефти по формуле 12:

$$Q_2 = 3600 \cdot 0,602 \cdot 0,001725 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 73,85} = 142,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал (формула 11):

$$V_2 = 142,5 \cdot 0,1 = 14,25 \text{ м}^3$$

Длина освободившегося участка по формуле 14:

$$\ell_2 = \frac{4 \cdot 14,25}{3,14 \cdot 1,188} = 12,85 \text{ м}$$

2.3.Через 0 ч 12 мин 0 сек после отключения напорных станций

Напор в отверстии, соответствующий 1 элементу интервалу времени (формула 13):

$$h_3 = 183,12 - 110,3 - 2 - 10 = 60,99 \text{ м}$$

Расход нефти (формула 12)

$$Q_3 = 3600 \cdot 0,602 \cdot 0,001725 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 60,99} = 129,50 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Объем нефти, вытекшей за элементарный интервал (формула 11):

$$V_3 = 129,5 \cdot 0,1 = 12,95$$

Длина освободившегося участка (формула 14):

$$\ell_3 = \frac{4 \cdot 12,95}{3,14 \cdot 1,188} = 11,68 \text{ м}$$

2.4.Объём нефти, вытекшей из нефтепровода с момента остановки перекачки до момента закрытия задвижек по формуле 11:

$$V_2 = 15,54 + 14,25 + 12,95 = 42,74 \text{ м}^3$$

Стадия 3.

Истечение нефти из НП с момента закрытия задвижек до прекращения утечки. Основной объем нефти, вытекающей после закрытия задвижек до прекращения самопроизвольного истечения нефти через место повреждения, м^3 , определяется по формуле 15:

$$V'_3 = \frac{\pi \cdot D_{\text{ВН}}^2 \cdot t}{4} \quad (15)$$

Где l' – суммарная длина участков НП между двумя перевальными точками или двумя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенными относительно места повреждения и обращенными к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки повреждения, м.

В зависимости от положения нижней точки контура повреждения относительно поверхности трубы и профиля участков НП, примыкающих к месту повреждения, возможно и частичное их опорожнение. Дополнительный сток ΔV_3 , определяемый объемом участка НП с частичным опорожнением, для различных условий в зависимости от диаметра НП определяется в соответствии с данными, приведенными в Приложении 2.[39]

Объем стока нефти из нефтепровода с момента закрытия задвижек равен формула 16):

$$V_3 = V'_3 + \Delta V \quad (16)$$

Сумма длин участков нефтепровода между перевальными точками или 2-мя смежными с местом повреждения задвижками, возвышенными относительно места повреждения и обращенными к месту повреждения, за исключением участков, геодезические отметки которых ниже отметки места повреждения $n_{Lv}=3500$ м.

Внутренний диаметр нефтепровода $D_{вн} = 1,188$ м

$$V_3 = \frac{3,14 \cdot 1,188 \cdot 2000}{4} = 2216,93 \text{ м}^3$$

Общая масса вылившейся при аварии нефти по формуле 17:

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho \quad (17)$$

$$M = (1,375 + 42,74 + 2216,93) \cdot 0,85 = 1921,89 \text{ т}$$

Оценка степени загрязнения земель.

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям 18, 19:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \rho V_{\text{гр}} \quad (18)$$

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}} \quad (19)$$

где $M_{\text{вп}}$ – масса нефти, впитавшаяся в грунт, т;

$V_{\text{вп}}$ – объем нефти, впитавшийся в грунт, м³;

$K_{\text{н}}$ – нефтеемкость грунта, принимается по табл. П.2[4] $K_{\text{н}}=0,08$

ρ – плотность нефти, т/м³; $V_{\text{гр}}$ – объем нефтенасыщенного грунта, м³.

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле 20:

$$V_{\text{гр}} = F_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}} \quad (20)$$

где $F_{\text{гр}}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, м²;

$h_{\text{ср}}$ – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, м. Определяется как среднее арифметическое определение из шифровок (не менее 5 равномерно распределенных по всей поверхности).

Степень загрязнения насыщенного нефтью грунта определяется отбором и последующим анализом почвенных образцов на содержание нефтепродуктов. Отбор почвенных проб производится по диагонали участка через каждые 8...10 м, начиная с края. Глубина взятия образца – 0...20, 20...40 см.

Объём нефтенасыщенного грунта (формула 20):

$$V_{\text{гр}} = 800 \cdot 0,7 = 56 \text{ м}^3$$

Объём нефти впитавшейся в грунт (формула 19):

$$V_{\text{вп}} = 0,08 \cdot 56 = 4,48 \text{ м}^3$$

Количество нефти впитавшейся в грунт по формуле 18:

$$M_{\text{вп}} = 0,08 \cdot 0,815 \cdot 56 = 3,8 \text{ т}$$

Оценка загрязнения атмосферного воздуха:

Степень загрязнения атмосферного воздуха вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы или водоема.

Масса летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы, покрытой разлитой нефтью, определяется по формуле 21:

$$M_{\text{ип}} = q_{\text{ип}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6} \quad (21)$$

где $q_{\text{и.п.}}$ – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1м^2 поверхности нефти, разлившейся на почве, г/м^2 , выбирается из справочника «Удельные выбросы в атмосферу». В ПП «Аварии на нефтепроводах» эта величина автоматически выбирается в зависимости от: плотности нефти ρ ; средней температуры поверхности испарения $t_{\text{п.и}}$; толщины слоя нефти на дневной поверхности почвы $\delta_{\text{п}}$; продолжительности процесса испарения свободной нефти с дневной поверхности почвы $\tau_{\text{и.п.}}$.

Плотность нефти принимается по данным документов о качестве нефти, перекачиваемой по нефтепроводу перед его аварийной остановкой.

Средняя температура поверхности испарения определяется по формуле 22:

$$t_{\text{пи}} = 0,5(t_{\text{п}} + t_{\text{воз}}) \quad (22)$$

Где $t_{\text{п}}$ – температура верхнего слоя почвы, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{воз}}$ – температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

Если $t_{\text{п.и}} < 4^{\circ}\text{C}$, то удельная величина выбросов принимается равной нулю.

Толщина слоя свободной нефти на поверхности почвы рассчитывается по формуле 23:

$$\delta_{\text{п}} = \frac{M_{\text{п.с.}}}{F_{\text{г.п}} \cdot \rho} \quad (23)$$

Где $M_{\text{п.с.}}$ – масса свободной нефти, находящейся на поверхности почвы в месте разлива, т;

ρ – плотность нефти, т/м³.

Продолжительность испарения свободной нефти с поверхности почвы определяется по формуле 24:

$$\tau_{\text{и.н}} = \tau_{\text{м.п}} - \tau_{\text{о.п}} \quad (24)$$

Где $\tau_{\text{м.п.}}$ – время завершения мероприятий по сбору свободной нефти с дневной поверхности почвы, ч;

$\tau_{\text{о.п}}$ – время начала поступления нефти на поверхность почвы, ч.

Средняя температура поверхности испарения (формула 22):

$$t_{\text{пи}} = 0,5(22 + 25) = 23,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Масса углеводородов, испарившихся с поверхности земли

$q_{\text{ип}}$ находим из таблицам П.3-П.5

$$q_{\text{ип}} = 2272$$

$$M_{\text{ип}} = 2272 \cdot 800 \cdot 10^{-6} = 1.82$$

Масса углеводородов испарившаяся с поверхности воды по формуле 25 ($F_{\text{н}}=952\text{м}^2$):

$$M_{\text{и.в.}} = q_{\text{и.в.}} \cdot F_{\text{н}} \cdot 10^{-6} \quad (25)$$

$$M_{\text{и.в.}} = 387 \cdot 952 \cdot 10^{-6} = 0,37 \text{ т}$$

Масса нефти, принимаемая для расчётов платы за выбросы углеводородов нефти в атмосферу по формуле 26:

$$M_{\text{воз}} = M_{\text{ип}} + M_{\text{ив}} \quad (26)$$

$$M_{\text{воз}} = 1,82 + 0,37 = 2,19 \text{ т}$$

Оценка степени загрязнения водных объектов

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и (или) эмульгированной нефти в воде:

Масса нефти, загрязняющая толщу воды, рассчитывается по формуле 27 (ИПТЭР):

—для водотоков

$$M_{н.в-к}=8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p (C_n - C_{\phi}) \quad (27)$$

При использовании данных инструментальных измерений расчет массы нефти, поступившей в водный объект, производится по формуле 28:

$$M_p = (m_p - m_{\phi}) \cdot F_n \cdot 10^{-6} + (C_p - C_{\phi}) \cdot V_p \cdot 10^{-6} \quad (28)$$

$$V_p = 0,3 \cdot F_n$$

Масса пленочной нефти, оставшейся на водной поверхности после проведения обязательных мероприятий по формуле 29:

Т.к $F_{\text{вод.ост}}$ у нас не дано, мы сами взяли $F_{\text{вод.ост}} = 52 \text{ г}$.

$$M_{\text{ост}} = m_{\text{пл.ост}} \cdot F_{\text{вод.ост}} \quad (29)$$

$$M_{\text{ост}} = -0,2 \cdot 52 = 10,4 \text{ г} = 0 \text{ т}$$

Масса пленочной нефти разлитой по поверхности водного объекта по формуле 30:

$$M_p = (m_p - m_{\phi}) \cdot F_{\text{вод}} \cdot 10^{-6} + (C_p - C_{\phi}) \cdot F_{\text{вод}} \cdot 0,3 \cdot 10^{-6} \quad (30)$$

Масса нефти принимаемая для расчета платы за загрязнения водного объекта (формула 31):

$$M_{\text{вод}} = M_{\text{в}} + M_{\text{ост}} = 0,0579 \text{ т} \quad (31)$$

Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения земель:

Ущерб от загрязнения земель нефтью определяется по формуле 32:

$$У_з = H_c \cdot F_{\text{гр}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{э(г)}} \cdot K_{\text{г}} \quad (32)$$

Где H_c – норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб/га

$F_{\text{гр}}$ – площадь нефтенасыщенного грунта, га;

K_{π} – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель (табл. П.5) [39];

$K_{\text{в}}$ – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от степени загрязнения земель, которая характеризуется 5 уровнями (табл. П.6)[39];

$K_{\text{э}(i)}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории i -го экономического района (рис. 8. Справочник коэффициентов экологической ситуации территорий РФ);

$K_{\text{г}}$ – коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от глубины загрязнения земель (табл. П.7)[39].

$$Y_3 = 1590 \cdot 800 \cdot 2,5 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1 = 5724000 \text{ руб.}$$

Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы:

Расчет ущерба ОПС от выбросов летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферу при аварийных разливах рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс ЗВ с применением повышающего коэффициента по формуле 33:

$$Y_{\text{воз}} = K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{э.с}} \cdot (M_{\text{лим}} \cdot R_1 + (M_{\text{воз}} - M_{\text{лим}}) \cdot R_2) \quad (33)$$

$$Y_{\text{воз}} = 10 \cdot 1,5 \cdot (0 + (2,18 - 0) \cdot 80) = 227137,7 \text{ руб}$$

Оценка ущерба, подлежащего компенсации окружающей среде от загрязнения водной поверхности:

Ущерб, подлежащий компенсации окружающей среде от загрязнения водной поверхности определяется по формуле 34:

$$Y_{\text{вод}} = 5K_{\text{инф}} \cdot C_{\text{в}} \cdot M_{\text{у}} \quad (34)$$

$$Y_{\text{вод}} = 5 \cdot 4,9 \cdot 452370 \cdot 0,0579 = 641709,5$$

Общий ущерб окружающей природной среде:

Общий ущерб окружающей природной среде рассчитывается по формуле 35:

$$\Pi = Y_{\text{а}} + Y_{\text{воз}} + Y_{\text{вод}} = 5724000 + 227137,7 + 641709,5 = 6592847 \text{ руб} \quad (35)$$

Вывод:

За каждый квадратный метр поверхности загрязненной нефтью ущерб составит 3763,04руб.

5. Финансовый менеджмент

Расчет затрат на проведение работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе через р. Айсаз 42км

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

1. Материальные затраты.
2. Затраты на оплату труда.
3. Отчисления на социальные нужды.
4. Амортизационные отчисления.

Расчет расхода ГСМ:

Технические средства и оборудование ЛАРН расположено на территории ЦТОРТ и ЛПА, в 42 км от подводного перехода (летние: "Барьер – 70, Барьер – 50; зимние: Рубеж-Зима – 150; подледные экраны).

Доставка техники и оборудования на место аварии осуществляется по автомобильной дороге.

Базовая норма приведена в соответствии с "Линейными нормами расхода ГСМ по автомобильной техники" (таблица 11). В зимний период времени года базовая норма расхода (литр) увеличивается на 12%. В расчете затрат ГСМ включены затраты на доставку техники к месту аварии и её работе в период локализации и ликвидации аварии. Стоимость 1 литра дизельного топлива принята 30 рубля за литр.

Таблица 10 – Расчет ГСМ на проведение работ

Марка а/м.	Базовая норма (литр)	Расход ГСМ (литр)		Затраты в рублях		Подразделение
		Л етний период времени года	З имний период времени года	Летний период времени года	Зимний период времени года	
1	2	3	4	5	6	7
Автобус вахтовый НЕФАЗ высокой проходимости (6х6) Нефаз 4208-03	42/47,04	31	84	992	2688	ЦТОРТ и ЛПА (патруль- ная группа № 1)
КАМАЗ-43114 лаборатория	45/50,4	32	90	1024	2880	ЦТОРТ и ЛПА (патруль- ная группа № 2)
Затраты ГСМ на патрулирование трассы составят:		63	174	2016	5568	
Аварийные бригады						
КЗКТ-7428 (седельный тягач) для перевозки трубоукладчика "Катерпиллер" 583R	153,8/172,26	189,8	208,26	6073,6	6664,32	Аварийная Бригада №1 (УАВР ЦТОРТ и ЛПА)
Татра-815 тягач 4- осный (для перевозки экскаватора KOMATSU РС-200-6)	64/71,68	91,48	99,16	2927,36	3173,12	
Татра-815 тягач 3- осный (для перевозки бульдозера)	55/61,60	78,28	84,88	2504,96	2716,16	
Автобус вахтовый НЕФАС высокой про- ходимости (6х6) Нефаз 4208-03	42/47,04	31	84	994	2688	
КАМАЗ-43118 ПНУ-2	41/45,92	26,65	29,38	852,8	940,16	
КАМАЗ-43118 бортовой	37/41,44	24,05	26,936	801,6	861,9	

КАМАЗ-43118 автомастерская	41/45,92	26,65	29,38	852,8	940,16	
Затраты ГСМ на локализацию аварии :	1428,4	1715,296	45708,8	54889,28	:	
Пожарный автомобиль УРАЛ - 4320 АЦ-40	37/41,44	24,05	126,94	769,6	4062,08	
МЗКТ-74131 (седельный тягач) для перевозки трубоукладчика "Катерпиллер" 583R	153,8/172,26	189,8	208,26	6073,6	6664,32	Аварийная бригада №2 (ЦТОРТ и ЛПА) локализац ия аварии
КРАЗ-6443 (седельный тягач) для перевозки экскаватора	73,9/82,77	65,89	71,6	2108,48	2291,2	
УРАЛ-4320 бортовой (перевозка БЗ, нефтес- 4 борщиков, сорбента)	32/35,8	20,8	23,3	665,6	745,6	
Татра-815 тягач 3-осный (для перевозки бульдо- зера)	55/61,60	114,9	124,8	3673,6	3993,6	
МЗКТ-74131 (седельный тягач) для перевозки трубоукладчика "Катер-пиллер" 572	153,8/172,26	266,7	294,39	8534,4	9418,9	Аварийная бригада № 3 (ЦТОРТ и ЛПА) локализац ия аварии на 3 рубеже
КРАЗ-6443 (седельный тягач) для перевозки экскаватора РС200	73,9/82,77	152,07	165,37	4866,56	5291,84	
УРАЛ-4320 бортовой (перевозка БЗ, нефтесбор- щиков, сорбента)	32/35,84	48	53,76	1536	1720,32	
КЗКТ-7428	153,8/172,26	189,8	208,26	6073,6	6664,32	Аварийная

(седельный тягач) для перевозки трубоукладчика "Катерпиллер" 583R						бригада № 4 (УУД)
Татра-815 тягач 4- осный (для перевозки экскаватора KOMATSU PC-200- 6)	64/71,68	91,48	99,16	2927,36	3173,12	
Татра-815 тягач 3- осный (для перевозки бульдозера)	55/61,60	78,28	84,88	2504,96	2716,16	
Автобус вахтовый НЕФАС высокой проходимости (6х6) Нефаз 4208-03	42/47,04	31	84	992	2688	
КАМАЗ-43118 ПНУ- 2	41/45,92 работа уста- новки 87 л	26,65	29,38	3636,1	2878,16	
КАМАЗ-43118 бортовой	37/41,44	24,05	26,936	769,6	860,8	
КАМАЗ-43118 автомастерская	41/45,92 работа уста- новки 19,2 л	26,65	29,38	852,8	940,16	
Пожарный автомобиль УРАЛ- 4320 АЦ-40	37/41,44	24,05	126,94	768	4032,16	
Автокран КС-35714	42/47,04	27,2	30,57	870,4	978,24	
УАЗ 2206	17/19	11,07	12,35	358,4	395,2	Аварийная бригада № 5 (УОН ЦТОРТ и ЛПА)
КАМАЗ-43118 ПНУ- 2	41/45,92	26,65	29,38	852,8	940,16	
Затраты ГСМ на ликвидацию аварии составят:		2992,88	3197,236	95772,16	102311,36	

В соответствии с получившимися результатами можно сделать вывод о том, что наибольшие затраты требуются на ликвидацию аварийных разливов нефти. На патрулирование трассы приходятся наименьшие затраты.

Калькуляция трудозатрат и тарифной части заработной платы на локализацию аварии :

В локализации аварии участвуют 3 аварийные бригады(таблица 11, 12). На рубежи локализации № 1, № 2 выезжают 2 аварийные бригады с базы ЦТОРТ и ЛПА на расстояние 30 км, время в пути 45 минут. На 3-ий рубеж выезжает аварийная бригада ЦТОРТ и ЛПА, расстояние до места работ составит 74 км, время в пути 2 ч. 00 минут. Материалами и техническими средствами, используемыми для локализации и ликвидации аварии, обеспечены ЦТОРТ и ЛПА в соответствии с "Табелем технического оснащения нефтепроводных предприятий «Сибирьнефтегаз» техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепроводов" РД 153.39.4Р-125-02.

Таблица 11– Состав аварийных бригад.

Должность	Разряд	Количество человек
1	2	3
Состав аварийной бригады №1:		
Начальник УАВР	10	1
Машинист бульдозера	5	1
Машинист экскаватора	5	1
Машинист насосных установок	5	1
Электрогазосварщик	6	1

Окончание таблицы 2

Слесарь по ремонту автомобилей	3	1
Трубопроводчик-линейный	3	3
Водитель пожарного автомобиля	4	1
Состав аварийной бригады №2:		
Начальник ЛЭС	10	1
Трубопроводчик –линейный	5	2
Машинист трубоукладчика	6	1
Машинист бульдозера	5	1
Машинист экскаватора	4	1
Водитель вездехода	4	1
Состав аварийной бригады №3:		
Начальник ЛЭС	10	1
Мастер ЛЭС	8	1
Трубопроводчик-линейный	4-5	3
Машинист трубоукладчика	6	1
Машинист бульдозера	5	1
Машинист экскаватора	4	1
Водитель вездехода	4	1

Таблица 12 – Калькуляция трудозатрат и тарифной части заработной платы

Вид работ	ед. изм.	н орма времени ч.	объем	т рудо- е мкость чел.час	азряд работ	т арифная ставка, руб.	су мма з./ пл. по тарифу, руб.
1	2	3	4	5		7	8
Выгрузка нефтесборщика, ем-костей, БЗ, лодки, лебедок, тросов, береговых якорей	1 шт.	0,5	7	3,50	3	35,37	123,80
Разработка амбара, укладка противофильтрационн ого по- крытия ПФП-500	100 м ³	2,56	500	1280,00	6	55,28	70759,64
Сборка и спуск на воду 2х участков БЗ «Барьер- 70» дли- ной по 30 м	150 п.м.	0,18	80	32,40	5	47,69	1545,02
Установка береговых якорей	1 шт.	0,25	1	0,25	6	55,28	13,82
Крепление 1-го участка БЗ к якорю и к тросу, вытягивание к противоположному берегу, крепление береговым якорем на противоположном берегу и натяжение лебедкой	50 п.м.	0,16	0	9,60	6	55,28	530,70
Установка вдоль берега участка БЗ длиной 20 м, крепление к береговым якорям	50 п.м.	0,16		9,60		55,28	53 0,70

Установка на воду нефтесборщиков «Магнум-100», ТДС-136 обвязка и подключение его к силовому агрегату	1 шт.	0,23		0,23		5	12,71
Установка емкостей	1 шт.	0,33	1	0,33	6	55,28	18,24
Сбор поступающей нефти в емкость с последующей закачкой в амбар или нефтепровод							
Итого	х	х	х	1335,91	х	х	73534,63
Выгрузка нефтесборщика, емкостей, БЗ, катера, лебедок, тросов, береговых якорей	1 шт.	0,5	7	3,50	3	35,37	123,80
Разработка амбара, укладка противофильтрационного покрытия	100м ³	2,56	500	1280,00	6	55,28	70759,64
Установка береговых якорей для крепления 1-го участка БЗ	1 шт.	0,25	1	0,25	6	55,28	13,82
Сборка 1-го участка БЗ «Барьер-70» длиной 30 м	1 шт.	0,25	3	0,75	5	47,69	35,76
Крепление 1-го участка БЗ к якорю и к тросу, вытягивание к противоположному берегу, установка под углом 60° к течению, крепление береговым якорем на противоположном берегу и натяжение лебедкой ледовой	50 п.м.	0,16	60	9,60	6	55,28	530,70
Крепление 1-го участка БЗ к якорю и к тросу, вытягивание к противоположному берегу, установка под углом 60° к течению, крепление береговым якорем на противоположном берегу и натяжение лебедкой	50 п.м.	0,16	60	9,60	6	55,28	530,70
Установка береговых якорей для крепления 2-го участка БЗ	1 шт.	0,25	1	0,25	5	47,69	11,92
Сборка 2-го участка БЗ «Барьер-70» длиной 30 м	1 шт.	0,25	3	0,75	5	47,69	35,76
Крепление 2-го участка БЗ к якорю и к тросу, вытягивание к противоположному берегу, установка под углом 60° к	50 п.м.	0,16	60	9,60	6	55,28	530,70

течению, крепление береговым якорем на противоположном берегу и натяжение лебедкой							
Сборка участка БЗ «Барьер-70» длиной 30 м	1 шт.	0,25	3	0,75	5	47,69	35,76
Спуск на воду нефтесборщиков ТДС-136 и «Rock Cleaner», подключенных к силовым агрегатам	1 шт.	0,23	1	0,23	6	55,28	12,71
Установка емкостей	1 шт.	0,33	1	0,33	6	55,28	18,24
Сбор поступающей нефти в емкость с последующей закачкой в амбар или нефтепровод							
Итого	х	х	х	1306,01	х	х	72108,81
Всего (по трем аварийным бригадам)	х	х	х	3966,38	х	х	218777,88
Работа машиниста бульдозера	час	228,73	3	686,18	5	47,69	32723,69
Работа машиниста экскаватора	час	228,73	3	686,19	4	41,14	
Работа машиниста трубоукладчика	час	228,73	2	457,46	6	55,28	
Работа машиниста насосных установок	час	228,73	1	228,73	5	47,69	
Работа водителя автомобиля г/п 10 тн	час	228,73	3	686,18	4	41,14	28226,46
Всего	х	х	х	2744,73	х	х	60950,15
Всего общая трудоемкость	х	х	х	6861,78	х	х	279728,03

Расчет отчислений на социальные нужды :

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30%).

Отчисления на социальные нужды составят:

$$C = 0,30 \cdot 279728,03 = 83918,4 \text{ руб} \quad (36)$$

Расчет амортизационных отчислений :

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта отчислений	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации	Сумма амортизации
		одного	всех		
Новый НЕФАЗ высокой проходимости (6х6) Нефаз 4208-03	1	1 150 000	1 150 000	10	115 000
КАМАЗ-43114 лаборатория	1	1 704 774	1 704 774	10	170 477,4
КЗКТ-7428 (седельный тягач) для перевозки трубоукладчика "Катерпиллер" 583R	2	1 900 240	3 800 480	10	380 048
Татра-815 тягач 4-осный (для перевозки экскаватора KOMATSU PC-200-6)	2	2 350 000	4 700 000	10	470 000
Татра-815 тягач 3-осный (для перевозки бульдозе-	4	2 868 000	11 472 000	10	1 147 200
КАМАЗ-43118 ПНУ-2	3	1 580 000	4 740 000	10	474 000
КАМАЗ-43118 лаборатория	1	1 795 226	1 795 226	10	179 522,6
КАМАЗ-43118 автомастерская	2	1 661 450	3 322 900	10	332 290
Пожарный автомобиль УРАЛ-4320 АЦ-40	2	1 650 000	3 300 000	10	330 000
МЗКТ-74131 (седельный тягач) для перевозки трубоукладчика "Катерпиллер" 583R	2	3 120 000	6 240 000	10	624 000
КРАЗ-6443 (седельный тягач) для перевозки экскаватора	2	2 800 000	5 600 000	10	560 000
Портовой (перевозка БЗ, нефтесборщиков, сорбента)	1	2 125 500	2 125 500	10	212 550
Автокран КС-35714 1		2 190 000 2 190 000		10 219 000	
УАЗ 2206 1		195 610	195 610	10	19 561
Итого					5 233 649
Итого за сутки					14388,76

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 14.

Таблица 14 – Затраты на проведение работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	162 768,64
2. Затраты на оплату труда	279 728,03
3. Отчисления на социальные нужды	83918,4
4. Амортизационные отчисления	143887,64
Всего затраты на мероприятие	670302,71

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на подводных переходах. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния ННП.

Оптимизация затрат на предупреждение утечек нефти и ликвидацию последствий требует выработки компромисса между целями достижения компаниями макро- и микроэкономических показателей деятельности, а также выполнения требований регулирования по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями.

На микроэкономическом уровне дополнительные меры по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями являются условно убыточными. Для компаний с низким качеством корпоративного управления улучшение экономических показателей деятельности достигается и за счет снижения издержек на меры по безопасности.

6 Социальная ответственность.

6.1. Анализ вредных производственных факторов (производственная санитария).

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при установке ВГУ в таблице 15.

Таблица 15 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работы по установке ВГУ (временно-герметизирующее устройство)	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 - 74 ССБТ [12]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[15]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[14]

	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [21]
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [13]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [22]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СП 52.13330.2011 [20]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Токсичное воздействие на человека (испарение нефти, газ)	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [12]
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

Далее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по установке ВГУ, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Воздействие метеоусловий:

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

– при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

– при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°C до плюс 40°C.[21]

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегрева осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.005-01 [17] «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 16).

Таблица 16 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °C
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

Воздействие вредных веществ:

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 17) следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы фильтрующие ГП-5 или шланговые ПШ-2).

Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти:

- не более 300 мг/м³ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала на месте аварии без защитных средств;
- не более 2000 мг/м³ при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания.

Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения работ. При необходимости нужно обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 17 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [17]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота диоксид NO ₂	2	III

Бензол	15	II
Ксилол	50	III
Сажа	4	III
Сера	6	IV
Серы диоксид SO ₂	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

Воздействие шумов:

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спец.техники.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [13] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с

октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом :

- 1 снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- 2 средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- 3 соблюдение режима труда и отдыха;
- 4 использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

Недостаточная освещенность рабочей зоны:

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [20]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [20]

6.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды

Безопасность при эксплуатации машин и механизмов:

Движение машин происходит при перевозке месту работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутризаводские территории.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте:

Образование взрывоопасной среды при установке ВГУ обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³; ВКПР – 195000 мг/м³. [12]

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

Экологическая безопасность:

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [16].

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 18.

Таблица 18 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при аварии на нефтепроводе

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
--------------------------------	---------------------	-----------------------------

Почва	Засорение почвы нефтью.	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор и утилизацию загрязненного нефтью грунта. Принимаются меры по минимизации ущерба окружающей среде.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение нефтью.	-Создание обваловки -Установка боновых заграждений -Применение сорбентов
Воздушный бассейн	Испарение нефти	Сбор нефти с поверхности почвы и водоемов

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

6.3 Охрана окружающей среды

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов.

Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз состоит в [11]:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз должны проводиться в рамках единой для всей страны системы правовых, нормативных, инструктивных и методических документов с учетом региональной специфики.

Анализ воздействия на атмосферу:

К числу основных загрязняющих веществ, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти с поверхности почвы и воды. Продукты испарения представляют собой тяжелый газ, около 80 % массового состава которого представляют собой высшие углеводороды, в том числе около 45 % – пропан, 23 - 25 % – бутан, а 12 - 14 % – пентан, относящиеся при нормальных условиях к жидкостям.

Нормы предельно допустимых выбросов устанавливаются в составе проекта нормативов предельно допустимых выбросов для НПО магистральных нефтепроводов и проекта нормативов предельно допустимых выбросов для нефтебаз.

При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться:

- Законом РФ «Об охране окружающей природной среды»;

– «Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86;

– «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия».

Контроль должен осуществляться либо силами предприятия, либо специализированными организациями на договорной основе.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти из резервуаров.

Анализ воздействия на гидросферу:

Загрязнение водоемов на территории месторождения обусловлено следующими факторами:

– Прямое загрязнение в результате технологических потерь и утечки нефти на рельеф последующей ее миграцией;

– Прямое загрязнение в результате аварийных выбросов нефти в водоемы;

– Миграция загрязнителей в весенний паводок

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

1. Ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов и т. д.;

2. Строительство нефтеловушек вниз по течению от источника загрязнения на реке Чертала;

3. Строительство берегоукрепительных и защитных сооружений;

4. Обеспечение аварийного запаса сорбентов (« Spill sorb» из расчета 0,8 тонны ТГ на 1 тонну разлившейся нефти);

Анализ воздействия на литосферу:

Источниками загрязнения почвы нефтью являются все внутрипромысловые трубопроводы. Должен осуществляться постоянный

надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

6.4 Организация материально-технического, инженерного, медицинского и финансового обеспечения операции по локализации и ликвидации возможного аварийного разлива нефти

Материально-техническое и инженерное обеспечение мероприятий по ликвидации ЧС организуют в целях заблаговременной подготовки и поддержания в постоянной готовности подразделений ЦТОРТ и ЛПА и создания условий для их быстрого приведения в готовность к выполнению задач по ликвидации возможного аварийного разлива нефти.

Основной задачей материально-технического и инженерного обеспечения является организация своевременного и полного снабжения подразделений ЦТОРТ и ЛПА техникой, ГСМ, средствами пожаротушения, средствами оповещения и связи, медицинским имуществом, продовольствием, строительными материалами, обменной и специальной одеждой и обувью, а также другими видами материальных и технических средств.

Инженерные решения направлены на предупреждение развития возможных аварий и оперативную локализацию опасных веществ и включают в себя:

- проведение постоянного диспетчерского контроля параметров работы оборудования и трубопроводов;
- наличие противоаварийных сооружений и запасов материалов для ликвидации АВР;
- оснащение аварийных служб новейшими транспортными и техническими средствами; механизмами, оборудованием для оперативной доставки и ликвидации возможных аварии на ППННП;

– обустройство полигона для проведения УТЗ персонала ЦТОРТ и ЛПА.

Материально-технические ресурсы включают в себя оборудование, материалы и технические средства, предназначенные для локализации и ликвидации возможного аварийного разлива нефти, и размещаются на территории ЦТОРТ и ЛПА.

Выделение дополнительной автомобильной техники и средств авиации для обеспечения операций ЛАРН сторонними организациями, а также ГСМ производится на договорной основе «Сибирьнефтегаз» и соответствующих организаций.

Количество труб аварийного запаса по каждому из диаметров составляет 0,05% от протяженности нефтепровода. В ЦТОРТ и ЛПА хранятся копии сертификатов на трубы аварийного запаса. По мере истечения сроков хранения труб аварийного запаса, производится их замена новыми трубами, соответствующими диаметру, толщине стенки и марке стали.

Персонал ЦТОРТ и ЛПА обеспечен необходимыми средствами индивидуальной защиты, согласно номенклатуры утвержденной «Сибирьнефтегаз» № 09-08/2575 от 17.04.2001г., составленной и утвержденной генеральным директором «Сибирьнефтегаз» и согласованной с ГУ ГОЧС Томской области. Резервы финансовых средств УЭТ «Сибирьнефтегаз» создаются на основе резервов подразделений, дополнительных отчислений «Сибирьнефтегаз» в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 26.10.2000г. № 810 (в ред. Постановления Правительства РФ от 20.11.2002г. № 836) «О порядке выделения средств из резервного фонда Правительства Российской Федерации по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и последствий стихийных бедствий» и используются для решения следующих задач при локализации и ликвидации возможных аварийных разливов нефти:

– проведение предупредительных мероприятий;

- приобретение материалов и оборудования для подразделений ЦТОРТ и ЛПА и их своевременной замены по истечению сроков годности и эксплуатации;
- приобретение запчастей и ГСМ;
- проведение мероприятий по поддержанию средств ЦТОРТ и ЛПА в постоянной готовности;
- реабилитацию территорий, водоемов и береговой полосы после ликвидации аварий;
- выплаты сторонним организациям, участвующим в ликвидации аварий.

В целях экстренного привлечения необходимых средств для проведения работ по локализации возможных аварий и ликвидации их последствий в ОАО «Томскнефть» создан резерв средств председателя комиссии по чрезвычайным ситуациям согласно номенклатуры необходимого инструмента, оборудования и материалов.

Материалы, использованные на ликвидацию возможных аварий, постоянно пополняются по указанной в приказе номенклатуре.

Ответственным за все финансовые вопросы, связанные с ЛАРН, является главный бухгалтер «Сибирьнефтегаз».

Питание формирований, выполняющих работы в районе АРН, в первые сутки осуществляется через 12 часов после начала работ через передвижные пункты продовольственного питания, из расчета организации питания 40% формирований горячей пищей и 60% формирований сухими пайками. В последующие сутки формирования обеспечиваются горячей пищей. Доставка продовольствия к пунктам осуществляется автомобильным транспортом по решению руководителя ШЛА.

Медицинская помощь оказывается службой скорой помощи. Для решения этих задач мобилизуются возможности муниципальных и иных лечебных учреждений. На месте ведения АВР должна дежурить бригада медицинской помощи, а ближайшие лечебные учреждения должны быть

уведомлены о возможном поступлении пострадавших от отравления парами нефти и ожогов.

Если первой помощи, оказанной непосредственно в зоне ЧС недостаточно, получившего травмы, увечья, отравления направляют в стационарные медицинские учреждения.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проработаны нормативно-технические документы регламентирующие вопросы аварийно-восстановительных работ на трубопроводах, ценообразования и безопасного ведения работ. Была дана характеристика нефтяного месторождения, из которой мы узнали, что данное месторождение находится в сильно заболоченном районе, приравненном к районам Крайнего Севера и обладает развитой, но довольно изношенной системой трубопроводного транспорта. Так же был проведен анализ технологии аварийно-восстановительных работ, в результате которого было установлено что основным видом ремонта является замена дефектного участка (врезка катушки).

В результате расчетов была определено что за каждый квадратный метр загрязненной поверхности ущерб составил 3763,04руб.

В работе описан комплекс вопросов, позволяющий оценить сложность и важность процесса ликвидации аварийных разливов.

Список источников и литературы

1. Акманов Р.Х. Причины загрязнения пресных подземных вод районов нефтедобычи Башкирии. – Уфа: Изд-во БНЦ УрО РАН, 2012.
2. Берлин Г.И., Терентьева Т.И., Шатова А.С. Отчет о работах сейсморазведочной партии №5/79-80 в Кargasокском районе Томской области зимой 1979–1980 гг.
3. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966.
4. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Иноктаво, 2005. – 368 с.
5. Гумеров А. Г., Азметов Х. А., Гумеров Р. С., Векштейн М. Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А. Г. Гумерова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 271 с.
6. Краснощёкова Л.А. Геологическое строение и условия формирования отложений васюганской свиты (пласт Ю12) Игольской куполовидной структуры / Автореферат. – Томск: изд-во ТГУ, 2006. – 21 с.
7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных отложений Западной Сибири, г.Новосибирск, 2002 г.
8. Конык, О. А. Аварии и аварийные ситуации на промышленных предприятиях. Учебное пособие / О. А. Конык; Сыкт. лесн. ин-т. – Сыктывкар: СЛИ, 2013. – 107 с.
9. Малюшин А.А. Нефтепроводы западной Сибири / А.А.Малюшин, Н.А.Мороз, О.А.Степанов. М.: Недра, 2011 – 442 с.
10. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ Об охране окружающей среды (в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 29.12.2004 №199-ФЗ, от 09.05.2005 № 45-ФЗ, от 31.12.2005 № 199-ФЗ, от 18.12.2006 № 232-ФЗ, от 05.02.2007 № 13-ФЗ, от 26.06.2007 № 118-ФЗ).

11. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов (в ред. Федеральных законов от 07.08.2000 №122-ФЗ, от 10.01.2003 №15-ФЗ, от 22.08.2004 №122-ФЗ, от 09.05.2005 №45-ФЗ, от 18.12.2006 №232-ФЗ).

12. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1) ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

14. ГОСТ 12. 1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92)

15. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

16. ГОСТ 17. 4. 3. 04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

17. ГОСТ 12.1.005-01 «Воздух рабочей зоны»

18. ГОСТ 17. 1. 3. 05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

19. ГОСТ 17. 1. 3. 13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

20. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21

21. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

22. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

23. СНиП III-4-80* Техника безопасности в строительстве

24. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

25. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
26. ВСН 012-88 (части I, II) Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
27. СН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.
28. РД 39-00147105-015–98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
29. РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.
30. РД 153-39.4-067-00 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
31. РД 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. — Уфа: ИПТЭР, 1992.
32. РД-39-0147103-360—89. Инструкция по безопасному ведению сварочных работ при ремонте нефте- и продуктопроводов под давлением. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.
33. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
34. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов
35. Правила охраны магистральных нефтепроводов. М.,1992, утв. Постановлением ГГТН России от 02.04.1992г.
36. Временные указания по технологии и организации ремонтно-восстановительных работ на нефтепроводах, пролегающих в условиях болот и переувлажненных грунтов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1973.
37. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.

38. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах., ИПТЭР, 1996г.

39. Групповой рабочий проект №429 на строительство эксплуатационных скважин N-скоеместорождения / Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа ОАО «ТомскНИПИНефть», 2010г.

40. Промышленная экология. Аварии на нефтепроводах. Немного фактов – <https://myecology.wordpress.com/2009/11/20/>

41. Воздействие на окружающую среду производственных комплексов – <http://textarchive.ru/c-1585838-p39.html>

42. Устранение разливов нефти. Рекультивация земель после загрязнения нефтепродуктами.– http://www.pkvertikal.com/news/2014/ustranenie_razlivov_nefti_rekultivaciya_zemel_posl.html

Приложения

Схема трубопроводов системы ПД Игольского месторождения

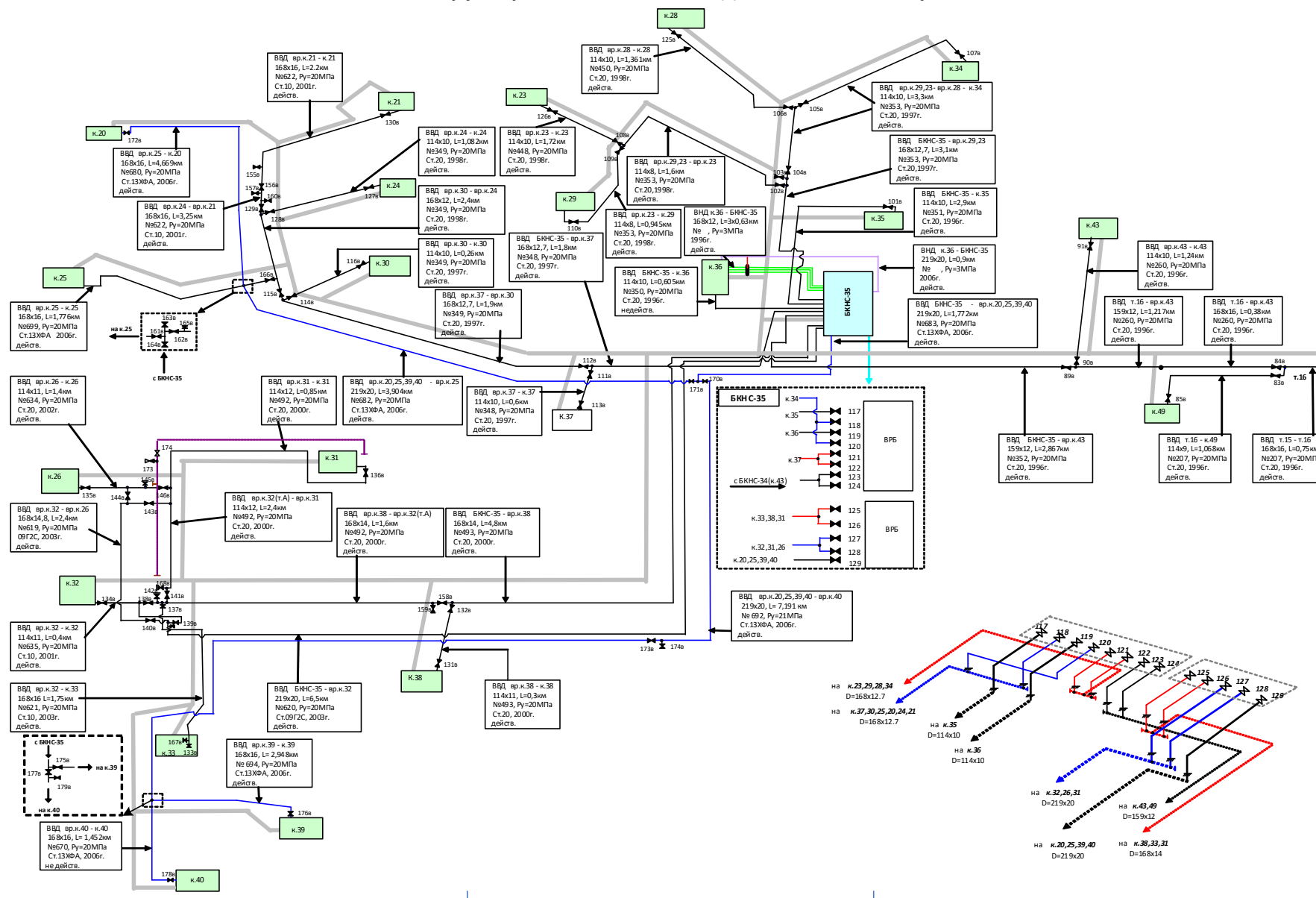




Схема НСК Игольского месторождения

