

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода

УДК 622.692.4.05_048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Савин Максим Владимирович		1.06.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		1.06.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			1.06.2018

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Юлия Сергеевна			1.06.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		1.06.2018

Томск – 2018 г.

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 универсальными, общепрофессиональными и профессиональными Компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ООП
к.п.н, доцент
О.В. Брусник
« ____ » _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы
(дипломного проекта/работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Савину Максиму Владимировичу

Тема работы:

Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода	
Утверждена приказом директора (Дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
	Материалы по магистральному нефтепроводу Красноярск –Иркутск. Рассматривается Техническое перевооружение линейного участка протяженностью 5 км, в зоне замены трубы диаметром 1020 мм.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>1) Проанализировать сведения о гидравлическом расчете участка нефтепровода, механический расчет магистрального нефтепровода, инженерно-геологических, метеорологических и климатических условиях участка;</p> <p>2) Провести выбор материалов, анализ технологических операций, включая подготовительные, земляные и строительно-монтажные работы, а так же работы по демонтажу, укладке, очистке и испытанию трубопровода для трубной продукции с учетом условий эксплуатации трубопровода;</p> <p>3) Расчетная часть.</p> <p>4) Составить смету расходов на проектируемые работы.</p> <p>5) Выполнить анализ опасных и вредных факторов при проведении исследований на линейном участке магистрального нефтепровода, а также рассмотреть экологическую безопасность и безопасность при ЧС персонала.</p>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<p>Схема укладка нефтепровода.</p> <p>Схема проведения работ по демонтажу.</p> <p>Схема сварочно-монтажных работ.</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна, Ассистент ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
АННОТАЦИЯ	ABSTRACT
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович			1.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Савин Максим Владимирович		1.06.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года
 Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2018	Глава 1. Общая часть	20
22.05.2018	Глава 2. Анализ технологических решений	15
29.05.2018	Глава 3. Расчетная часть	10
28.05.2018	Глава 4. Финансовый менеджмент	40
28.05.2018	Глава 5. Социальная ответственность	15
31.05.2018	Представление ВКР (полный текст) научному руководителю	
01.06.2018	Передача ВКР на размещение в ЭБС	
05.06.2018	Передача ВКР на рецензию	
08.06.2018	Подготовка демонстрационных материалов и доклада для защиты	
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		1.06.2018

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		1.06.2018

АННОТАЦИЯ

Дипломный проект посвящён вопросам Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода «XXXXXXXXXX».

Рассмотрены технологические операции: земляные, сварочно-монтажные, изоляционно-укладочные работы, очистка, испытания.

Проектные решения обоснованы механическим расчетом. Рассмотрен вопрос перехода нефтепровода через обводненный участок, приводятся расчёты устойчивости против всплытия трубопровода. Учтены мероприятия связанные с безопасностью труда. Рассмотрен полный расчет сметы затрат на реконструкцию участка нефтепровода.

Дипломный проект представлен в виде пояснительной записки и графической части. Пояснительная записка представлена на 127 стр., количество рисунков – 15 шт., таблиц – 15 шт., использованных источников литературы – 38 шт.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, устойчивость, прочность, балластировка, срок службы трубопровода, метод протаскивания.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода			
Разраб.		Савин М.В.			АННОТАЦИЯ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					7	123
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр.32Б3Д			

ABSTRACT

The diploma project is devoted to the Technical re - equipment of the linear section of the [REDACTED] oil trunk pipeline.

Considered technological operations: excavation, welding and installation works, insulation and paving works, cleaning, and testing.

Design solutions are justified by mechanical calculation. Considered the question of passage of the pipeline through the flooded area, calculated resistance against the ascent of the pipeline. Measures related to occupational safety are taken into account. The full calculation of the cost estimates for the reconstruction of the pipeline section is considered.

The diploma project is presented in the form of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is presented on 110 pages, the number of drawings-15 PCs., tables-15 PCs., used literature sources - 38 PCs.

Keywords: oil trunk pipeline, stability, strength, ballasting, service life of the pipeline, method of dragging.

					ABSTRACT	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

трасса трубопровода: положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

покрытие защитное: Материал и (или) конструкция, изолирующая наружную или внутреннюю поверхность трубопровода от внешней или внутренней среды.

арматура запорная: Промышленная запорная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

байпас: Трубопровод с запорно-регулирующей арматурой, соединяющий вход и выход технологической установки (сооружения), и предназначенный для направления всего или части потока перекачиваемого продукта в обход этой установки, в том числе для исключения ее из работы при обслуживании или в случае отказа.

бровка траншеи (кювета, выемки): Линия пересечения стенки траншеи (кювета, выемки) с поверхностью земли.

					<i>Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Савин М.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				0	123
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.32БЗД		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки		

детали соединительные: Элементы трубопровода, предназначенные для изменения направления его оси, ответвления от него, изменения его диаметра.

давление рабочее: Наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

давление трубопровода испытательное: Максимальное давление, которому подвергается участок трубопровода при предпусковых испытаниях на прочность в течение требуемого времени.

заглубление трубопровода: Расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта - расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

заземление анодное: Устройство, обеспечивающее стекание защитного тока катодной защиты в землю и состоящее из одного или нескольких анодных заземлителей.

проезд вдольтрассовый: Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перевозок грузов и персонала вдоль трассы магистрального трубопровода в период его строительства и эксплуатации

Сокращения

АГРС - автоматизированная газораспределительная станция;

ВЛ - воздушная линия электропередачи;

ГВВ - горизонт высоких вод;

ГРС - газораспределительная станция;

ДКС - дожимная компрессорная станция;

КИП и А - контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КПП - камера пуска (приема) СОД;

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

КС - компрессорная станция;

ЛЭП - линия электропередачи;

ННБ - наклонно-направленное бурение;

НПС - нефтеперекачивающая станция;

НС - насосная станция;

ПГРС - промысловая газораспределительная станция;

ПКУ - пункт контроля и управления;

ПРГ - пункт редуцирования газа;

ПС - перекачивающая станция нефтепродуктов;

ПХГ - пункт хранения газа;

СОД - средство очистки (диагностики);

СПХГ - станция подземного хранения газа;

СУГ - сжиженный углеводородный газ;

УЗРГ - узел замера расхода газа;

УКПГ - установка комплексной подготовки газа;

УППГ - установка предварительной подготовки газа;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ОГЛАВЛЕНИЕ

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	9
Введение.....	14
Обзор литературы.....	Ошибка!
Закладка не определена.	
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	20
1.1 Общие сведения о реконструируемом трубопроводе.....	20
1.2 Общие сведения о районе строительства.....	21
2 ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	25
2.1 Обоснование проводимых работ по перевооружение линейного участка нефтепровода.....	25
2.2 Основные этапы перевооружения.....	26
2.3 Основные технические решения.....	27
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	28
3.1 Технологическая подготовка к строительству.....	28
3.1.1ЛИНЕЙНАЯЧАСТЬ.....	29
3.1.2МОБИЛИЗАЦИОННЫЙ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА.....	29
3.1.3ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ.....	31
3.1.4 Организационно-технологические мероприятия.....	32
3.1.5 Основной период.....	32
3.2 Подготовительные работы.....	33
3.3 Устройство технологического проезда.....	35
3.4 Земляные работы.....	36
3.5 Погрузочно-разгрузочные работы.....	38

<i>Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода.</i>														
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	3.6 Сварочно-монтажные работы.....39									
Разраб.		Савин М.В.			ОГЛАВЛЕНИЕ									
Руковод.		Брусник О.В.												
Консульт.														
Рук-ль ООП		Брусник О.В.												
					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; text-align: center;">Лит.</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">Лист</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">Листов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">123</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">ТПУ гр.32БЗД</td> </tr> </table>	Лит.	Лист	Листов	1	12	123	ТПУ гр.32БЗД		
Лит.	Лист	Листов												
1	12	123												
ТПУ гр.32БЗД														

3.7	Изоляционно-укладочные работы.....	40
3.8	Закрепление трубопровода.....	43
3.9	Очистка и испытание трубопровода.....	43
3.10	Укладка нефтепровода в траншею.....	49
3.11	Сварочно-монтажные работы.....	51
3.3	Демонтаж существующих нефтепроводов.....	54
4	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	54

Ошибка! Закладка не определена.

4.4	Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах.....	65
4.5	Расчет на устойчивость положения против всплытия трубопровода..	70
4.6	Расчет укладки трубопровода методом протаскивания.....	73
4.7	Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон.....	80
4.8	Сварочные работы.....	82
4.9	Ручная электродуговая сварка	83
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	87
5.1	Определение инвестиций в проект.....	87
5.2	Расчет эксплуатационных затрат.....	93
5.3	Расчет показателей экономической эффективности проекта.....	102
6.	Социальная ответственность.....	103
6.1.	Производственная безопасность.....	104
6.2.	Опасные и вредные производственные факторы.....	105
6.3.	Движущие машины и механизмы.....	107
7.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	115
	Заключение.....	118

Список использованных источников.....119

Приложение А.

Приложение Б.

Приложение В

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода			
Разраб.		Савин М.В.			ВВЕДЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					14	123
Консульт.		ВВЕДЕНИЕ						
Рук. пр. ООП		Брусник О.В.			ОГЛАВЛЕНИЕ	ТПУ гр.32БЗД		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				13

Среди основных видов современного транспорта – железнодорожного, водного, автомобильного – трубопроводный транспорт занимает особое место.

Трубопроводный транспорт характеризуется относительной экономичностью, малыми сроками окупаемости, непрерывностью подачи потребителю транспортируемого продукта. Этот вид транспорта нефти и газа – составляющая часть системы снабжения промышленности, энергетики, транспорта и населения городов и поселков топливом и сырьем.

Обеспечение нефтяными продуктами всех городов и регионов России является важнейшим центростремительным фактором нашего социально–экономического развития, лежит в основе формирования единого народнохозяйственного комплекса Российской Федерации.

Нефтепроводы стареют, находясь непрерывно под влиянием внешних воздействий. Со временем возрастают коррозионные процессы вследствие старения изоляционного покрытия. Часто неизбежна и внутренняя коррозия из-за изменения состава транспортируемого продукта, в частности, при увеличении водонасыщенности нефти и наличии серы. Также возможны различные механические повреждения. В этих условиях стоит проблема повышения эксплуатационной надежности и эффективности системы нефтепроводов.

Цель и задачи – Целью дипломного проекта является разработка основных проектных решений по перевооружению линейного магистрального нефтепровода.

Задачи, рассматриваемые в рамках дипломного проекта:

- анализ исходных данных;

гидравлический расчет участка нефтепровода;

					ВВЕДЕНИЕ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

- механический расчет магистрального нефтепровода;
- расчет геометрических параметров трубы;
- расчет трубоукладчиков;
- расчет на устойчивость положения против всплытия;
- расчет сварочных работ;
- анализ технологических операций, включая подготовительные, земляные и строительно-монтажные работы, а так же работы по демонтажу, укладке, очистке и испытанию трубопровода;
- расчет технико-экономических показателей, связанных с перевооружением линейного магистрального нефтепровода.

С целью сокращения косвенных затрат производства необходимо поддерживать высокую надёжность системы нефтепроводов. Одним из способов поддержания эксплуатационной надёжности и эффективности является своевременная реконструкция. В современных условиях для повышения эффективности и надёжности стареющей системы нефтепроводов, проведения её перевооружение, весь круг вопросов, образующих проблему, необходимо решать в комплексе, системно и скоординировано по всему жизненному циклу системы нефтепроводов, исходя из обеспечения наибольшей эффективности.

Обеспечение надёжной и безотказной работы крупных транспортных систем, к которым относятся магистральные трубопроводы, представляет задачу государственной важности, при решении которой значительное место отводится вопросам перевооружение линейной части трубопроводов. В связи с этим тема перевооружение системы нефтепроводов всегда актуальна.

Основные задачи рассматриваемые при выполнении дипломного проекта:

- анализ исходных данных;
- гидравлический расчет участка нефтепровода;
- механический расчет магистрального нефтепровода;
- расчет геометрических параметров трубы;

					ВВЕДЕНИЕ	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- расчет трубоукладчиков;
- расчет на устойчивость положения против всплытия;
- расчет сварочных работ;
- расчет технико-экономических показателей, связанных с перевооружением магистрального нефтепровода.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Магистральные нефтепроводы [REDACTED], протяженностью [REDACTED] км и диаметром 1020 мм (построен в период с [REDACTED] г., введен в эксплуатацию в [REDACTED] г.)

В результате длительной эксплуатации нефтепровода «[REDACTED]» произошло старение труб и значительно снизилась несущая способность магистрального трубопровода. Постоянно изнашивающаяся материальная часть уже существующих магистральных трубопроводов требует постоянного контроля за ее состоянием, проведение профилактических работ, а также капитального ремонта некоторых ее участков. Со времен ввода в эксплуатацию нефтепровода произошло множество аварий.

В результате диагностического исследования внутренней поверхности трубопровода обнаружено много различных дефектов.

Как показано ранее, нефтепроводы стареют, находясь непрерывно под влиянием окружающей среды. Со временем возрастают коррозионные процессы вследствие старения изоляционного покрытия. Часто неизбежна и внутренняя коррозия из-за изменения состава транспортируемого продукта, в частности, при увеличении водонасыщенности нефти и наличии серы. В этих условиях стоит проблема повышения эксплуатационной надежности и эффективности системы нефтепроводов. Следует иметь в виду, что в современных условиях для повышения эффективности и надёжности стареющей системы нефтепроводов, проведения её технического перевооружения линейного участка магистрального нефтепровода, весь круг вопросов, образующих проблему, необходимо решать в комплексе, системно и скоординировано по всему жизненному циклу

					<i>Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Савин М.В.			ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					17	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.32БЗД		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

системы нефтепроводов, исходя из обеспечения наибольшей эффективности. При соответствующем обосновании следует предусматривать прокладку трубопровода в стальном защитном футляре, методами микротоннелирования, наклонно-направленного бурения, горизонтально-направленного бурения, защиту трубопровода железобетонными плитами, применение других технических решений, обеспечивающих безопасность нефтепровода; безопасные расстояния от нефтепровода до зданий и сооружений должны быть не менее предусмотренных в таблице. Для стесненных условий прохождения трассы магистральным нефтепроводом следует руководствоваться требованиями [27], В процессе эксплуатации магистральные нефтепроводы время от времени переходят в неработоспособное состояние, называемое отказом.

Согласно "Руководству по техническому расследованию отказов, повреждений технологических объектов магистральных нефтепроводов" ([REDACTED]) под повреждением понимается нарушение исправности линейной части, вызывающее снижение одного или нескольких технологических параметров по сравнению с проектными - уменьшение пропускной способности, рабочего давления в результате отложений парафина, засорение трубопровода, коррозионных процессов и т.д. За критерий повреждения технологических объектов магистрального нефтепровода принимается величина дефекта, вышедшая за пределы допуска, установленных нормативно-технической документацией на изготовление и сооружение объекта. Повреждения могут быть незначительными, что означает нарушение исправности при сохранение работоспособности. Некоторые незначительные повреждения со временем переходят в категорию значительных и приводят к отказу.

Отказом называется нарушение работоспособности линейной части, приводящее к отключению участка нефтепровода между линейной арматурой для восстановления ее работоспособности. За критерий отказа технологического объекта МН принимается наличие и величина утечки

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

нефти через разрывы, трещины, свищи другие нарушения и факт простоя, недопустимый при условии эксплуатации объекта МН в целом. Отказы, повреждений объектов МН отличаются между собой природой возникновения, стадией существования объекта на которой зародился отказ или повреждение, возможностью их прогнозирования и другими факторами.

Прокладка магистральных нефтепроводов по селитебным территориям не допускается.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.2 Общие сведения о районе строительства

В административном отношении участок производства работ по объекту: Магистральный нефтепровод «XXXXXXXXXX» Д_y XXXX мм, участок XXXX.

Проезд вдоль заменяемого участка нефтепровода возможен по вдольтрассовому проезду.

Растительность в пределах исследуемого участка представлена, преимущественно, смешанными лесами из сосен и берез, вырубленных в коридоре существующих магистральных нефтепроводов, вдольтрассовой воздушной линии электропередач, вдольтрассовой дороги, кабелей, дорог и других сооружений и занятых луговым разнотравьем.

Рельеф в коридоре исследуемого участка магистрального нефтепровода, частично, нарушен при строительстве ниток нефтепровода «XXXXXXXXXX» и расположенного в параллельном створе магистрального нефтепровода «XXXXXXXXXX» и других сопутствующих сооружений.

Климат района резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и теплым, обильным осадками летом. Своеобразие климата исследуемого района определяется его положением в центре материка, приподнятостью над уровнем моря и сложностью орографии.

Согласно [14] участок работ относится к I(B) климатическому району.

С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее поверхность. Начиная с глубины 1,6 м, средняя месячная температура почвы имеет только положительные значения.

Средняя из максимальных за зиму глубина промерзания почвы составляет XXXX см, наибольшая - XXXX см.

					ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Средняя продолжительность устойчивого периода промерзания почвы составляет ■■■ дней

Средняя многолетняя сумма осадков составляет ■■■ мм. Распределение их в течение года неравномерное, основная масса осадков (■■■ %) выпадает в теплый период года, на холодный период приходится ■■■ % годовой суммы осадков.

Снежный покров. Снежный покров появляется в первой декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется в первой декаде ноября, разрушается - в начале апреля. Сход снежного покрова происходит в первой декаде мая. Средняя продолжительность периода со снежным покровом составляет ■■■

Максимальной высоты снежный покров в поле достигает в конце второй декады февраля, в лесу под кронами деревьев - в конце третьей декады февраля. Наибольшая высота снежного покрова за многолетний период наблюдений в поле составила 53 см, в лесу под кронами деревьев - 52 см.

Влажность воздуха. Среднее годовое значение относительной влажности в районе изысканий составляет ■■■ %. Наиболее высокое значение относительной влажности приурочено к декабрю и составляет ■■■ %. Наименьшее значение относительной влажности наблюдается в мае и составляет ■■■ %.

По условию водного режима исследуемые водотоки относятся к гидрологическому району (II б) характерной чертой которого является хорошо выраженное весеннее половодье и дождевые паводки в теплую часть года, в отдельные годы превышающие весеннее половодье, что придает форме гидрографа гребенчатый вид. Летне-осенняя межень прерывистая, зимняя межень устойчивая, низкая.

Участие источников питания меняется в течение года: весной, когда происходит таяние снега, усиливается роль талых снеговых вод, а летом, во время выпадения муссонных дождей, преобладает дождевое питание. Зимой

					ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

питание рек поверхностными водами прекращается, поэтому грунтовые воды в это время являются единственным источником питания рек.

Весеннее половодье начинается обычно во второй половине апреля - начале мая, максимальные расходы воды за половодье обычно проходят в первой половине мая.

Гидрогеологические условия

Уровни грунтовых вод на период изысканий устанавливаются на глубинах [] м на абсолютных отметках []. Водовмещающими отложениями являются суглинки мягкопластичные [].

Коэффициент фильтрации для суглинка туго-мягкопластичного [] равен 0,10 м/сут.

Водоупором являются юрские отложения - суглинки [] и глины [] твердой и полутвердой консистенции.

По степени минерализации грунтовые воды пресные с величиной сухого остатка 414 мг/л, по водородному показателю нейтральные (рН=6,8), по степени жесткости - жесткая (жесткость составляет 7,4 мг-экв/л).

По результатам лабораторных исследований по химическому составу грунтовые воды являются гидрокарбонатными – кальциево - магниевыми .

Грунтовые воды по отношению к бетону нормальной плотности, согласно таблицам 5,6,7 [25] , слабоагрессивны по содержанию агрессивной углекислоты и по водородному показателю.

При периодическом смачивании арматуры железобетонных конструкций возможна слабая хлоридная агрессия.

Питание грунтовых вод осуществляется, главным образом, за счет инфильтрации атмосферных осадков. Уровень подземных вод подвержен сезонным колебаниям, максимальное положение уровня ожидается в периоды интенсивного снеготаяния, дождей, вскрытия и паводка реки. Пониженные участки рельефа трассы в этом случае будут затапливаться.

					ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

В результате проведенных инженерно-геологических изысканий установлено, что на исследуемом участке развита пучинистость грунтов различной степени в периоды сезонного промерзания, развиты процессы заболачивания пониженных участков рельефа трассы, русловых и пойменных участков рек.

					ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

2 ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

2.1 Обоснование проводимых работ по перевооружение линейного участка нефтепровода

На данном участке нефтепровода, по результатам внутритрубной и электрометрической диагностики выявлены следующие виды дефектов:

- дефекты изоляции (неудовлетворительная адгезия, порывы, отсутствие изоляции и т. д.);
- дефекты коррозии (утонение стенки, влияние стресс-коррозии, ручейковой коррозии и т. д.);
- дефекты сварных стыков (вследствие износа и брака при проведении строительного-монтажных работ);
- дефекты геометрии трубопровода (вмятины, гофры, овальность более $x\%$ и т. д.);
- отклонения от проектного положения, на данном участке присутствует зона с подводной укладкой трубопровода по дну реки, при которой не допустимо провисание трубопровода имеющее место на данном участке. Также имеются зоны с выходом трубопровода на дневную поверхность, что также не допускается нормативными документами.

2.2 Основные этапы перевооружения

В данном дипломном проекте рассмотрена Техническое перевооружение линейного участка нефтепровода «XXXXXXXXXX», длиной XXXX. Реконструкция выполняется в 2 этапа.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода			
Разраб.		Савин М.В.			ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					25	123
Консульт.						ТПУ гр.32Б3Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Первый этап включает в себя:

- монтаж проектируемых участков трубопровода в параллельном створе с бровки траншеи;
- монтаж кожуха D_N █████ закрытым способом через автодороги;
- протаскивание через кожух D_N █████ проектируемого трубопровода D_N1020 ;
- герметизация межтрубного пространства кожух-рабочий трубопровод манжетами, на участках прохождения в защитном кожухе трубопровод оснащается опорно-направляющими кольцами;
- замена колодцев отбора давления и вантуза в районе задвижки;
- монтаж нового вантуза;
- испытание трубопровода;
- подключение вновь уложенного участка к существующему нефтепроводу с предварительным отключением действующего нефтепровода и его опорожнением;
- подключение вновь уложенного участка к существующей системе ЭХЗ;
- обустройство вновь подключенного участка трубопровода опознавательными и предупреждающими знаками;
- очистка существующего заменяемого участка нефтепровода от остатков нефти;
- демонтаж участков существующего трубопроводов в местах осуществления врезок и на пересечении с проектируемым МН с устройством заглушек на торцах существующего трубопровода, демонтируемого вторым этапом;
- консервация существующего трубопровода D_N █████ под дорогами с усовершенствованным покрытием путем заполнения цементным раствором: трубопровод заглушить путем приварки металлических листов по концам отсеченного участка, заполнить цементным раствором и засыпать;
- рекультивация;

					ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Второй этап включает в себя:

– демонтаж оставшихся участков трубопровода участков нефтепровода поднятием на бровку траншеи вместе с сопутствующими сооружениями, ограждениями, знаками и табличками;

- рекультивация.

2.3 Основные технические решения

Учитывая большую протяженность перевооружение линейного участка реконструкция предусматривается без остановки перекачки. Во избежание порыва трубы предлагается выбрать схему ремонта без подъема нефтепровода с сохранением его положения. Ремонт линейной части предусматривает:

- восстановление толщины стенки труб;
- замена изоляции.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода, установка вешек, сдача трассы заказчиком подрядчику;
- планировка полосы в зоне движения ремонтной колонны;
- восстановление вешек;
- разработка траншеи с двух сторон от трубопровода на глубину 1.0м ниже нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных внутритрубными инспекционными снарядами и другими методами, ремонт их при необходимости;
- расстановка грузоподъемных механизмов с соблюдением технологических параметров ремонтной колонны;

					ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

- доработка траншеи вручную и подкапывающей машиной ниже нижней образующей с поддержкой нефтепровода трубоукладчиками, без изменения его положения;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- выполнение работ по устранению дефектов стенки трубы;
- повторная очистка от окалины, брызг металла;
- нанесение грунтовки и изоляционного покрытия;
- восстановление средств электрохимзащиты;
- присыпка трубопровода;
- подбивка грунта;
- монтаж железобетонных утяжелителей на заболоченных участках;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- планировка и рекультивация трассы;
- контроль качества изоляционно-укладочных работ.

В данном дипломном проекте представлены гидравлический и механический расчет, расчет изоляционно-укладочных работ, расчет балластировки трубопровода.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Технологическая подготовка к строительству

Подготовка к строительству заключается в создании оптимальных условий, для выполнения работ по техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода. Согласно принятым методам производства СМР готовится парк строительных машин, комплектуется оборудование, оснастка.

					<i>Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Савин М.В.</i>			ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					28	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.32Б3Д		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Одновременно приобретается построечный инвентарь и приспособления. Работы по строительству трубопровода предусматривается выполнять комплексным методом, каждый вид работ выполняют бригады, специализирующиеся на отдельных видах работ.

Для устройства ЭХЗ и электроснабжения потребителей организуется специализированная бригада.

3.1.1 Линейная часть

Строительство трубопроводов следует осуществлять единым комплексным технологическим потоком (КТП) выполняющим весь цикл работ, от подготовительных, до испытания. В составе комплексного потока предусматривается создание одной бригады по расчистке трассы от лесорастительности и создание одной бригады по земляным работам.

КТП должен быть оснащен необходимым количеством и резервом строительной техники, машин, оборудования и объединен единым руководством.

Работы на трассе механизированным комплексным технологическим потоком выполняются в следующей технологической последовательности:

- подготовка строительства;
- инженерно - технологическая подготовка работ линейного потока;
- работы линейного потока.
- В проекте предусмотрены следующие периоды работ:
- организационный период;__ - мобилизационный период;
- подготовительно - технологический период;
- строительно-монтажные работы;
- пневматические испытания нефтепровода;
- сдача объекта;
- демонтажные работы.

3.1.2 Мобилизационный и подготовительный период строительства

В мобилизационный период выполняются следующие основные работы по

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

подготовке к строительству:

- уточнение мест для проживания работающих;
- определение и согласование схемы водоснабжения и энергоснабжения;
- перебазировка механизмов для выполнения комплекса работ подготовительного периода;
- подготовка площадок для приема грузов;
- доставка необходимых мобильных зданий для устройства городка строителей;
- организация работы транспортных подразделений;
- организация разработки карьеров местного грунта;
- доставка материалов и оборудования на площадки складирования;
- перебазировка основных строительных подразделений. Должны быть выполнены следующие виды подготовительных работ:
- инженерно-геодезические работы;
- инженерная подготовка территории, необходимая для начала производства работ;
- устройство временных городков строителей;
- устройство временных подъездных дорог, съездов и подъездов;
- устройство переездов через водотоки и существующие трубопроводы;
- расчистка площадок отвода от леса и кустарника;
- срезка плодородного слоя почвы и обеспечение его сохранности__ -
- определение основных зон работ.

В подготовительный период производится и технологическая подготовка к строительству, которая заключается в:

- создании производственных условий, при которых возможно нормальное выполнение строительно-монтажных работ по возведению отдельных сооружений;
- обеспечении эффективного использования капитальных вложений;
- определении очередности застройки с учетом ряда технических

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

фак-торов;

- определении строительных потоков.

Расчет необходимого количества строительных потоков следует произвести при составлении проекта производства работ.

Организационно-техническая и инженерная подготовка строительства осуществляется в два этапа:

I этап - организационные мероприятия, выполняемые до подписания договора с подрядчиком;

II этап - технические мероприятия и строительные работы по подготовке площадок строительства.

3.1.3 Организационные мероприятия

До начала строительства Заказчику необходимо выполнить ряд организационных мероприятий:

- получение разрешения на строительство, регистрация в территориальном органе Ростехнадзора проекта, согласованного со всеми заинтересованными организациями, оформление материалов землеустроительного дела на объекты строительства и временные площадки;
- получение разрешения на разработку карьеров грунта;
- определение подрядчика по результатам торгов;
- получение от организации, осуществляющей технический надзор, подтверждения готовности подрядчика к выполнению работ по реализации проекта; ___ - оформление разрешительной документации на производство работ в охранной зоне действующих коммуникаций;
- уведомление Ростехнадзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале и сроках проведения работ;
- решение вопросов обеспечения строительства технологическим борудованием , материалами, конструкциями и изделиями;

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- разработка и утверждение документации для строительства;
- размещение заказов на оборудование, материалы (первоочередные по ставки) в соответствии с заказными спецификациями;
- отвод площадок в натуре;
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы от заказчика подрядчику с оформлением акта;
- открытие финансирования;
- заключение договоров с подрядчиками.

3.1.4 Организационно-технологические мероприятия.

Подрядные организации на II этапе выполняют:

- приемку от заказчика разбивочной основы в натуре;
- разработку ПНР;
- строительство подъездных дорог к объектам строительства;
- строительство и развертывание временного городка строителей, складского хозяйства, ремонтной и других служб, устройство телефонной радио-связи, организацию диспетчерской службы;
- освоение районов строительства с организацией пунктов приема грузов и перевалочных баз;
- расчистку площадок от лесорастительности;
- последовательную перебазировку в район строительства производственных подразделений.

В первую очередь перебазировываются производственные подразделения, которые занимаются обустройством пунктов приема грузов, жилого городка, освоением района строительства, инженерно-технической подготовкой и др. первоочередными работами. Затем перебазировываются основные строительномонтажные подразделения.

3.1.5 Основной период

					<i>ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</i>	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с рабочей документацией при строительстве трубопроводов выполняется следующий комплекс основных строительного-монтажных работ:

- геодезические работы;
- земляные работы;
- монтаж трубопроводов;
- демонтаж трубопроводов;
- устройство монолитных бетонных и железобетонных конструкций;
- монтаж стальных, сборных бетонных и железобетонных конструкций;
- монтаж технологического оборудования;
- электромонтажные работы;
- пусконаладочные работы.

3.2 Подготовительные работы

До начала производства подготовительных работ необходимо:

- обеспечить стройку проектно-сметной документацией;
- определить поставщиков и время поставки грузов (материалов, труб, оборудования и т.п.).

Произвести технологическую подготовку производственных условий, при которых возможно нормальное выполнение строительного-монтажных работ, т.е. подготовить парк строительных машин, скомплектовать оборудование и обеспечить оснастку. Необходимо приобрести все необходимые приспособления и инвентарь для выполнения работ по техническому перевооруженного линейного участка магистрального нефтепровода.

Для обогрева рабочих на трассе используются мобильные инвентарные помещения, перемещающиеся одновременно с колонной по трассе в полосе временного отвода. Грузы (материалы, трубы, оборудование и т.п.) будут доставляться со складов по вдоль трассовому проезду автотранспортом на место производства работ. Электроснабжение на линейных работах осуществлять от передвижных

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

электростанций (ПЭС).

Строительство трубопроводов следует организовывать в соответствии с требованиями нормативно технической документации [3].

До начала работ по расчистке строительной полосы, осуществить разметку ее ширины. Разметку строительной полосы выполняет звено, состоящее из двух рабочих. Разметка производится с помощью стальной ленты или рулетки.

По границам размеченной строительной полосы устанавливают вешки, а на деревьях, которые подлежат повалу затески топором. Ширина полосы отвода составляет 22 м.

В процессе работ по расчистке строительной полосы от леса необходимо контролировать соответствие выполняемых работ проекту и основам лесного законодательства России.

К выполнению работ по расчистке строительной полосы приступить после проведения комплекса организационно-подготовительных мероприятий:

- назначение ответственного лица за своевременное, а также качественное выполнение работ;
- произвести разметку границ строительной полосы (затесками на деревьях и вешками);
- определение способов использования или уничтожения сучьев и т.п.;
- подготовка дорог для вывоза лесоматериалов с разделочных площадок;
- инструктаж членов бригады по технике безопасности.

В первую очередь расчищают захватку, расположенную в зоне прохождения трелевочного волока. Трелевочный волок прокладывают в зоне работы строительного-монтажных машин с учетом дальнейшего использования его в качестве временной дороги. Валку деревьев осуществляют параллельно волоку по направлению трелевки.

Валку леса произвести бензомоторными пилами, для этого строительную полосу разбить на захватки, параллельные оси трассы. В зависимости от

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

категории лесной растительности ширина захватки должна быть 5 - 8 м, длина 300- 400 м. Расчистку начать на захватке примыкающей к трелевочному волоку.

Расчистку осуществляет звено, состоящее из 3-х человек: вальщика 6-го разряда и 2-х лесорубов 2-го разряда. Фронт работ для вальщика готовят 2 лесоруба,

которые идут на расстоянии 50 метров от него. Лесорубы вырубает вокруг дерева кустарник, подрост, убирают на 50-60 см вокруг дерева все, что мешает

спиливанию. Расчищают дорожки 3-4-х метровой длины для того, чтобы вальщик мог быстро отойти от дерева, когда оно начнет падать.

Зимой при глубине снега от 10 до 50 см рабочее место вальщика необходимо очистить от снега, утоптать его вокруг дерева. При затруднение доступа к деревьям из-за большого количества снега, необходимо окопать ствол на шириной около полуметра.

Порубочные остатки использовать для ремонта лежневых дорог.

3.3 Устройство технологического проезда

При сооружении нефтепровода предусматривается использование технологического проезда, расположенного с правой стороны проектируемого нефтепровода.

На болотах II типа, расположенных по всей длине участка строительства, технологический проезд устроить в виде лежневой дороги с двухрядным лежневым настилом и грунтовой дорогой. Ширина проезжей части лежневой дороги составляет 6 м. Материалом для строительства может служить древесина любых пород второго сорта, влажность не ограничивается.

Ось дороги закрепить выносными столбами и кольями, установленными вне зоны расположения строительной полосы. Выносные столбы расположить не реже чем через 100 м. На выносных столбах и кольях должны быть надписи с указанием точки и расстояний до оси трубопровода.

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Все надписи на выносках должны быть обращены в сторону оси трассы дороги и сохраняться в течении всего периода строительства.

В местах пересечения с коммуникациями на болотах предусмотреть устройство лежневого переезда. Для подъезда к трассе использовать существующие дороги и зимники, с которых предусмотреть устройство съездов.

3.4 Земляные работы

Прокладка трубопровода на всем протяжении трассы принята подземная с заглублением до верха трубы не менее 0,8 м [6]. Принимаем глубину траншеи 1,2 м.

Ширина траншеи по дну при балластировке участка магистрального нефтепровода утяжелителями должна быть равна не менее $2,2D$ [2], принимаем мм.

В условиях торфяных болот незначительной мощности со слабо разложившимся поверхностным слоем и непромерзающих болот возможна разработка верхнего слоя одноковшовым экскаватором с лежневой дороги. Для сохранения возможности производства работ экскаватором без предварительного рыхления ,снеговой покров на полосе земляных работ по отрывке траншей максимально сохранять и убирать непосредственно перед разработкой траншеи. Отрывку траншеи производить экскаватором с обратной лопатой (рисунок 3.1), оборудованным ковшом емкостью от 0,8 до 1,0 м³

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

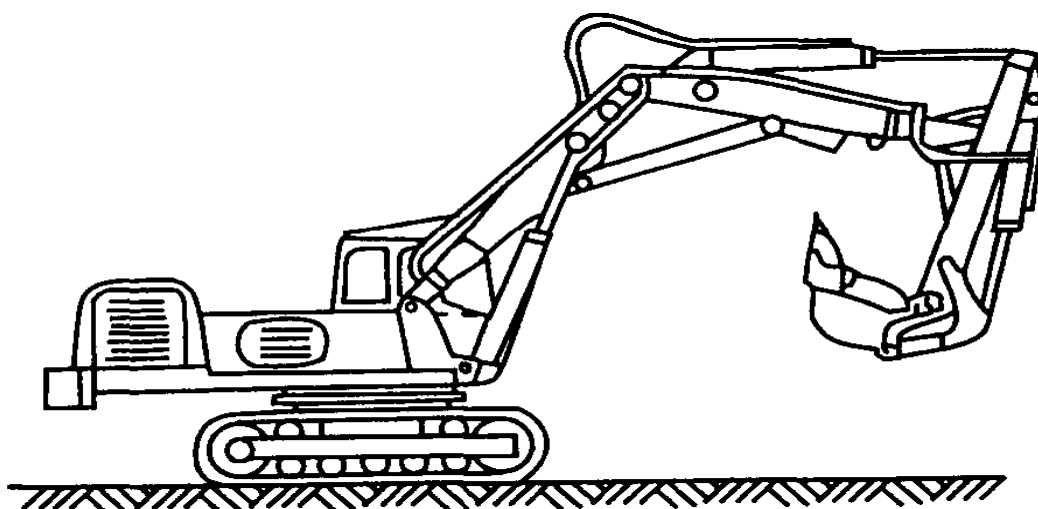


Рисунок 3.1 -Экскаватор

Экскаватором разрабатывать мерзлый торфяной покров болота и болотный грунт, находящийся в пластичном состоянии под мерзлым торфяным покровом за одну проходку. Грунт укладывать в отвал на расстоянии 4 – 4,5 м от оси траншеи слева по направлению движения экскаватора. Крутизну откосов траншеи разрабатываемой на болотах принимать согласно таблице 3.1[6].

Таблица 3.1 - Крутизна откосов траншей, разрабатываемых на болотах

Торф	Крутизна откосов траншей, разрабатываемых на болотах типа		
	I	II	III (сильно обводненные)
Слабо разложившийся	1:0,75	1:1	-
Хорошо разложившийся	1:1	1:1,25	По проекту

При выполнении земляных работ не допускается недобор грунта. Приямки технологического назначения должны разрабатываться одновременно с траншеей.

В обледенённую траншею трубопровод укладывать запрещено, предварительно необходимо удалить наледь при помощи экскаватора. Перед

укладкой трубопровода необходимо разравнять дно разрабатываемой траншеи.

Необходимо проверять правильность положения ко дну траншеи укладываемого трубопровода, а также, при необходимости исправляя состояние изоляционного покрытия.

Сразу после того, как участок трубопровода уложен в траншею, оснащен балластом, необходимо произвести засыпку разрабатываемой траншеи. Послеустановки различной запорной арматуры, КиП, места установки также засыпаются. При засыпке участка магистрального нефтепровода мерзлым грунтом, щебнем, гравием, для сохранения изоляции предварительно присыпать мягким грунтом.

После засыпки, над трубопроводом устроить валик, учитывая предполагаемую высоту осадки грунта.

3.5 Погрузочно-разгрузочные работы

Погрузочно- разгрузочные работы не обходимо выполнять, используя исключительно ту технику , которая соответствует по своим техническим характеристикам, таким как грузоподъемность, вылет стрелы и др.

Выгрузку труб из железнодорожных вагонов осуществлять по схеме: вагон-склад-автомобиль.

Трубы из железнодорожных полувагонов разгружать краном на колесном ходу КС - 2561Е (рисунок 3.2). На трассе разгрузку произвести краном-трубоукладчиком ТО - 1224Б.

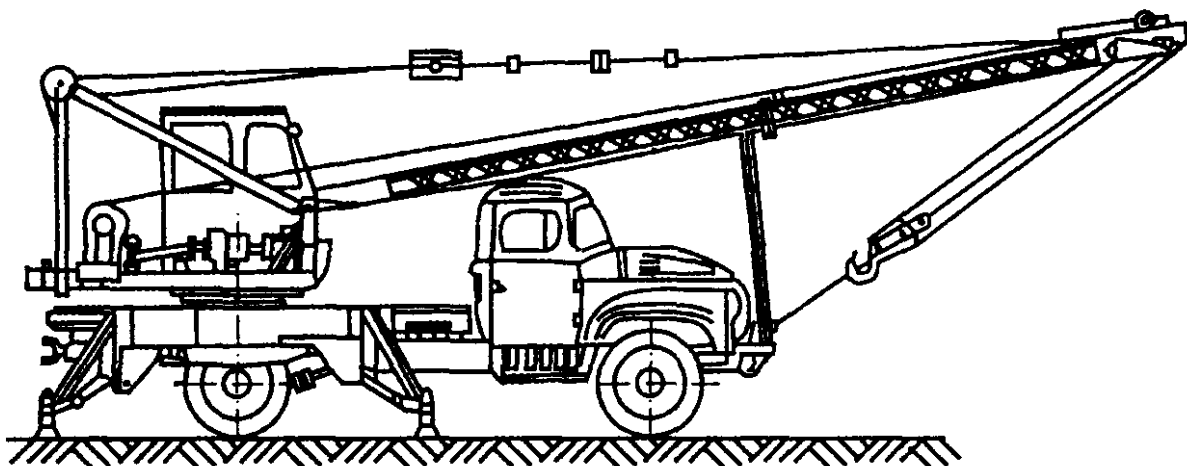


Рисунок 3.2 - Автомобильный кран КС-2561Е

При транспортировке труб использовать трубовоз грузоподъемностью не менее 9 т с перевозкой за одну ходку 20 труб [3]. Для перевозки труб на болоте II типа допускается применять автомобили Урал-375Е, ЗиЛ-131, КраЗ-255Б, гусеничные транспортные средства.

При раскладке вдоль траншеи, трубы следует размещать на расстоянии около двух метров от бровки разрабатываемой траншеи, под углом порядка пятнадцати градусов к оси трубопровода.

3.6 Сварочно-монтажные работы

Необходимо производить визуальный осмотр, очистку внутренней полости трубопровода от грязи и снега, деформированные концы труб подлежат обрезке, кромки вместе со внутренней и наружной стороной поверхности труб на ширину не менее 10 мм необходимо очистить до чистого металла[7]. При глубине плавных вмятин до 4% диаметра трубы, разрешается применять правку безударными устройствами. При положительных температурах окружающего воздуха, работы ведутся без предварительного подогрева, при отрицательных же необходимо предварительно нагреть ремонтируемый участок трубопровода.

Участки и торцы труб с вмятиной глубиной % диаметра трубы

или имеющие надрывы необходимо вырезать.

Сборку труб производить с использованием наружных центраторов, сборку захлестов и других стыков так же производить с применением наружных центраторов.

Подача труб к месту центровки и ее осуществление выполнять с помощью трубоукладчиков ТО – 1224Б.

Сборку и сварку труб в плетъ на трассе выполняют поточно-расчлененным методом. С помощью крана-трубоукладчика подают очередную трубу, устанавливая по всему периметру стыка требуемый зазор, который контролируют универсальным шаблоном и жестко фиксируют стык центратором. Затем стык подогревают, контролируя термокарандашами или термометрами ТП-1 контактного типа.

Нагрев должен быть равномерным по всему периметру труб до требуемой температуры на расстоянии 150 мм от торцов.

Первый слой шва выполняют одновременно два сварщика электродами с основным покрытием диаметром 3 мм. Для ручной электродуговой сварки неповоротных стыков применять двухпостовые установки типа УС – 21 и четырехпостовые УС – 41 которые подбирают из расчета обеспечения всех одновременно работающих сварщиков и создания резерва из одного - двух постов [21].

Последующие заполняющие слои выполняют два сварщика на каждом слое. После сварки каждого слоя тщательно зачищают поверхность шва от шлака электрошлифовальными машинками, оснащенными абразивными кругами толщиной 5 ÷ 6 мм или круговыми металлическими щетками.

Границы работы

каждого сварщика должны быть четко обозначены.

По окончании сварки или после вынужденных перерывов стык укрывают теплоизоляционным поясом.

При недостаточном естественном освещении общее освещение рабочей

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

зоны осуществляется двумя прожекторами напряжением 220 В, установленными на передвижной электростанции сборочного звена.

Качество сварки неповоротных стыков контролируют передвижными лабораториями РМЛ – 2В, ВЛК – 2 или автоматизированными комплексами АКП – 141, АКП – 143 и др.

Контроль сварных стыков трубопровода производить:

- в форме систематического операционного контроля;
- визуальным осмотром;;
- проверкой сварных швов с использованием неразрушающих методов-контроля;
- проведением испытаний соединений.

3.7 Изоляционно-укладочные работы

Производство изоляционно-укладочных работ осуществлять механизированным способом, совмещенным методом.

Поверхность трубопровода перед изоляцией очищают и высушивают, обезжиривают. После очистки шероховатость поверхности металла должна сохраниться для обеспечения достаточного сцепления с изоляционным покрытием.

При низких температурах окружающей среды, поверхность трубы необходимо подогреть.

В трассовых условиях наружную поверхность трубопровода очищать самоходной очистной машиной ОМЛ – 8А [6]. Мелкие дефекты поверхности металла допускается удалять шлифмашинкой.

При изоляции трубопровода использовать характеристики изоляционного покрытия по таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Характеристики изоляционного покрытия

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Вид покрытия	Тип покрытия	Условия нанесения покрытия	Конструкция защитного покрытия (масса 1 м ² , кг)	Толщина покрытия, мм
Ленточное поливинилхлоридное	Усиленный	Трассовые	Грунтовка ГТ-760 ИН или ГТ-831 НИ с- расходом не менее 0,1 кг/м ²	-
			Лента поливинилхлоридная типа ПВХ-БК, ПИЛ, ПВХ-СК, 2 слоя (0,51)	0,8
			Обёртка защитная типа ПЭКОМ, ПЭКОМ-М, ПДБ, 2 слоя (0,53)	1,2

Изолированный участок трубопровода необходимо в кратчайшие сроки уложить в предварительно подготовленную траншею, засыпать или частично присыпать землей для защиты покрытия от воздействия атмосферы.

Клеевые грунтовки, изоляционные ленты и обертки наносит на поверхность трубопровода за один проход самоходной изоляционной машиной ИЛ –521.

Перед началом работ очистную, изоляционную машины, используемые при производстве работ по капитальному ремонту необходимо тщательно осмотреть на наличие трещин в корпусе, проверить наличие рабочего инструмента, а затем опробовать на холостом ходу.

Изоляционная машина обязательно должна быть хорошо заземлена, а также оборудована специальным устройством предотвращения накапливания зарядов статического электричества.

Грунтовку перед нанесением следует тщательно перемешивают для обеспечения однородности покрытия. При необходимости разрешается разбавлять грунтовку до достижения достаточной консистенции для обеспечения однородности покрытия.

Изоляционные ленты следует наносить на трубопровод по свеженанесен-

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

ной невысохшей грунтовке. При низких температурных условиях необходимо предварительно выдерживать изоляционные ленты в теплом помещении, а поверхность трубопровода, при необходимости, подогревать.

Не допускать перекосов, морщин при нанесении, рулоны должны быть хорошо отторцованы для обеспечения качественного нанесения.

Изоляционную

машину перед началом работ калибруют под параметры ремонтируемого участка нефтепровода.

Допускается неплотное прилегание изоляционного полотна в зоне сварного шва, впоследствии данный дефект устранится при засыпке грунтом.

Непосредственно перед засыпкой необходимо проверить адгезионные свойства, используя адгезиметры.

Укладку в траншею производить методом опускания трубопровода с одновременной его изоляцией механизированным способом.

При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

- оптимальное количество и определение расстояний между кранами-трубоукладчиками, а также определение минимального требуемого подъема трубопровода над траншеей при проведении работ;
- сохранность покрытия трубопровода, обеспечивающее изоляцию;
- расположение трубопровода в траншее согласно проекту.

Изоляционно-укладочные работы осуществлять с применением трех кранов-трубоукладчиков ТО – 1224Б, оснащенных троллейными подвесками и расположенных на расстоянии 12 -15 м друг от друга. При расположении крана трубоукладчика в потоке вслед за изоляционной машиной необходимо применения мягких полотенец для обеспечения сохранности изоляционного покрытия трубопровода.

Резкие рывки в работе кранов-трубоукладчиков, касание трубопровода о стенки траншеи и удары его о дно не допускаются.

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Трубопровод укладывать на подсыпку из мягкого грунта толщиной не менее 10 см и присыпать таким же грунтом на 20 см с обязательной подбивкой пазух.

При совмещенном способе изоляционно-укладочных работ их выполнение допускается при температуре окружающего воздуха не ниже минус 30°С в соответствии с техническими условиями на изоляционные материалы.

3.8 Закрепление трубопровода

Трубопровод рассчитан против всплытия (на устойчивость положения) в расчетной части. Навеска грузов выполняется трубоукладчиками ТО – 1224Б с временной лежневой дороги.

Перед установкой утяжелителей необходимо на участок установки положить предохранительное полотно, размеры которого зависят от разметов трубопровода, для обеспечения целостности покрытия[25].

3.9 Очистка и испытание трубопровода

Перед началом эксплуатации вновь отремонтированного участка магистрального нефтепровода необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода.

При производстве работ по очистке необходимо:

- осушить полость трубопровода, удалить верхний рыхлый слой ржавчины на внутренней полости нефтепровода, удалить грунт, попавший во внутреннюю полость трубы при выполнении работ, а также различные предметы;
- Для проверки постоянства сечения вновь отремонтированного нефтепровода необходимо произвести запуск поршня, положительный результат данной проверки дает гарантию прохождения данного участка очистными и разделительными устройствами при последующей эксплуатации нефтепровода;
- работы по очистке внутренней полости трубопровода необходимо производить до обеспечения сохранения качества транспортируемой по данному

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

нефтепроводу нефти без ее обводнения или загрязнения.

Очистку полости вновь отремонтированного участка трубопровода необходимо выполнять продувкой с пропуском очистного устройства [3].

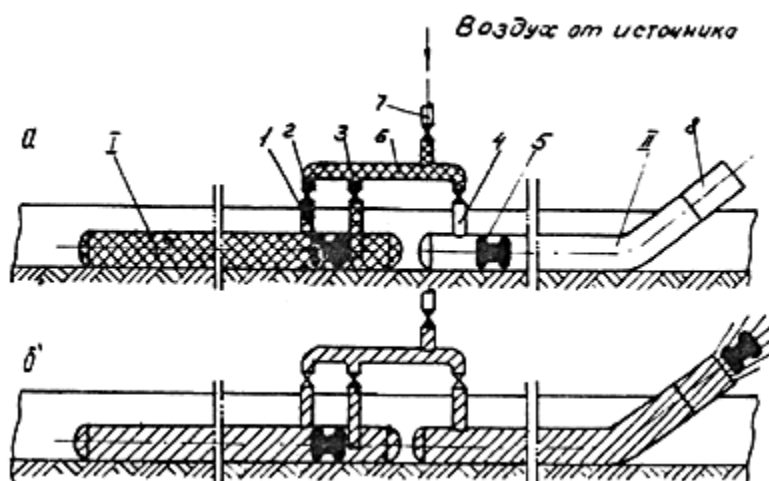
Перед началом продувки необходимо обследовать линейную арматуру на предмет полного открытия, при несоблюдении данного требования работы начинать запрещено.

Если в процессе продувки запущенное очистное устройство из-за непроходимости сечения трубопровода застряло, то его необходимо извлечь, устранить причину застревания, затем процесс продувки начать сначала.

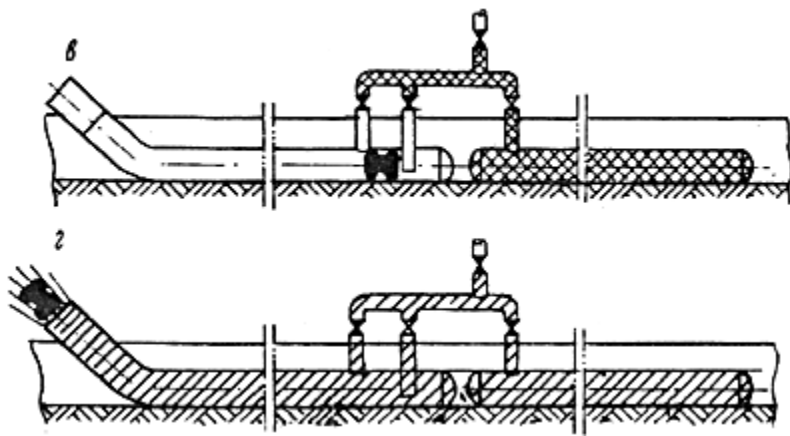
После окончания испытания на концы испытываемого трубопровода необходимо установить специальные заглушки для недопущения повторного загрязнения внутренней полости трубопровода.

Продувку необходимо выполнять сжатым воздухом, который поступает из ресивера, созданного на прилегающем участке трубопровода, с обеих сторон ограниченного запорной арматурой.

Принципиальная схема продувки сжатым воздухом приведена на рисунке 3.3.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



а - участок подготовлен к продувке плеча II; б - выпуск поршня из плеча II;
 в - участок подготовлен к продувке плеча I; г - выпуск поршня из плеча I;
 1 и 5 - очистные поршни; 2, 3, 4 - перепускные патрубки с кранами;
 6 - коллектор; 7 - подводящий патрубок; 8 - продувочный патрубок.

Рисунок 3.3 - Принципиальная схема продувки трубопровода воздухом

Узел подключения необходимо расположить в середине продуваемого участка, для разделения его на два плеча, попеременно являющиеся друг для друга ресивером и продувочным плечом.

Продувку с пропуском очистных поршней проводят в следующем порядке:

- по патрубку закачивают воздух через коллектор в плечо, при этом должны быть закрыты краны на патрубок предварительно проверена герметичность плеча;
- необходимо открыть кран на патрубке произвести продувку плеча;
- отрезают продувочный патрубок и на его место устанавливают заглушку;
- в плече, ранее выступавшим в роли ресивера, вместо срезанной заглушки устанавливают продувочный патрубок;
- производят закачку воздуха через подводящий и перепускному патрубку, при этом, предварительно проверив на герметичность, необходимо закрыть краны на патрубках;
- необходимо закрыть кран на подводящем патрубке для недопущения утечки воздуха;
- открыть кран на перепускных патрубках и произвести продувку.

При проведении продувки при помощи пропуска поршня давление воздуха, необходимое для продувки, следует определять по таблице 3.3[3].

Таблица 3.3 - Давление в ресивере

Условный диаметр трубопровода, мм	Давление в ресивере, не менее, МПа (кгс/см ²)	
	для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
До 250	1,0 (10)	2,0 (20)
От 300 до 400	0,6 (6)	1,2 (12)
От 500 до 800	0,5 (5)	1,0 (10)
От 1000 до 1400	0,4 (4)	0,8 (8)

Диаметр байпасной линии и арматуры при проведении продувки подбирается исходя из диаметра испытываемого участка.

Если вылет очистного устройства при проведении продувки участка трубопровода с пропуском очистного устройства сопровождается выходом незагрязненной струи из патрубка, то, в таком случае, продувку можно считать законченной.

При сопровождении вылетевшего очистного устройство струей загрязненного воздуха, процедуру продувки участка нефтепровода следует выполнить повторно. При выходе некоторого количества воды из патрубка необходимо помимо очистного устройства запустить разделитель для вытеснения воды, находящейся во внутренней полости нефтепровода.

Если продувка участка нефтепровода выполняется без пуска очистного устройства, то она считается законченной при выходе струи чистого воздуха.

Трубопровод испытывать пневматическим (воздухом) способом.

Трубопровод испытать в 2 этапа [18]:

- первый этап – после укладки с давлением, равном испытательному 2

МПа;

Заполнение воды в трубопровод осуществляют через фильтры, исключаящие попадание в полость трубопровода песка, ила, посторонних предметов из водоема. При заборе воды из водоема на всасывающем трубопроводе устанавливается сетка для исключения попадания гидрофауны. Для приема

использованной воды во время промывки предусмотрен амбар. Для ориентирования в безопасном направлении струи воды и загрязнений на конце очищаемого участка следует устанавливать промывочные патрубки. После отстоя вода из амбара закачивается повторно в трубопровод для использования при гидравлическом испытании.

Испытание на прочность и проверка на герметичность проводится гидравлическим способом. Это наиболее эффективный способ. Он позволяет создать в трубопроводе повышенное давление практически без дополнительной закачки воды в трубопровод после его заполнения, что обеспечивает более полное выявление скрытых дефектов, а также относительную безопасность проведения работ.

В начале и конце испытываемого участка установить контрольно-измерительные приборы для измерения давления. Для этого применяются проверенные, опробованные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление $4/3$ испытательного. Дистанционные приборы установить вне охранной зоны [4].

Для проведения гидравлического испытания должны быть установлены зоны безопасности.

Закачку воды для гидравлического испытания участка наполнительным агрегатом. При помощи опрессовочного агрегата давление в трубопроводе поднимают до давления испытательного, равного [REDACTED]. для данной трубы в нижней точке испытываемого участка [REDACTED] МПа. Время выдержки под испытательным давлением должно [REDACTED] ч. При этом давление в верхней точке испытываемого участка должно быть не менее [REDACTED] Рраб. Проверку на герметичность участка трубопровода проводить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до проектного рабочего, в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее [REDACTED] часов. При совместном испытании на прочность участков I категории с участками III категорий нижняя точка трубопровода принимается на участке

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

III категории. Утечки выявляют визуальным осмотром и с помощью течеискателей. Если в трубопроводе обнаружены дефекты, их устраняют силами ремонтного звена, затем трубопровод подвергают повторному испытанию.

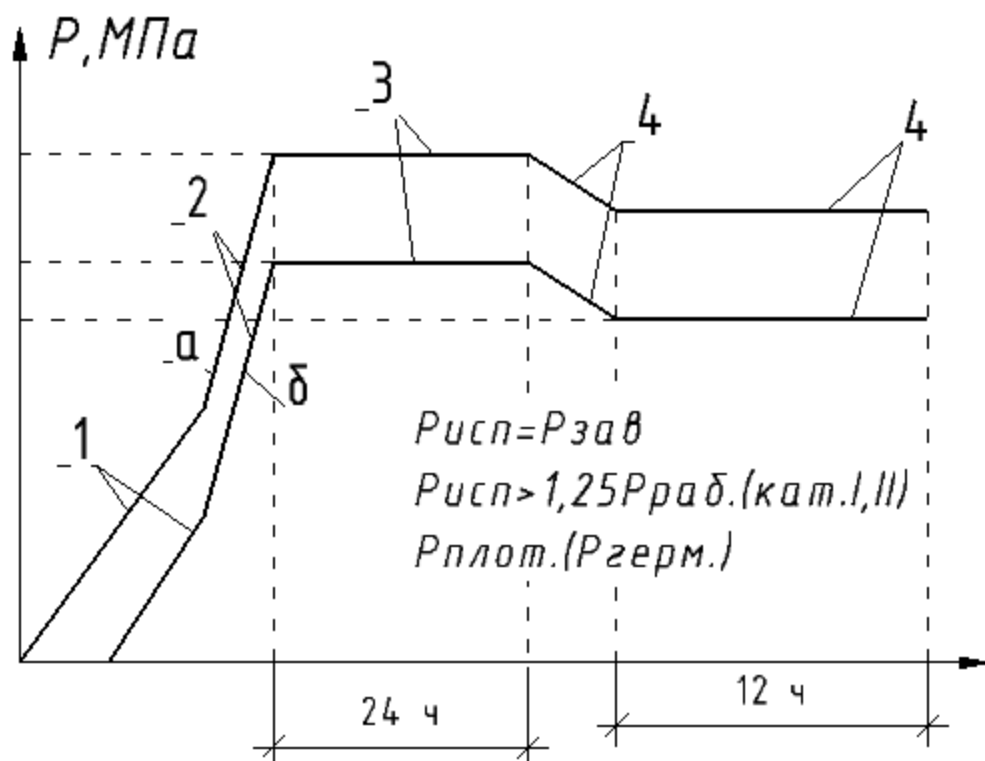


Рисунок 3.12 – График испытаний на прочность и герметичность

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

Временные обвязочные трубопроводы наполнительного и опрессовочного агрегатов должны быть предварительно испытаны гидравлическим способом на давление 1.25 $P_{исп.}$ для трубопровода.

Вытеснение воды из нефтепровода должно производиться силами эксплуатирующей организации после сброса давления до 0,1...0,2 МПа. Воду удаляют с соблюдением требований по охране окружающей среды.

Испытанный на прочность и проверенный на герметичность вновь уложенный участок нефтепровода следует подключить к основной магистрали и заполнить нефтью.

3.10. Укладка нефтепровода в траншею

На всем протяжении трассы нефтепровода предусмотрена подземная прокладка, преимущественно параллельна рельефу местности с минимальной глубиной заложения 1 м от поверхности земли до верхней образующей трубы.

Укладка трубопровода осуществляется поточно-совмещенным методом с одновременной очисткой и изоляцией трубопровода изоляционно-укладочной колонной рисунке 3.6. Криволинейные очертания нефтепровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях при укладке в траншею достигаются укладкой сваренных плетей в соответственно спрофилированную траншею по кривым естественного изгиба труб под действием собственного веса.

В процессе укладки трубопровод не должен касаться бровки или стенок траншеи, а должен опускаться непосредственно на дно траншеи или подстилающий слой грунта без зависаний. Бригадир укладочной колонны за спуском трубопровода в траншею проводит постоянный визуальный контроль – контролируется:

- формы изгиба трубопровода (должна быть плавной);
- высоты подъема трубопровода кранами-трубоукладчиками;
- степень загрузки кранами-трубоукладчиками;
- сохранность изоляционного покрытия.

Случайные повреждения изоляционного покрытия необходимо исправлять в процессе укладки трубопровода и подвергать их дополнительному контролю.

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Радиус упругого изгиба уложенного в траншею трубопровода на любом участке должен быть не менее минимального радиуса, установленного проектом. Контроль производят выборочно в сомнительных местах с помощью кривизиомера (прибора для измерения кривизны строительных конструкций) или путем геодезического нивелирования.

При закреплении трубопровода на дне траншеи анкерными устройствами контролируется расстояние между крепежными поясами. Эти расстояния должны быть не более проектных величин.

Толщину слоя грунта над трубопроводом, проложенным по сельскохозяйственным землям, контролируют после засыпки и естественного или принудительного уплотнения грунта.

При укладке трубопровода в проектное положение необходимо соблюдать следующие допуски:

- минимальное расстояние (зазор) между трубопроводом и стенками траншеи - 20 см;
- отклонение толщины слоя грунта над трубопроводом в уплотненном состоянии (до черной отметки) +20/-0 см;
- отклонение суммарной массы балластных грузов на 50 м трассы должно быть в пределах +5/-0 %.

3.11 Сварочно-монтажные работы

Сборка и сварка секций труб производится на трубосварочной базе электродуговой сваркой. Плети труб с базы развозятся по трассе и свариваются в непрерывную нитку ручной потолочной сваркой с применением самоходных сварочных установок.

Все работы по монтажу, сварке, контролю и сварных соединений должны выполняться в соответствии с требованиями [16].

Монтажные сварные стыки нефтепровода подлежат 100% контролю методом радиографирования на участках всех категорий.

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Все работы с трубами должны производиться при температуре окружающего воздуха не ниже минус 40°С.

Монтаж технологических узлов включает: монтаж криволинейных участков, запорной арматуры, устранение технологических разрывов.

Устранение технологических разрывов включают ликвидацию технологического захлеста и вварку катушки.

До начала сварочно-монтажных работ визуально и простейшими измерительными инструментами осуществляют контроль труб и сварочных материалов, которые должны соответствовать требованиям ТУ, СНиП и технологических инструкций.

При выполнении сварочно-монтажных работ в трассовых условиях контролю подлежат:

- качество очистки внутренней полости от попавших внутрь грунта, грунта, снега, льда посторонних предметов;
- качество сушки околошовной зоны стыка в осенне-зимний период;
- состояние и подготовка труб и сварочных материалов;
- подготовка кромок под сварку;
- зазор между стыкуемыми кромками труб;
- температура предварительного подогрева металла труб в зоне стыка
- смещение кромок труб;
- режим сварки корневого слоя, горячего прохода, заполняющих и облицовочного слоев шва;
- качество зачистки промежуточных слоев шва и внешний вид сварного соединения;
- правильность производства ремонта сварных соединений;
- технология газовой резки труб с соблюдением требований к геометрии кромок;
- правильность монтажа врезок и линейной арматуры;

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– своевременность и правильность оформления исполнительной документации.

Разгрузку, погрузку и транспортировку труб (секций) необходимо выполнять методами, исключающими удары, рывки и другие воздействия которые могли бы привести к порче труб.

На поверхности труб допускаются повреждения (риски, задиры, глубиной не более 0,2 мм; повреждения глубиной свыше 0,2 мм, но не более 5% толщины

стенки должны быть зашлифованы. Участки труб с более глубокими повреждениями бракуются. В этих местах вырезаются катушки. Ремонт поверхности сваркой не допускается.

Разгрузка и погрузка труб (секций) должна осуществляться механизмами, предусмотренными в ППР. При этом необходимо использовать только такие такелажные и другие приспособления, которые предназначены для работы с трубами данного диаметра.

Контроль качества подготовки сварочных материалов включая проверку целостности упаковки, наличие сертификатов с указанием марки на каждую партию сварочных материалов, условий их хранения и режима прокаливания электродов и флюсов в соответствии с требованиями технологической инструкции на данный вид сварки.

Применять сварочные материалы без сертификации запрещается.

Качество подготовки труб к сборке следует контролировать по степени очистки внутренней полости, зачистки фасок (кромки) и прилегающих к ним внутренней и наружной поверхностей до металлического блеска на ширину не менее 10 мм, а также по наличию величине повреждений фасок (кромки), поверхности труб и качеству их ремонта.

Забоины и задиры фасок глубиной до 2 мм следует исправлять шлифованием. Допускается ремонт сваркой забоин и задиры фасок глубиной до 5 мм.

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Смещение кромок труб при сборке допускается на величину до 20% от толщины стенки трубы, но не более 2 мм при дуговых методах сварки. Величину смещения измеряют в соответствии с технологической инструкцией.

Величину зазора между стыкуемыми кромками труб контролируют двумя щупами, один из которых имеет толщину по нижнему пределу, а другой - по верхнему.

При ветре, скорость которого превышает 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков запрещается проводить сварку без инвентарных укрытий.

Все стыки, выполненные электродуговой сваркой, очищают от шлака и подвергают внешнему осмотру, при этом не должно быть трещин, прожогов подрезов глубиной более 0,5 мм, недопустимых смещений кромок (величина максимально допустимого смещения составляет 20 % от толщины стенки но не более 2мм.), кратеров и выходящих на поверхность пор.

3.3 Демонтаж существующих нефтепроводов

Работы выполняются в пределах существующих задвижек. Перед началом работ по основной нитке нефтепровода производится отключение её от магистрального нефтепровода и опорожнение от нефти внутренней полости.

Нефть из трубопровода откачивается передвижным насосным агрегатом марки ПНА в действующий нефтепровод. Вытеснение остатков нефти из демонтируемого участка нефтепровода производится компрессором марки АО-161 с помощью поршня-разделителя в автоцистерну.

После откачки нефти ремонтируемый участок трубопровода отрезается от существующих задвижек, концы труб оглушаются стальными сферическими заглушками.

					ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Исходные данные для проведения расчета:

- диаметр трубопровода – ■■■ мм;
- толщина стенки трубопровода – ■ мм;
- минимально допустимый радиус упругого изгиба трубопровода – ■■■ м;
- температурный перепад – ■■■ С;
- предел прочности принятой стали – ■■■ МПа;
- предел текучести принятой стали – ■■■ МПа
- проектное давление – ■■■ МПа;

4.1 Проверка недопустимости пластической деформации трубопровода

Расчетное сопротивление материала трубопровода определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H};$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H},$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, для третьей категории участков трубопроводов $m=0,75$;

k_1 и k_2 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали

$$k_1=1,34, k_2=1,15;$$

k_H – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром ■■■ мм, $k_H=1$.

					Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Савин М.В.				РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						55	123
Консульт.						ТПУ гр.32Б3Д		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

В общем случае толщину стенки трубопровода δ согласно [18] можно определить следующим образом:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)}, \quad (4.1)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления с промежуточными НПС, $n_p=1,1$;

p – внутреннее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление материала;

ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб, $\psi_1=1$ при сжимающих продольных осевых напряжениях $\sigma_{npN} > 0$; при $\sigma_{npN} < 0$.

В [18] приведена формула для определения максимальных продольных напряжений для частного случая упругого изгиба трубы, при воздействии внутреннего давления p и температурного перепада Δt :

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{kc}^H + \sigma_{\Delta t}^H + \sigma_{\rho}^H = 0,3 \frac{p \cdot D_{вн}}{2\delta} \pm \alpha \cdot \Delta t \cdot E \pm \frac{E \cdot D_H}{2\rho}, \quad (4.2)$$

где α_t – коэффициент линейного теплового (термического) расширения металла трубы, равный для стали $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$;

E – модуль упругости металла трубы равный для стали $E=2,06 \cdot 10^{11}$ Па;

Δt – расчетный температурный перепад между температурой стенок трубы в процессе эксплуатации, 40°C ;

σ_{kc} – кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{kc} = \frac{p \cdot D_H}{2 \cdot \delta_n}; \quad (4.3)$$

ρ – радиус упругого изгиба оси трубы, находится по формуле:

$$\rho = \frac{L}{\delta_n},$$

где L – длина балластируемого криволинейного (изгибаемого) участка трубопровода, 5000 м.;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

β_B – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости, рад:

$$\beta_B = \pi \beta_B^\circ / 180^\circ.$$

При укладке трубопровода свободным изгибом на выпуклом либо вогнутом рельефе местности в любом случае должно выполняться условие

$$\rho \geq \rho_{\min},$$

где ρ_{\min} – минимально допускаемый радиус упругого изгиба оси трубопровода, определяемый по [25], либо из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб:

$$\rho_{\min} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t|}.$$

Коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{np N}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{np N}}{R_1}. \quad (2.10)$$

определяется по формуле:

Внутренний диаметр трубопровода находим по формуле:

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta_H.$$

При этом принятая толщина стенки δ_H должна удовлетворять условию:

$$\delta_H \geq \delta_{\min},$$

где δ_{\min} – минимальная толщина стенки, которая согласно п.

13.16СНиП находится из условия: $P_{II} = \frac{2\delta_{\min} R}{D_{BH}} \geq P,$

откуда следует, что

$$\delta_{\min} \geq \frac{P \cdot D_{BH}}{2 \cdot R},$$

где P_{II} – заводское гидростатическое испытательное давление, Па;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

R - расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^H (предела текучести стали):

Прочность в продольном направлении проверяется по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (4.5)$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$)

$\psi_2 = 1,0$; при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1},$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку производят по условиям:

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (4.6)$$

$$\sigma_{пп}^H \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (4.7)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали

и в расчетах принимается $R_2^H = \sigma_m = 410$ МПа;

$\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_H}{2 \cdot \delta_H};$$

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right). \quad (2.20)$$

Произведем расчет по методике, представленной выше:

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Для стенки трубы принят материал – сталь со следующими характеристиками: временное сопротивление разрыву $\sigma_B = R_1^H = 550$ МПа, предел текучести $\sigma_m = R_2^H = 410$ МПа, коэффициент надежности по металлу трубы $k_1 = 1,34$.

Расчетное сопротивление материала трубопровода определяется по следующей формулам (2.1) и (2.2):

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{410 \cdot 10^6 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1} = 267,391 \text{ МПа},$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, для третьей категории участков трубопроводов $m = 0$ ■■■■

k_1 и k_2 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали $k_1 = 1,34$, $k_2 = 1,15$;

k_n – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром ■■■■ мм, $k_n = 1$.

Радиус упругого изгиба оси трубы, находится по формуле :

$$\rho = \frac{5000}{0,174} = 28647,89 \text{ м},$$

где L – длина балластируемого криволинейного (изгибаемого) участка трубопровода, 5000 м.;

β_B – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости, рад

$$\beta_B = \pi \cdot 10 / 180^\circ = 0,174 \text{ рад}.$$

Рассчитаем предварительную толщину стенки по формуле

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1020}{2 \cdot (1 \cdot 307,835 + 1,1 \cdot 6,3)} = 11,23 \text{ мм}.$$

Принимаем $\delta = 12$ мм.

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления по

$$\sigma_{ки} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1020}{2 \cdot 14} = 252,45 \text{ МПа.}$$

Внутренний диаметр трубопровода находим по формуле

$$D_{BH} = 1020 - 2 \cdot 12 = 992 \text{ мм.}$$

Определим $\sigma_{np.N}$ по формуле (2.4):

$$\sigma_{np.N1} = 0,3 \cdot 252,45 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1020}{2 \cdot 28647,89} = 178,282 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{np.N2} = 0,3 \cdot 252,45 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1020}{2 \cdot 28647,89} = 170,948 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{np.N3} = 0,3 \cdot 252,45 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1020}{2 \cdot 28647,89} = -26,812 \text{ МПа; ;}$$

$$\sigma_{np.N4} = 0,3 \cdot 252,45 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1020}{2 \cdot 28647,89} = -19,478 \text{ МПа.}$$

Так как для $\sigma_{npN(-)} > 0$ $\psi_1 = 1$ и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двусосного напряженного состояния для $\sigma_{npN(+)} < 0$:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-26,812|}{307,836} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{|-26,812|}{307,836} \right) = 0,958.$$

Для данного значения коэффициента ψ_1 рассчитаем толщину стенки по формуле (2.3):

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1020}{2 \cdot (0,958 \cdot 307,835 + 1,1 \cdot 6,3)} = 11,7 \text{ мм.}$$

Точность результата определяем по формуле:

$$\varepsilon = \frac{\delta_2 - \delta_1}{\delta_2} \cdot 100\% = \frac{11,7 - 11,23}{11,7} \cdot 100\% = 2,5\%,$$

4.2 Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется в плоскости наименьшей жесткости системы из условия:

$$S < mN_{кр} \quad (4.8)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода, равный 0,75;

$N_{кр}$ - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, определяется по формулам (2.26) для прямолинейных и по (2.32) для криволинейных (3-х участков) трубопровода;

S - продольное осевое усилие в сечении трубопровода, возникающее от расчетных нагрузок и воздействий.

Так, с учетом нагрузки от внутреннего давления и температурных воздействий, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта:

$$S = (\alpha_1 E \Delta t - \mu \sigma_{кц}) F_{\delta}, \quad (4.9)$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения в стенках трубопровода от расчетного внутреннего давления;

F_{δ} - площадь поперечного сечения стенок труб;

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4 \sqrt[4]{p_0^2 q_{ен}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (4.10)$$

где I - осевой момент инерции поперечного сечения трубопровода;

$q_{в.п}$ - сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы, определяемое формулой:

$$q_{в.п} = n_{гр} \gamma_{гр} D_H \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi D_H}{8} \right) + q_{mn}, \quad (4.11)$$

где q_{mn} - вес единицы трубы трубопровода с перекачиваемым продуктом;

h_0 - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$\gamma_{зр}$ - объемный вес грунта;

$n_{зр}$ - коэффициент перегрузки веса грунта, принимаемый в расчетах на устойчивость равным 0,8;

p_0 - сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода, определяемое формулой:

$$P_0 = \pi D_H \tau_{пр}, \quad \text{где} \quad \tau_{пр} - \text{предельное}$$

сопротивление грунта сдвигу, которое определяем по формуле:

$$\tau_{пр} = p_{гр} \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр}, \quad (2.29)$$

здесь $\varphi_{зр}$ - угол внутреннего трения грунта;

$c_{зр}$ - коэффициент сцепления грунта;

$p_{зр}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, определяемое по формуле:

$$p_{гр} = \frac{n_{зр} \gamma_{зр} \left[2D_H h_0 + \frac{D_H^2}{2} + 2D_H \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{м.л}}{\pi D_H}. \quad (2.30)$$

Суммарный вес трубопровода и продукта:

$$q_{мп}^H = \gamma_{см} F. \quad (2.31)$$

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, продольное критическое усилие подсчитывается по формуле:

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{в.л}^2 EI} \quad (2.32)$$

Коэффициент β_y находится по номограмме в зависимости от параметров θ и L , вычисленных следующим образом:

$$\theta = \frac{1}{R^3 \sqrt[3]{\frac{q_{в.л}}{EI}}}; \quad (2.33)$$

$$L = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{в.л} I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{в.л}}{EI}}}, \quad (2.34)$$

где R - радиус упругого изгиба трубопровода;

Ниже приведен расчет по методике, представленной выше:

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Произведем расчет по методике, представленной выше:

R_{CP} – радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки, м по формуле (2.21):

$$R_{CP} = \frac{(1020-14)}{2} = 503 \text{ мм};$$

F_{δ} – площадь поперечного сечения стенки трубы, м² по (2.22):

$$F_{\delta} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 503 \cdot 14}{10^6} = 0,004019 \text{ м}^2;$$

I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе, м⁴ по (2.23):

$$I = 0,0000129 \text{ м}^4.$$

Продольное осевое усилие в сечении трубопровода, определяется по формуле (2.25):

$$S = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^6 \cdot 40 - 0,3 \cdot 229,5) \cdot 40,19 = \blacksquare$$

где $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения в стенках трубопровода от расчетного внутреннего давления;

F_{δ} - площадь поперечного сечения стенок труб;

Соппротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода, определяемое формулой (2.28):

$$P_0 = 3,14 \cdot 16,8 \cdot 0,029 = \blacksquare,$$

Суммарный вес трубопровода и продукта по (2.31):

$$q_{mp}^H = \gamma_{cm} F = 7,85 \cdot 10^3 \cdot 40,19 = \blacksquare \text{ кгс/см};$$

$$q_{mp}^H = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot ((3,14 \cdot 15,2^2) / 4) = 0,16 \text{ кгс/см};$$

$$q_{mp}^H = 1 \cdot 0,31 + 0,95 \cdot 0,16 = 0,46 \text{ кгс/см};$$

$$q_{mp}^H = 0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 16,8 \left(80 + \frac{16,8}{2} - \frac{3,14 \cdot 16,8}{8} \right) + 0,46 = 2,22 \text{ кгс/см}.$$

По формулам (2.30) считаем сопротивление грунта продольным перемещениям трубы:

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$P_{гр} = \frac{0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \left[2 \cdot 16,888,6 + \frac{16,8^2}{4} + 2 \cdot 16,8 \left(80 + \frac{16,8}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{13,6^\circ}{2} \right) \right] + 0,46}{3,14 \cdot 16,8} = \text{[redacted]} \text{ кгс/м}$$

По формуле (2.26) находим продольное критическое усилие для прямолинейного участка:

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt{1,55^2 \cdot 2,22^4 \cdot 40,19^2 \cdot (2,06 \cdot 10^6)^5 \cdot 1289,36} = 59219,87 \text{ кгс.}$$

Проверяем выполнение условия (2.24):

$$m \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 59219,87 = 44414,9 \text{ кгс;}$$

$$44405,93 < 44414,9.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

Коэффициент β_y находится по номограмме в зависимости от параметров θ и L , вычисленных следующим образом по (2.33) и (2.34):

$$\theta = \frac{1}{17 \cdot 10^4 \sqrt[3]{\frac{2,22}{2,06 \cdot 10^6 \cdot 1289,36}}} = 0,006;$$

$$L = \frac{\sqrt{\frac{1,55 \cdot 40,19}{2,22 \cdot 1289,36}}}{\sqrt[3]{\frac{2,22}{2,06 \cdot 10^6 \cdot 1289,36}}} = 156,6,$$

где R - радиус упругого изгиба трубопровода;

По номограмме находим значение коэффициента $\beta_y = 26$ и по формуле (2.32) вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{кр} = 26 \sqrt[3]{2,22^2 \cdot 2,06 \cdot 10^6 \cdot 1289,36} = 61275,8 \text{ кгс.}$$

Проверка условия (2.24) выполняется для криволинейных участков:

$$m \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 61275,8 = 45956,8;$$

$$44405,93 < 45956,8 \text{ кгс.}$$

Условие выполняется.

4.3 Определение срока службы трубопровода

На основании выбранной толщины стенки труб производится расчет срока службы трубопроводов по формуле:

$$T_p = \frac{\Delta\delta}{V} \quad (2.35)$$

где T_p - расчетный срок службы трубопроводов, лет;

$\Delta\delta$ - допустимое уменьшение толщины стенки из-за коррозии [рассчитывается по разности между принятой (проектной) толщиной стенки трубопровода, δ , мм и отбраковочной (минимально допустимой), $\delta_{отб}$, мм];

V - максимальная сумма скоростей внутренней и внешней коррозии, для расчетов допускается применять усредненную общую скорость коррозии по применяемым трубам в [] » ВНК - 0,2 мм/год.

Отбраковочная толщина стенки рассчитывается по [], по формуле:

$$\Delta\delta = \delta - \delta_{отб}. \quad (2.36)$$

Отбраковочная толщина для нефтегазосборных трубопроводов составляет для труб диаметром 168 мм при расчетном давлении 40 кгс/см², $\delta_{отб} = 2,0$ мм, но в соответствии с [17] она не должна быть меньше 2,5 мм.

По методике, представленной выше, определим срок службы трубопровода:

Отбраковочная толщина стенки рассчитывается по, по формуле (2.36):

$$\Delta\delta = 8 - 2,5 = 5,5 \text{ мм.}$$

Отбраковочная толщина для нефтегазосборных трубопроводов составляет для труб диаметром 168 мм при расчетном давлении 40 кгс/см², $\delta_{отб} = 2,0$ мм, но в соответствии с [27] она не должна быть меньше 2,5 мм.

Расчетный срок службы T_p для труб 1020x14 мм определяется по отношению $\Delta\delta$ к скорости коррозии по формуле (2.35):

$$T_p = \frac{7,5}{0,2} = [] .$$

4.4 Расчет напряженного состояния трубопровода при изоляционно-укладочных работах

Рассчитать расстояние между трубоукладчиками и усилия на крюки трубоукладчика, если при изоляционно-укладочных работах используется три трубоукладчика, расчетная схема принята симметричная. Определить напряжение состояния трубопровода при укладке.

Исходные данные для расчета:

- наружный диаметр трубопровода ■■■■■ мм;
- толщина стенки трубопровода $\delta =$ ■■■ мм;
- высота подъема трубопровода при укладке $h =$ ■■■ м;
- высота на которой работает очистная машина; $h_{оч} =$ ■■■ м
- высота на которой работает изоляционная машина; $h_{из} =$ ■■■ м
- вес очистной машины $Q_{оч} =$ ■■■ тс;
- вес изоляционной машины $Q_{из} =$ ■■■ тс;

Марка стали – ■■■■■

Определение длины первого пролета ■■■■■:

$$l = 0,246 \sqrt{\frac{EJh}{q_{тр}}}, \quad (3.1)$$

где h – высота подъема трубопровода при укладке, м.

Расстояние между трубоукладчиками l_1, l_2 определяются по следующим формулам:

$$l_1 = 0,246(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}}, \quad (3.2)$$

$$l_2 = 0,246(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}}, \quad (3.3)$$

$$l'_1 = 0,246(\alpha - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}}, \quad (3.4)$$

$$l'_2 = 0,246(\beta - \alpha) \cdot \sqrt[4]{\frac{EJh}{q_{тр}}}, \quad (3.5)$$

где h – высота (max) подъема трубопровода при укладке, м;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

E – модуль упругости материала трубы, МПа;

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴;

Коэффициенты α , β – находятся по номограмме в зависимости от значений a и b ;

n – коэффициент по нагрузке от веса трубы;

$\gamma_{ст}$ – объемный вес стали, Н/м³ (для стали $\gamma_{ст} = 78500$ Н/м³);

$$a = 0,164 \frac{h_{оч}}{h_{из}}; \quad (3.6)$$

$$b = 0,164 \frac{h_{оч}+h}{h_{из}}, \quad (3.7)$$

где $h_{оч}$, $h_{из}$ – высота на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины, м.

По номограмме выбираются два ряда значений α , β в дальнейшем расчет ведется для двух вариантов, затем выбирается оптимальный, при котором усилия на крюках трубоукладчика будут оптимальными. Эти усилия определяются по формулам:

$$K_1 = q_{тр} \left(0,12 \sqrt{\frac{EJh_{оч}}{q_{тр}}} + \frac{l_2}{2} \right) + Q_{оч}; \quad (3.8)$$

$$K_2 = q_{тр} \frac{l_1+l_2}{2}; \quad (3.9)$$

$$K_3 = q_{тр} \left(0,164 \sqrt{\frac{EJh_{из}}{q_{тр}}} + \frac{l_1}{2} \right); \quad (3.10)$$

$$K'_1 = q_{тр} \left(0,12 \sqrt{\frac{EJh_{оч}}{q_{тр}}} + \frac{l_2'}{2} \right) + Q_{оч}; \quad (3.11)$$

$$K'_2 = q_{тр} \frac{l_1'+l_2'}{2}; \quad (3.12)$$

$$K'_3 = q_{тр} \left(0,164 \sqrt{\frac{EJh_{из}}{q_{тр}}} + \frac{l_1'}{2} \right) + Q_{из}, \quad (3.13)$$

где K_1 , K_2 , K_3 – усилия на крюках укладчика, Н;

$Q_{оч}$, $Q_{из}$ – вес, соответственно, очистной и изоляционной машины, Н.

Выбираем первый вариант, т.к. он является наиболее оптимальным.

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		67

Напряжение от изгиба (мПа) в наиболее опасном сечении трубы определяются в зависимости от физико-механических свойств стали и высоты подъема трубы h и рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 0,809\sqrt{Eh\gamma_{ст}}. \quad (3.14)$$

Если $\sigma \leq R_2$, то в процессе изоляционно-укладочных работ напряженно-деформированное состояние трубы не вызовет опасений, т.е. не произойдет изломов трубы.

$$\sigma \leq R_2; \quad (3.15)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление материала трубы, мПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

k_2 – коэффициент, зависящий от прочности характеристик стали.

Произведем расчет по методике, представленной выше:

Определение длины первого пролета по (3.1):

$$l = 0,246 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9}{5599,71}} = \text{xxxxx м}$$

где h – высота подъема трубопровода при укладке, м.

Расстояние между трубоукладчиками l_1, l_2 определяются по следующим формулам (3.2) - (3.5):

$$l_1 = 0,246(17,3 - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9}{5599,71}} = 19,42 \text{ м};$$

$$l_2 = 0,246(21,7 - 17,3) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9}{5599,71}} = 95,79 \text{ м};$$

$$l'_1 = 0,246(17,6 - 1) \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9}{5599,71}} = 25,39 \text{ м};$$

$$l'_2 = 0,246 \cdot \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,9}{5599,71}} = 38,08 \text{ м},$$

где h – высота (max) подъема трубопровода при укладке, м;

E – модуль упругости материала трубы, мПа;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м^4 ;

Коэффициенты α , β – находятся по номограмме в зависимости от значений a и b ;

n – коэффициент по нагрузке от веса трубы;

$\gamma_{ст}$ – объемный вес стали, Н/м^3 (для стали $\gamma_{ст} = 78500 \text{ Н/м}^3$);

По формулам (3.6) и (3.7):

$$a = 0,164 \frac{h_{оч}}{h_{из}} = 0,164 \frac{1,0}{1,8} = 0,091;$$

$$b = 0,164 \frac{h_{оч}+h}{h_{из}} = 0,164 \frac{1,0+1,9}{1,8} = 0,264,$$

где $h_{оч}$, $h_{из}$ – высота на которой работают, соответственно, очистная и изоляционная машины, м.

По номограмме выбираются два ряда значений α , β в дальнейшем расчет ведется для двух вариантов, затем выбирается оптимальный, при котором усилия на крюках трубоукладчика будут оптимальными. Эти усилия определяются по формулам (3.8) - (3.13):

$$K_1 = 5599,71 \left(0,12 \sqrt{2,1 \cdot 10^{11} \cdot \frac{4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0}{5599,71}} + \frac{25,39}{2} \right) + 4,5 =$$

339,36 кН;

$$K_2 = 5599,71 \frac{19,42+25,39}{2} = 125,46 \text{ кН};$$

$$K_3 = 5599,71 \left(0,164 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0}{5599,71}} + \frac{19,42}{2} \right) + 2,5 = 546,26 \text{ кН};$$

$$K'_1 = 5599,71 \left(0,12 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0}{5599,71}} + \frac{38,08}{2} \right) + 4,5 = 74,89 \text{ кН};$$

$$K'_2 = 5599,71 \frac{95,79+38,08}{2} = 374,81 \text{ кН};$$

$$K'_3 = 5599,71 \left(0,164 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,25 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0}{5599,71}} + \frac{95,79}{2} \right) + 2,5 = 760,09 \text{ кН},$$

где K_1 , K_2 , K_3 – усилия на крюках укладчика, Н;

$Q_{оч}$, $Q_{из}$ – вес, соответственно, очистной и изоляционной машины, Н.

Выбираем первый вариант, т.к. он является наиболее оптимальным.

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Напряжение от изгиба (мПа) в наиболее опасном сечении трубы определяются в зависимости от физико-механических свойств стали и высоты подъема трубы h и рассчитывается по формуле (3.14):

$$\sigma = 0,809\sqrt{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,9 \cdot 78500} = 143,17\text{мПа}.$$

Если $\sigma \leq R_2$, то в процессе изоляционно-укладочных работ напряженно-деформированное состояние трубы не вызовет опасений, т.е. не произойдет изломов трубы. Проверим условие (3.15):

$$143,17\text{мПа} \leq 410 \text{ мПа},$$

где R_2^H – нормативное сопротивление материала трубы, мПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

k_2 – коэффициент, зависящий от прочности характеристик стали.

4.5 Расчет на устойчивость положения против всплытия трубопровода (балластировка трубопровода)

Исходные данные:

- трубопровод диаметром ■■■ мм;
- внутренний диаметр трубопровода ■■■ мм;
- толщина стенки трубопровода ■■■ мм;
- толщина слоя изоляции ■ мм;
- диаметр изолированного трубопровода ■■■ мм;
- толщина слоя футеровки трубопровода ■ мм;
- диаметр футерованного трубопровода ■■■ мм;
- коэффициент надежности устойчивости положения против

всплытия

$k_{н.в}$ ■■■

■■■ коэффициент надежности по нагрузке $n_6 =$ ■■■

- длина участка ■■■ м;
- тип балластирующего груза – чугунный груз;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- длина балластирующего груза – ■■■ м;
- вес груза – $P_{гр} =$ ■■■ кг;
- объемный вес материала пригрузки $g_6 =$ ■■■ кг/м³;
- угол поворота оси трубопровода $b =$ ■■■
- радиус упругого изгиба оси трубопровода ■■■ м;
- вес продукта не учитывается.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_6 = \frac{\pi}{4} \cdot D_{фут}^2 \cdot g \cdot \gamma_6, \quad (3.16)$$

где $\gamma_6 = 1000$ кг/м плотность воды с учетом растворенных в ней солей.

Расчетная нагрузка от массы трубопровода:

$$q_{мп} = g \cdot 0,95 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left((D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \gamma_{мп} + (D_{уз}^2 - D_n^2) \cdot \gamma_{уз} + (D_{фут}^2 - D_{уз}^2) \cdot \gamma_{фут} \right), \quad (3.17)$$

где 0,95 – коэффициент надежности по нагрузке n от веса трубопровода, принимаемый по.

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4); \quad (3.18)$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода для выпуклых кривых:

$$q_{узг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} = 0; \quad (3.19)$$

$$q_{узг} = \frac{8 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3 \cdot 10^4} = 0, \quad (3.20)$$

где $E = 206000$ МПа - модуль упругости материала трубы;

Нормативная интенсивность балластировки трубопровода:

$$q_{бал} = \frac{1}{n_6} \cdot (k_{н.в.} \cdot q_6 + q_{узг} - q_{мп} - q_{дон}) \cdot \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_6 \cdot k_{н.в.}}. \quad (3.21)$$

Расстояние между осями пригрузов:

$$L_{зр} = \frac{P_{зр} \cdot 0,95}{q_{бал}}, \quad (3.22)$$

где $0,95$ - коэффициент надежности по нагрузке n от веса трубопровода, принимаемый по.

Количество грузов на участке:

$$n = \frac{l}{L_{cp}}. \quad (3.23)$$

Уточненное расстояние между осями пригрузов:

$$L = \frac{l}{n}. \quad (3.24)$$

Произведем расчет по методике, представленной выше:

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (3.16):

$$q_e = \frac{3,14}{4} \cdot 1,086^2 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 9087 \text{ Н / м},$$

где $\gamma_в = 1000$ кг/м плотность воды с учетом растворенных в ней солей.

Расчетная нагрузка от массы трубопровода по (3.17):

$$q_{mp} = 9,81 \cdot 0,95 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot ((1,02^2 - 0,992^2) \cdot 7850 + (1,026^2 - 1,02^2) \cdot 1040 + (1,0862^2 - 1,0262^2) \cdot 600) = 3887 \text{ Н/м},$$

 – коэффициент надежности по нагрузке n от веса трубопровода, принимаемый по.

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке (3.18):

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (1,024^4 - 0,992^4) = 0,0064 \text{ м}^4;$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода для выпуклых кривых по (3.19) и (3.20):

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} = 0;$$

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3 \cdot 10^4} = 0,$$

где $E = 206000$ МПа - модуль упругости материала трубы.

Нормативная интенсивность балластировки трубопровода по (3.21):

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{\text{бал}} = \frac{1}{1,0} \cdot (1,03 \cdot 9087 + 0 - 3887 - 0) \cdot \frac{7150}{7150 - 1000 \cdot 1,03} = 6394 \text{ Н/м.}$$

Расстояние между осями пригрузов по (3.22):

$$L_{\text{сп}} = \frac{P_{\text{сп}} \cdot 0,95}{q_{\text{бал}}} = \frac{1160 \cdot 0,95}{6394} = 1,690 \text{ м,}$$

где \blacksquare - коэффициент надежности по нагрузке n от веса трубопровода.

Количество грузов на участке по формуле (3.23):

$$n = \frac{l}{L_{\text{сп}}} = \frac{55}{1,690} = 32,54 \text{ шт.}$$

Принимаем количество грузов на участке $n = 33$ шт.

Уточненное расстояние между осями пригрузов по (3.24):

$$L = \frac{l}{n} = \frac{55}{33} = 1,67 \text{ м.}$$

4.6 Расчет укладки трубопровода методом протаскивания

Основным параметром укладки трубопровода в проектное положение протаскиванием по дну подводной траншеи с помощью заранее уложенного в нее троса является усилие протаскивания $T_{\text{пр}}$. Оно зависит от способа балластировки, вида спусковой дорожки, стадии протаскивания и др.

Первая стадия: трогание трубопровода с места по грунтовой дорожке.

В случае балластировки одиночными грузами:

$$T_{\text{пр}} = f \cdot G + C + E_{\text{нас}}, \quad (3.25)$$

где G - общий вес офутерованного трубопровода в воздухе, равный:

$$G = L \cdot (q_{\text{тп}} + q_{\text{бал}} + q_{\text{фут}}); \quad (3.26)$$

f - коэффициент трения трубопровода о грунт при продольном перемещении, который можно принять равным тангенсу угла внутреннего трения грунта ($\text{tg}\varphi_{\text{гр}}$);

C - сопротивление трубопровода сдвигу, обусловленное сцеплением грунта:

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C = L \cdot c_{zp} \cdot i_{mp}; \quad (3.27)$$

L - длина протаскиваемого трубопровода;

i_{mp} - длина части окружности трубы, врезавшейся в грунт, ориентировочно принимаемая равной $0,3 \cdot D_H$;

q_{mp} - расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода;

$q_{бал}$ - расчетная интенсивность балластировки в воздухе.

$E_{нас}$ - пассивный отпор грунта движению грузов.

$$q_{фут} = n_{с.в.} \cdot \gamma_{фут} \cdot \frac{\pi \cdot (D_{н.ф.}^2 - D_{н.и.}^2)}{4}, \quad (3.28)$$

где $\gamma_{фут}$ - удельный вес футеровки;

$n_{с.в.}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, $n_{с.в.} = 0,95$.

$D_{н.ф.}$ - наружный диаметр офутерованного трубопровода;

$D_{н.и.}$ - наружный диаметр трубопровода с изоляцией;

Пассивный отпор грунта найдем из выражения:

$$E_{нас} = N \cdot i \left[\frac{\gamma_{zp} \cdot t^2}{2} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) + 2 \cdot c_{zp} \cdot t \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right], \quad (3.29)$$

где N - число пригрузов на трубопроводе;

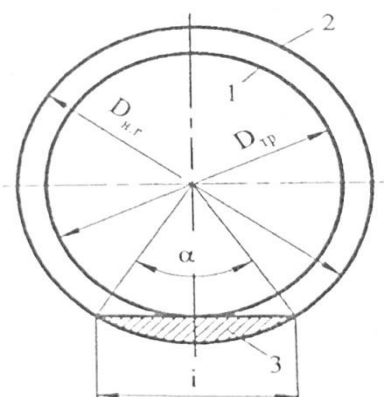
i - длина хорды той части пригруза, которая погружена в грунт (см. рисунок 3.10):

$$i = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{D_{н.з.}}{2} \right)^2 - \left(\frac{D_H}{2} \right)^2}; \quad (3.30)$$

t - толщина пригруза;

γ_{zp} - удельный вес груза на воздухе;

c_{zp} - сцепление грунта.



1 - поверхность трубопровода (с изоляцией и футеровкой); 2 - поверхность кольцевого утяжеляющего груза; 3 - часть груза, врезающаяся в грунт

Рисунок 3.10 - Схема опирания подводного трубопровода на грунт:

Вторая стадия: скольжение по грунтовой дорожке:

$$T_{np} = f \cdot G; \quad (3.31)$$

Третья стадия: скольжение по дну подводной траншеи:

$$T_{np} = f_6 \cdot G_6, \quad (3.32)$$

где G_6 - общий вес протаскиваемого трубопровода в воде, равный:

$$G_6 = L \cdot (q_{mp} + q_{6ал} - q_6); \quad (3.33)$$

f_6 - коэффициент трения трубопровода о грунт в воде, ориентировочно:

$$f_6 = 0.8 \cdot tg \varphi_{сп}.$$

Четвертая стадия: трогание трубопровода с места после временной (более одного часа) остановки протаскивания.

$$T_{np} = f_6 \cdot G_6 + E_6 + q_{nc} \cdot S, \quad (3.34)$$

где q_{nc} - интенсивность присоса трубопровода к дну подводной траншеи, в суглинках и плотных глинах $q_{nc} = 0,3$ кН/м², в вязких глинах $q_{nc} = 0,6$ кН/м²;

S - площадь поверхности контакта трубопровода и пригрузов с грунтом;

E_6 - пассивный отпор грунта в воде, определяемый по формуле:

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$E_{\epsilon} = N \cdot i \left[\frac{(\gamma_{zp} - \gamma_{\epsilon}) \cdot t^2}{2} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^{\circ} + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) + 2 \cdot c_{zp.в.} \cdot t \cdot \operatorname{tg} \left(45^{\circ} + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right], \quad (3.35)$$

где $c_{zp.в.}$ - сцепление грунта в воде, $c_{zp.в.} = 0,05 \cdot c_{zp}$, для офутерованного трубопровода $c_{zp.в.} = 0,1 \cdot c_{zp}$.

Уменьшения T_{np} можно добиться последовательным наращиванием плетей на берегу, тогда уменьшается длина берегового участка протаскиваемого трубопровода, а расчет становится комбинированным, например, объединяются первая и четвертая стадии.

На третьей и четвертой стадиях протаскивания величину T_{np} можно понизить за счет разгружающих понтонов, уменьшающих вес трубопровода в воде:

$$T_{np} = f_{\epsilon} \cdot (G_{\epsilon} - n_{p.n.} \cdot G_{p.n.}) + E_{\epsilon} + q_{nc} \cdot S, \quad (3.36)$$

где $n_{p.n.}$ - число разгружающих понтонов;

$G_{p.n.}$ - грузоподъемность одного понтона. Номинальный ряд грузоподъемностей включает 15, 30, 50 и 100 кН.

Если известно значение, до которого необходимо понизить значение T_{np} , например, максимальное усилие $T_{тяг}$, создаваемое тяговой лебедкой, то подставив его в формулу T_{np} , определяют требуемое число понтонов:

$$n_{p.n.} = \frac{G_{\epsilon}}{G_{p.n.}} - \frac{T_{тяг} - E_{\epsilon} - q_{nc} \cdot S}{f_{\epsilon} \cdot G_{p.n.}}. \quad (3.37)$$

Расстояние между понтонами:

$$l_{p.n.} = L / n_{p.n.} \quad (3.38)$$

Подъемная сила на единицу длины трубопровода:

$$q_{p.n.} = G_{p.n.} / l_{p.n.}$$

$$T_p = m_{тяг} \cdot T_{np},$$

Расчетное тяговое усилие T_p определяется как: где $m_{тяг}$ - коэффициент условий работы, принимаемый равным 1,1 при протаскивании лебедкой и 1,2 при использовании тракторной тяги.

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Максимальное тяговое усилие, развиваемое подобранными тяговыми средствами, должно отвечать условию:

$$T_{\text{тяг}} \leq T_p; \quad (3.41)$$

Произведем расчет по методике, представленной выше:

Основным параметром укладки трубопровода в проектное положение протаскиванием по дну подводной траншеи с помощью заранее уложенного в нее троса является усилие протаскивания $T_{\text{пр}}$. Оно зависит от способа балластировки, вида спусковой дорожки, стадии протаскивания и др.

Первая стадия: трогание трубопровода с места по грунтовой дорожке.

В случае балластировки одиночными грузами по (3.25):

$$T_{\text{пр}} = 0.6 \cdot 568575.1 + 353430 + 821436.8 = 821436.8 \text{ Н},$$

где G - общий вес офутерованного трубопровода в воздухе по (3.26):

$$G = L \cdot (q_{\text{мп}} + q_{\text{бал}} + q_{\text{фут}}) = 55 \cdot (3887 + 6394 + 56.73) = 568575.1 \text{ Н};$$

f - коэффициент трения трубопровода о грунт при продольном перемещении, который можно принять равным тангенсу угла внутреннего трения грунта ($\text{tg}\varphi_{\text{гр}}$);

C - сопротивление трубопровода сдвигу, обусловленное сцеплением грунта (3.27):

$$C = L \cdot c_{\text{сп}} \cdot i_{\text{мп}} = 55 \cdot 21 \cdot 10^3 \cdot 0,3 \cdot 1,02 = 353430 \text{ Н};$$

L - длина протаскиваемого трубопровода;

$i_{\text{мп}}$ - длина части окружности трубы, врезавшейся в грунт, ориентировочно принимаемая равной $0,3 \cdot D_{\text{н}}$;

$q_{\text{мп}}$ - расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода:

$q_{\text{бал}}$ - расчетная интенсивность балластировки в воздухе.

$E_{\text{нас}}$ - пассивный отпор грунта движению грузов.

$$q_{\text{фут}} = n_{\text{с.в.}} \cdot \gamma_{\text{фут}} \cdot \frac{\pi \cdot (D_{\text{н.ф.}}^2 - D_{\text{н.и.}}^2)}{4} = 0.95 \cdot 600 \cdot \frac{3.14 \cdot (1.086^2 - 1.026^2)}{4} = 56.73 \text{ Н / м},$$

где $\gamma_{\text{фут}}$ - удельный вес футеровки;

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$n_{с.в.}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, $n_{с.в.} = 0,95$.

$D_{н.ф.}$ - наружный диаметр офутерованного трубопровода;

$D_{н.и.}$ - наружный диаметр трубопровода с изоляцией;

Пассивный отпор грунта найдем из выражения по (3.28):

$$E = 33 \cdot 0.74 \cdot \left[\frac{6000 \cdot 0.07^2}{2} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{31}{2} \right) + 2 \cdot 21 \cdot 10^3 \cdot 0.07 \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{31}{2} \right) \right] = 126861.7 \text{ Н},$$

где N - число пригрузов на трубопроводе;

i - длина хорды той части пригруза, которая погружена в грунт по формуле (3.29):

$$i = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{D_{н.з.}}{2} \right)^2 - \left(\frac{D_{н.}}{2} \right)^2} = 2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1.26}{2} \right)^2 - \left(\frac{1.02}{2} \right)^2} = 0.74 \text{ м};$$

t - толщина пригруза;

$\gamma_{зп}$ - удельный вес груза на воздухе;

$c_{зр}$ - сцепление грунта.

Вторая стадия: скольжение по грунтовой дорожке по (3.30):

$$T_{np} = f \cdot G = 0.6 \cdot 568575.1 = 341145.1 \text{ Н}.$$

Третья стадия: скольжение по дну подводной траншеи по (3.31):

$$T_{np} = f_г \cdot G_в = 0.48 \cdot 65670 = 31521.6 \text{ Н},$$

где $G_в$ - общий вес протаскиваемого трубопровода в воде, равный по формуле (3.32):

$$G_в = L \cdot (q_{мп} + q_{бал} - q_г) = L \cdot (3887 + 6394 - 9087) = 65670 \text{ Н};$$

$f_г$ - коэффициент трения трубопровода о грунт в воде, ориентировочно:

$$f_г = 0.8 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зр} = 0,48.$$

Четвертая стадия: трогание трубопровода с места после временной (более одного часа) остановки протаскивания. Определим по формуле (3.33):

$$T_{np} = f_г \cdot G_в + E + q_{nc} \cdot S = 0.48 \cdot 65670 + 126859.9 + 450 \cdot 100 = 203381.5 \text{ Н},$$

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где q_{nc} - интенсивность присоса трубопровода к дну подводной траншеи, в суглинках и плотных глинах $q_{nc} = 0,3 \text{ кН/м}^2$, в вязких глинах $q_{nc} = 0,6 \text{ кН/м}^2$;

S - площадь поверхности контакта трубопровода и пригрузов с грунтом;

E_b - пассивный отпор грунта в воде, определяемый по формуле (3.34):

$$E = 33 \cdot 0,74 \cdot \left[\frac{(6000 - 1000) \cdot 0,07^2}{2} \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{31}{2} \right) + 2 \cdot 21 \cdot 10^3 \cdot 0,07 \cdot \text{tg} \left(45^\circ + \frac{31}{2} \right) \right] = 126859,9 \text{ Н.}$$

$c_{зр.в.}$ - сцепление грунта в воде, $c_{зр.в.} = 0,05 \cdot c_{зр.}$, для офутерованного трубопровода $c_{зр.в.} = 0,1 \cdot c_{зр.}$.

По результатам расчетов выбирается максимальное усилие протаскивания. Если оно превышает технические возможности тяговых средств, его можно частично уменьшить в первой стадии за счет подъема и поддержания конечного участка трубопровода трубоукладчиками. В этом случае общий вес G уменьшается на значение веса приподнятой части.

Уменьшения T_{np} можно добиться последовательным наращиванием плетей на берегу, тогда уменьшается длина берегового участка протаскиваемого трубопровода, а расчет становится комбинированным, например, объединяются первая и четвертая стадии.

На третьей и четвертой стадиях протаскивания величину T_{np} можно понизить за счет разгружающих понтонов, уменьшающих вес трубопровода в воде по формуле (3.35):

$$T_{np} = f_s \cdot (G_s - n_{р.н.} \cdot G_{р.н.}) + E_s + q_{nc} \cdot S = 0,48 \cdot (65670 - 10 \cdot 15000) + 126859,9 + 450 \cdot 100 = 131381,5 \text{ Н}$$

где $n_{р.н.}$ - число разгружающих понтонов;

$G_{р.н.}$ - грузоподъемность одного понтона. Номинальный ряд грузоподъемностей включает 15, 30, 50 и 100 кН.

Если известно значение, до которого необходимо понизить значение T_{np} , например, максимальное усилие $T_{тяг}$, создаваемое тяговой лебедкой, то подставив его в формулу T_{np} , определяют потребное число понтонов по (3.36):

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$n_{p.n.} = \frac{65670}{15000} - \frac{180000 - 126859.9 - 450 \cdot 100}{0.48 \cdot 15000} = 3.25.$$

Расстояние между понтонами определим по формуле (3.37):

$$l_{p.n.} = 55 / 4 = 16.94 \text{ м.}$$

Подъемная сила на единицу длины трубопровода по (3.38):

$$q_{p.n.} = 15000 / 5.5 = 2727.3 \text{ Н / м.}$$

$$T_p = 1.1 \cdot 174581.5 = 192039.7 \text{ Н,}$$

Расчетное тяговое усилие T_p определяется по формуле (3.39):

где $m_{тяг}$ - коэффициент условий работы, принимаемый равным 1,1 при протаскивании лебедкой и 1,2 при использовании тракторной тяги.

Максимальное тяговое усилие, развиваемое подобранными тяговыми средствами, должно отвечать условию (3.40):

$$180000 \leq 192039.7.$$

Условие выполняется.

4.7 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

Опасными участками по строительству трубопровода являются взаимные пересечения существующих коммуникаций и сооружений при выполнении монтажных работ. На рассматриваемом участке имеются пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями, с воздушными линиями электропередач и линиями связи.

Для исключения возможности повреждения трубопроводов «Правилами охраны магистральных трубопроводов» устанавливается охранная зона вдоль трассы нефтепровода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

При взаимном пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние в свету между

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

коммуникациями соответствует требованиям нормативной документации и техническим условиям владельцев коммуникаций.

В охранной зоне трубопровода запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода, либо привести к его повреждению.

Для исключения возможности повреждения кабеля связи и ЛЭП, вдоль кабеля устанавливается охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 2 м от оси кабеля с каждой стороны.

Для исключения возможности повреждения линий ВЛ устанавливается охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в:

- 10 м с каждой стороны от крайнего не отклоненного провода ВЛ 10кВ;
- 15 м с каждой стороны от крайнего не отклоненного провода ВЛ 35кВ.
- 20 м с каждой стороны от крайнего не отклоненного провода ВЛ 110 кВ.

При работе экскаватора в зоне расположения подземных коммуникаций (трубопроводы, кабели) перед началом работ необходимо получить разрешение на право производства работ от организации, ответственной за эксплуатацию этих сооружений.

Разработка траншеи в местах пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации. При пересечении трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубопровода и не менее 1м над верхом коммуникации. Оставшийся грунт по 2 м в каждую сторону от коммуникации разрабатывается вручную без

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

применения ударных инструментов, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций. Пользоваться ударными инструментами (ломами, кирками, клиньями и пневматическими инструментами) запрещается. При пересечении первоначально определить местоположение коммуникаций, выполнить шурфовку.

Обозначить границы разработки траншеи для выполнения укладки участка проектируемого нефтепровода. Установить предупредительные знаки в зоне производства работ [5].

Работы по разработке траншеи допускается вести после выполнения мероприятий по безопасному ведению работ, которые должны быть конкретизированы в проекте производства работ, разрабатываемым строительной организацией.

4.8 Сварочные работы

Приведем расчетные данные для сварочных работ см. Таблицы 3.1, (3.2) (3.3):

Таблица 3.1 - Сортамент труб

Сечение, мм	ТУ	Марка стали	Вес трубы кг/м	Завод изготовитель
████████	████████	████████	████████	████████ ████████

Таблица 3.2 - Механические свойства

Сечение, мм	ТУ	Временное сопротивле ние, МПа	Предел текучести, Мпа	Заводское испытательное давление, МПа
████████	████████	████	████	████

Таблица 3.3 - Химический состав стали

Химический элемент	Процентное содержание, %
Углерод (C)	0,15-0,2
Кремний (Si)	0,4-0,6
Марганец (Mn)	1,15-1,55
Химический элемент	Процентное содержание, %
Хром (Cr)	0,3
Медь (Cu)	0,3
Фосфор (P)	0,025
Сера (S)	0,02

4.9 Ручная электродуговая сварка

По σ_b , d , b для сварки корневого шва выбираем электроды с основным видом покрытия: тип Э 50А; марка: ОК 48.04 $d_{эл}=3,25$.

По σ_b , d , b для сварки заполняющего слоя выбираем электроды с основным видом покрытия: тип Э60; марка: Н_{ибаз} 65 $d_{эл}=4\div 5$ мм.

Тип разделки кромок для РДС выбираем для труб диаметром 570-1420 мм с толщиной стенок до 16 мм. [22].

Величина эквивалента углерода для термических сталей с учетом толщины, рассчитывается по формуле:

$$C_3 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + V + Mo}{5} + \frac{Ni + Cu}{15}; \quad (3.41)$$

Температуру выбираем в зависимости от эквивалента углерода, температура будет равна + 100 °С независимо от температуры окружающей среды.

Общая площадь заполнения разделки:

$$A_{\frac{общ}{н}} = f^2 \cdot tg\alpha + b \cdot S + \frac{2}{3} g(2f \cdot tg\alpha + b + 7). \quad (3.42)$$

Площадь первого корневого слоя:

$$A \frac{\kappa}{H} = (6/8) \cdot d_{эл} \cdot \quad (3.43)$$

Площадь заполняющих слоев:

$$A \frac{зан}{H} = (6/8) \cdot d_{эл} \cdot \quad (3.44)$$

Определим общее количество слоев:

$$n = \frac{A \frac{общ}{H} - A \frac{\kappa}{H}}{A \frac{зан}{H}} = \quad (3.44)$$

3 заполняющих слоев + 1 корневой слой = 4 слоя.

Найдем сварочный ток:

$$I_{св} = k \cdot d \frac{1,5}{эл} \kappa = 20 \div 25 \text{ при } d = 3 \text{ мм}; \quad (3.45)$$

$$I_{св} = k \cdot d_{эл} \kappa = 35 \div 40 \text{ при } d = 4 - 5 \text{ мм}. \quad (3.46)$$

Определим напряжение дуги:

$$U_g = 20 + 0,05/d^{0,5} \cdot I_{св} \pm 1; \quad (3.47)$$

Скорость сварки:

$$V_{св} = (\alpha_n \cdot I_{св}) / A_n \cdot \gamma \text{ если } \alpha_n = 8,5 - 9 \text{ гр/Ач}, \gamma = 7,8; \quad (3.48)$$

Определим погонную энергию:

$$g_n = I_{св} \cdot U_g \cdot \eta / V_{св} \eta \cdot \quad (3.49)$$

Приведем расчет по методике, представленной выше:

Величина эквивалента углерода для термических сталей с учетом толщины, рассчитывается по формуле (3.78):

$$C_3 = 0,15 + \frac{1,15}{6} + \frac{0,3}{0,5} = 0,402 < 0,46;$$

Температуру выбираем в зависимости от эквивалента углерода, температура будет равна + 100 °С независимо от температуры окружающей среды.

Общая площадь заполнения разделки по формуле (3.41)

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$A_{\frac{общ}{н}} = 13,1^2 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ \cdot 2 \cdot 14,9 + 2 / 3 \cdot 3 \cdot (2 \cdot 1,31 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ + 2 + 7) = 177,7 \text{ мм}^2.$$

Площадь первого корневого слоя определяется по формуле (3.42):

$$A_{\frac{к}{н}} = (6/8) \cdot d_{эл} = 7 \cdot 3,25 = 22,75 \text{ мм}^2.$$

Площадь заполняющих слоев определим по формуле (3.43):

$$A_{\frac{зан}{н}} = (6/8) \cdot d_{эл} = 10 \cdot 4 = 40 \text{ мм}^2.$$

Определим общее количество слоев по (3.44):

$$n = \frac{A_{\frac{общ}{н}} - A_{\frac{к}{н}}}{A_{\frac{зан}{н}}} = 3,87.$$

3 заполняющих слоев + 1 корневой слой = 4 слоя.

Найдем сварочный ток по (3.45) и (3.46):

$$I(\text{корневой}) = 23 \cdot 3,25^{1,5} = 134,75 \text{ А};$$

$$I(\text{заполняющий}) = 36 \cdot 4 = 144 \text{ А}.$$

Определим напряжение дуги по (3.47):

$$U(\text{корневой}) = 20 + 0,05/3,25^{0,5} \cdot 134,8 \pm 1 = 23,7 \pm 1;$$

$$U(\text{заполняющий}) = 20 + 0,05/4^{0,5} \cdot 144 \pm 1 = 23,6 \pm 1.$$

Скорость сварки (3.48):

$$V_{св} = (\alpha_n \cdot I_{св}) / A_n \cdot \gamma \text{ если } \alpha_n = 8,5 - 9 \text{ гр/Ач}, \gamma = 7,8;$$

$$V_{св}(\text{корневой}) = \frac{8,75 \cdot 134,8}{22,75 \cdot 7,8} = 6,6 \text{ м/ч};$$

$$V_{св}(\text{заполняющий}) = \frac{8,75 \cdot 144}{40 \cdot 7,8} = 4,04 \text{ м/ч}.$$

Определим погонную энергию по формуле (3.49):

$$g_n = \frac{134,8 \cdot 24,7 \cdot 0,67 \cdot 36}{6,6} = 12168 \text{ Дж/см}.$$

					РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Савину Максиму Владимировичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Распределение сметной стоимости проведения земляных работ и капитальных вложений.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Распределение эксплуатационных расходов направленные на строительство линейной части магистрального нефтепровода ...
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Использовать ставку на социальные нужды в размере 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определить коммерческую эффективность ремонта нефтепровода. Произвести сравнительный анализ методов ремонта. <i>Оплата труда;</i> <i>Отчисления на социальные нужды;</i> <i>Амортизационные отчисления;</i> <i>Материальные затраты;</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определить итоговую стоимости ремонта нефтепровода. Рассчитать заработную плату работников. Рассчитать затраты на работу подрядных организаций и затраты на работу спецтехники.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Затраты на проведения организационно-технического мероприятия</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭПР	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Д	Савин Максим Владимирович		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

5.1 Определение инвестиций в проект

Стоимость технического перевооружения линейного участка нефтепровода включает в себя следующие расчеты:

- амортизация оборудования;
- оплата труда;
- стоимость материалов;
- отчисления на социальные нужды;
- электроэнергия;
- прочие расходы.

Для определения суммы амортизации основных средств необходимо найти их полную стоимость. Полную стоимость рассчитаем с учетом стоимости транспортных расходов и стоимости монтажа, которые составляют соответственно 2% и 5% от стоимости всего оборудования.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для перевооружения сводим в таблицу 5.1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода		
Разраб.		Савин М.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				87	123
Консульт.					ТПУ гр.32БЗД		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Таблица 5.1 - Потребность в оборудовании для перевооружение трубопровода.

Наименование	Марка	Количество	Цена ед. руб	Стоимость всего Оборудования, руб	Транспортные расходы, руб	Стоимость монтажа, руб	Полная стоимость, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Трубоукладчик	К-594	6					
Одноковшовый экскаватор	ЭО-4121	2					
Бульдозер	ДЗ-110	3					
Передвижная сварочная установка	УС-41	4					
Оборудование подогрева стыка	ПС-1424	1					
Внутренний центратор	ЦВ-121	1					
Очистная машина	ОМ-121	1					
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1					
Изоляционная машина	ИЛ-1422	1					
Наполнительный агрегат	АН-2	1					
Опрессовочный агрегат	АО-2	1					

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Агрегат для вытеснения нефти	УКП-9	1					
Кран автомобильный	КС-3574	2					
Автоцистерна для перевозки топлива	АЦТ 46102	3					
Машина для холодной резки труб	МРТ 531220	2					
Газоанализатор	АНТ-2М3	3					
Комплект газорезательного оборудования	Спутник	4					
Комплект труб	ПМТ-100	16					
Машина для холодной врезки	Малютка	2					
Шлифовальная машинка		6					

Насос	НШ-300	1					
Центратор наружный	ЦЗ-121	4					
Устройство холодной врезки	Д. Пиранья	2					
Насос	НЦС-130	2					
Электростанция	КТП-25 кВА	1					
Плетьевоз	ПВ-96	1					

Далее производим расчет амортизационных отчислений. Результаты заносим в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 - Расчет амортизационных отчислений.

Наименование	Марка	Количество	Полная стоимость, руб	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за месяц, руб
1	2	3	4	5	6
Трубоукладчик	К-594	6			
Одноковшовый экскаватор	ЭО-4121	2			
Бульдозер	ДЗ-110	3			
Передвижная сварочная установка	УС-41	4			
Оборудование подогрев стыка	ПС-1424	1			
Внутренний центратор	ЦВ-121	1			
Очистная машина	ОМ-121	1			
Передвижная электростанция	ДЭС-100	1			
Изоляционная машина	ИЛ-1422	1			
Наполнительный агрегат	АН-2	1			
Опрессовочный агрегат	АО-2	1			
Агрегат для вытеснения	УКП-9	1			

нефти					
Кран автомобильный	КС-3574	2			

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6
Автоцистерна для перевоз топлива	АЦТ 461023				
Машина для холодной резки труб	МРТ 531220	2			
Газоанализатор	АНТ-2М	3			
Комплект газорезательного оборудования	Спутник-2	4			
Комплект труб	ПМТ-100	16			
Машина для холодной врезки	Малютка	2			
Шлифовальная машинка		6			
Насос	НШ-300	1			
Центратор наружный	ЦЗ-121	4			
Устройство для холодной врезки	Пиранья	2			
Насос	НЦС-130	2			
Электростанция	КТП-25 кВ	1			
Плетьевоз	ПВ-96	1			
	Итого:				

Далее определим затраты на оплату труда в период строительства с учетом премии и районного коэффициента. Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Фонд оплаты труда.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист 90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Профессия	Раз-ряд	Кол-чество	Тарифная ставка, руб	Тарифный фонд ЗП, руб	Премия		Основная ЗП, руб	Дополнительная ЗП, руб	Районный коэффициент 50%	Общий фонд ЗП, руб
					Сумма					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Машинист трубоукладчик	6	6								
Машинист экскаватора	6	2								
Машинист бульдозера	6	3								
Машинист сварочного агрегата	6	4								
Электросварщик	6	11								
Линейный трубопроводчик	6									

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Линейный трубопроводчик									
Линейный трубопроводчик									
Машинист ДЭС	5	1							
Машинист наполнительного агрегата	6	2							
Сварщик-газорезчик	6	2							

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

Лист

91

Машинист опрессовочного агрегата	6	2							
Машинист изоляционной машины	6	1							
Помощник машиниста	5	2							
Машинист очистной машины	6	1							
Изолировщик	5	1							
Изолировщик	2	1							
Мастер	6	2							
Водители	5	4							
Дефектоскопист	3	2							
Итого:		53							

Зная общий фонд заработной платы рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, которая составляет 30%, (22% зачисляемый в пенсионный фонд); 5,1% , зачисляемый в фонды медицинского страхования; 2,9% - зачисляемый в фонд социального страхования).

$$\text{Социальные нужды} = 767692 \cdot 30 / 100 = 230308 \text{ руб.}$$

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов. Результаты заносим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Определение потребности в основных и вспомогательных материалах.

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед руб	Стоимость всего объема, руб
Труба стальная Ду1020	шт	75		
Гнутые вставки	шт	2		
Итого:				
Потребность в вспомогательных материалах				

Электроды	кг	■	■	■
Праймер	кг	■	■	■
Пленка	кг	■	■	■
Обертка	кг	■	■	■
Керосин	кг	■	■	■
Дизтопливо	кг	■	■	■
Итого:				■
Транспортные расходы 5%				■
ИТОГО:				■

Затраты на электроэнергию считаем, как плата за потребляемую энергию.

$$\mathcal{E} = P_{\text{эл}} \cdot C_{\text{эл}}, \quad (5.1.)$$

где $P_{\text{эл}}$ – расход электроэнергии (квт. Час), на 1 км трубы расходуется 18 квт. Час, $C_{\text{эл}}=3,78$ руб – цена за 1 квт.

$$\mathcal{E} = 0,22 \cdot 18 \cdot 3,78 = 15 \text{ руб}$$

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Прочие расходы = $(1614241+767691+230308+672496+15) \cdot 40/100 = 32853,3$ руб.

Составляем смету на реконструкцию нефтепровода. Данные заносим в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Смета затрат на реконструкцию

Показатели	Стоимость
Материалы	■
Заработная плата	■
Отчисления на соц. Нужды	■
Амортизация основных средств	■
Электричество	■
Прочие расходы	■
Итого:	■

5.2 Расчет эксплуатационных затрат

Расчет эксплуатационных затрат проводится по следующим экономическим элементам:

Оплата труда;

Отчисления на социальные нужды;

Амортизационные отчисления;

Материальные затраты;

Прочие затраты;

Оплата труда работников рассчитывается по формуле:

$$Z_{II} = Ч \times Z_{CP.ГОД}, \quad (5.2.)$$

Где Ч - численность работников на линейной части, принимаемая по унифицированным нормам, Ч = 160 человек; Z_{ср.год} – среднегодовая заработная плата одного работника, руб.

$$Z_{CP.ГОД} = Z_{CP.МЕС} \times 12, \quad (5.3.)$$

где Z_{ср.мес} - среднемесячная заработная плата одного работника по данным ОАО «Сибнефтепровод» составляет 8200 руб.

$$Z_{CP.ГОД} = 8200 \times 12 = 98400 \text{ руб}$$

$$Z_{II} = 160 \times 98400 = 15744000 \text{ руб}$$

Зарплата, которая приходится на реконструируемый участок нефтепровода будет равна:

$$Z_{II}' = 15744000 / 143 \cdot 0,7 = 77068 \text{ руб.}$$

Суммарные отчисления на государственное социальное страхование приняты в размере 35,6 % от фонда оплаты труда и составили:

$$C = Z_{II}' \times 0,356 \quad (5.4.)$$

$$C = 77068 \cdot 0,356 = 27436 \text{ руб.}$$

Материальные затраты на эксплуатацию реконструируемого участка нефтепровода составят руб. Составим смету эксплуатационных затрат на реконструируемый участок нефтепровода. Данные заносим в таблицу 5.6.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.6 - Смета эксплуатационных затрат

Показатели	Стоимость, руб
Материалы	■
Заработная плата	■
Отчисления на соц. нужды	■
Амортизация основных средств	■
Прочие расходы	■
Итого:	■

5.3 Расчет показателей экономической эффективности проекта

Чтобы приступить к оценке экономической эффективности проекта необходимо определить поток денежной наличности:

$$P_{на\ i} = P_{ч\ i} + A_i, \quad (5.6.)$$

где $P_{ч\ i}$ - чистая прибыль i – го года;

A_i - годовые амортизационные отчисления i - го года.

Прибыль чистая определяется как разница валовой прибыли и налога на имущества, равного 2% стоимости основных средств:

$$P_{ч\ i} = P_{в\ i} - H \quad (5.7.)$$

Формула для определения валовой прибыли выглядит следующим образом:

$$P_{в\ i} = V_{пер} \cdot T - \mathcal{E}_p, \quad (5.8.)$$

где $V_{пер}$ - объем перекачки в расчетном году, т;

T - тариф за перекачку, руб/т;

\mathcal{E}_p - эксплуатационные расходы в расчетном году, относящиеся на перевооружение участка нефтепровода.

Оценим экономическую эффективность мероприятия методом дисконтирования или методом чистой текущей стоимости (ЧТС):

$$ЧТС_i = (П_{нал} - И_i) \times K_{диск} \quad (5.9.)$$

где ЧТС_і – дисконтированный поток наличности і – ого года;

П_{нал} – поток наличности і – ого года, руб; И_і – инвестиции і – ого года, руб;

$$И_i = K_{рек} = 6620211,647 \text{ руб.}$$

К_{диск} – коэффициент дисконтирования:

$$K_{диск} = \frac{1}{[(1 + H_p) \times (1 + K_{инф})]^{t_i}} \quad (5.10)$$

где Н_р – норма реинвестирования, принимаем Н_р = 24 % ;

К_{инф} – коэффициент инфляции, К_{инф}=0; t_і – расчетный год.

Результаты расчетов сведем в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 - Расчет аккумулированной чистой текущей стоимости при Н_р=24%

T _і , годы	Инвестиции И _і , руб	Поток наличности П _{н_і} , руб	П _{н_і} -И _і , руб	Коэффициент дисконтирования, К _{д_і}	Чистая текущая стоимость, ЧТС _і , руб	ЧТС _{акк} , руб	П _{н_і} *К _{д_і} , руб
0							
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							

8	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
9	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
10	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
11	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
12	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
13	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
14	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████
15	0	██████	██████	██████	██████	██████	██████

$$ЧТС_{АКК_i} = \sum_{i=0}^{i=t} ЧТС_i. \quad (5.11)$$

Для построения графика, по которому будем определять внутреннюю норму рентабельности (ВНР) проекта, необходимо рассчитать ЧТСАКК при другой норме реинвестирования, например при $Hr=30\%$. Результаты расчетов сведем в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 - Расчет аккумулированной чистой текущей стоимости при $Hr=30\%$

T_i , годы	Инвестиции I_i , руб	Поток наличности и P_n , руб	$P_n - I_i$, руб	Коэффициент дисконтирования, K_d	Чистая текущая стоимость, $ЧТС_i$, руб	ЧТСакк, руб
0	6620211,5	██████	██████	█	██████	██████
1	0	██████	██████	██████	██████	██████
2	0	██████	██████	██████	██████	██████
3	0	██████	██████	██████	██████	██████
4	0	██████	██████	██████	██████	██████
5	0	██████	██████	██████	██████	██████
6	0	██████	██████	██████	██████	██████
7	0	██████	██████	██████	██████	██████
8	0	██████	██████	██████	██████	██████

9	0	██████	██████	██████	██████	██████
10	0	██████	██████	██████	██████	██████
11	0	██████	██████	██████	██████	██████
12	0	██████	██████	██████	██████	██████
13	0	██████	██████	██████	██████	██████
14	0	██████	██████	██████	██████	██████
15	0	██████	██████	██████	██████	██████

Далее по результатам двух последних таблиц строим зависимость (см. рисунок 5.1)

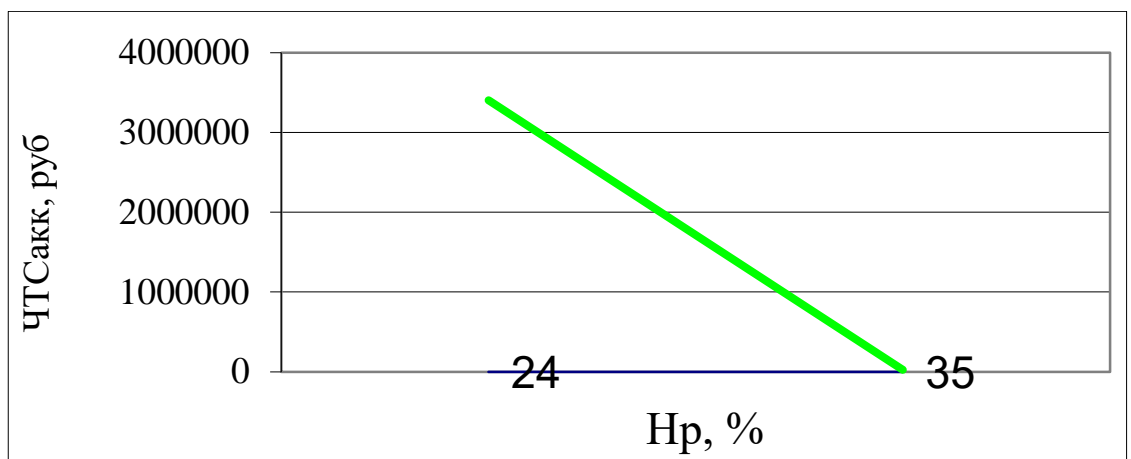


Рис. 5.1 - Внутренняя норма рентабельности

Из графика видно, что $VNP=34\%$, что означает норму реинвестирования, при которой $ЧТСАКК=0$. Т.к. $VNP > Нр$, следовательно, проект целесообразен.

Далее графически определим срок окупаемости проекта. Для этого построим зависимость ЧТСАКК от Т (рис. 5.2):

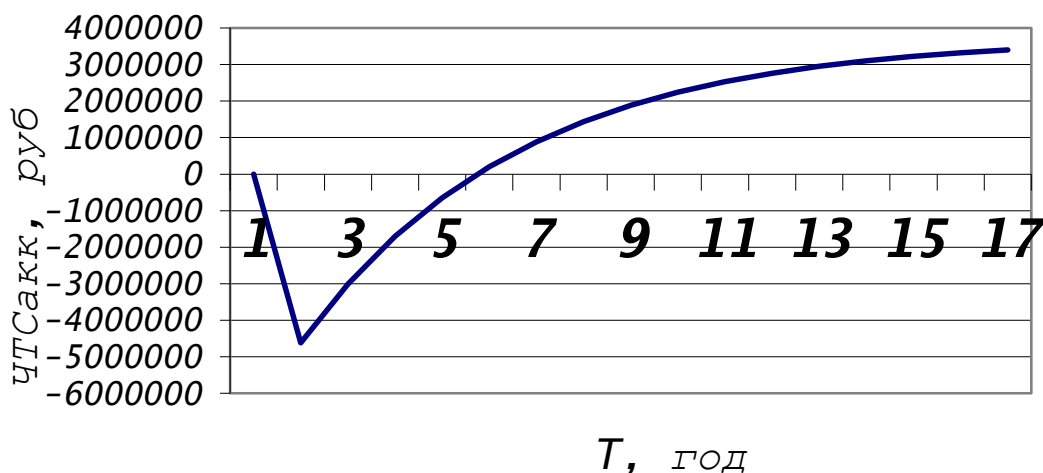


Рисунок 5.2 - Срок окупаемости проекта

Из графика видно, что срок окупаемости проекта лет.

Коэффициент отдачи капитала определяем по формуле:

$$КОК = \frac{\sum_{i=0}^k P_{нал_i} \times K_{диск_i}}{\sum_{i=0}^k I_i \times K_{диск_i}}, \quad (5.12.)$$

$\sum_{i=0}^k P_{нал_i} \times K_{диск_i}$ - суммарные дисконтированные потоки;

$\sum_{i=0}^k I_i \times K_{диск_i}$ - суммарные дисконтированные инвестиции;

k - число лет, в течение которых наблюдается потоки наличности.

КОК=1,51394229 руб/руб

То есть каждый вложенный рубль принесет 51 копейку чистой прибыли.

Результаты всех расчетов сведем в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 - Показатели экономической эффективности проекта.

Показатель	Значение
Затраты на реконструкцию объекта, руб	██████████
в том числе:	
Материалы, руб	██████████
Заработная плата, руб	██████████
Отчисления на соц. Нужды, руб	██████████
Амортизация основных средств, руб	██████████
Электроэнергия, руб	██
Прочие расходы, руб	██████████
Прибыль, полученная от реализации инвестиционного проекта руб	██████████
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, ЧТСакк, руб	██████████
Срок окупаемости, лет	██
Внутренняя норма рентабельности ВНР, %	██
Коэффициент отдачи капитала КОК, руб/руб	████

Вывод: Нашли полную стоимость амортизации основных средств, 1 ██████████ руб. а также произвели расчет амортизационных отчислений. Далее определили затраты на оплату труда в период строительства с учетом премии и районного коэффициента. Рассчитали величину отчислений на социальные нужды: ██████████ руб. А также рассчитали прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д и составляют ██████████% от прямых затрат-██████████ руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Савину Максиму Владимировичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	<p>В данном проекте рассматривается Техническое перевооружение линейного участка протяженностью 5 км магистрального нефтепровода «Красноярск- Иркутск». Климат района резко континентальный. На исследуемом участке развита пучинистость грунтов различной степени. На данном участке нефтепровода выявлены следующие виды дефектов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - дефекты изоляции - дефекты коррозии - дефекты сварных стыков - дефекты геометрии трубопровода
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	<p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве технологического трубопровода:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве технологического трубопровода:</p>	<p>1.1. Анализ вредных факторов: 1. повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. повышенный уровень шума; 3. превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений; 1.2. Анализ опасных факторов: 1. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 2. электрический ток; 3. движущиеся механизмы и изделия; 4. давление; 5. пожароопасность;</p>
2. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - Охрана земель; - Охрана атмосферного воздуха; - Рекультивация земель; - Охрана водных ресурсов; - Указания по обращению с отходами; 	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях		<p>1.1 Наиболее типичными ЧС при производстве технического перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода являются аварии</p>

	техногенного характер. Проектом предусматривается разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом регламентируются Трудовым Кодексом РФ. Безопасные условия труда на производстве определяются должностными инструкциями и инструкциями по охране труда, производственной санитарии и промышленной и пожарной безопасности. Оснащение рабочего места должно обеспечивать безопасные условия труда, охрану здоровья и длительное сохранение работоспособности работающих.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Д	Савин Максим Владимирович		

6. Социальная ответственность

Успешная защита подземных трубопроводов требуется выполнять ряд измерений: разности потенциалов труба-земля; поляризационного потенциала на трубопроводе; величину коррозионной активности грунтов; состояние изоляционного покрытия. Перечисленные измерения позволяют оценить остаточный эксплуатационный ресурс труб с учетом эффекта старения металла. Успешная защита трубопроводных систем от коррозии может быть осуществлена при своевременном обнаружении коррозионных разрушений, определении их величины и выборе защитных мероприятий. В начальный период эксплуатации состояние трубопровода определяется качеством проектирования и строительства. Влияние этих факторов уменьшается во времени и доминирующее значение приобретают условия работы трубопровода. В процессе работы изменение технического состояния транспортной магистрали происходит под воздействием эксплуатационных факторов, одним из которых является коррозия внутренней и внешней поверхности труб. При электрохимической.

Целью выпускной квалификационной работы является Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода.

В работе рассмотрены производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях и правовые и организационные мероприятия.

					<i>Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Савин М.В.</i>			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					103	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.32БЗД		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

7.Производственная безопасность

1.1. Анализ вредных факторов:

1.повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;

Воздушная среда в механическом цехе, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Пыль, представляет собой мельчайшие частицы твердого вещества. Пыль, способная некоторое время находиться в воздухе во взвешенном состоянии, называется аэрозолью.

Производственная пыль в рабочей зоне фрезеровщика образуется в результате снятия мелкой стружки с деталей, при применении смазочно-охлаждающие жидкости (СОЖ). В результате механического разбрызгивания и испарения СОЖ может достигать нескольких сот градусов, ее компоненты поступают в воздух в виде масляных и иных аэрозолей, а также сложных парогазовых смесей. Вдыхание их может быть причиной раздражающего влияния на органы дыхания, легочную ткань, а также неблагоприятного воздействия на другие системы организма.

2.повышенный уровень шума

Шум наносит большой ущерб, вредно действует на организм человека и снижает производительность труда. Утомление рабочих из-за сильного шума увеличивает число ошибок при работе, способствует возникновению травм.

При нормирование шума используют два метода: нормирование по предельному спектру шума, нормирование уровня звука. Таким образом, шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значение которых приведены в[9] «Шум. Общие требования безопасности». Поэтому для рабочих мест цеха допустимый уровень звукового давления в активной полосе со среднегеометрической

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

частотой 1000 Гц есть 80 дБ, а допустимый эквивалентный уровень звука 85 дБА. При данном производственном процессе уровень шумов не выходит за нормативы.

Шум может возникать только при использовании некоторых видов оборудования, поэтому применяются индивидуальные средства защиты от шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

3. Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений

Уровни допустимого облучения определены в [7].

Нормативными параметрами в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц являются напряженности E и H электромагнитного поля. В диапазоне низких частот интенсивность излучения не должна превышать 10 В/м по электрической составляющей, а по стандартам МРР II не должна превышать 2.5 В/м по электрической и 0.5 А/м по магнитной составляющей напряженности поля. К мероприятиям по обеспечению безопасности условий труда при работе на ПЭВМ относят защиту расстоянием, временем.

1.2. Анализ опасных факторов:

1. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

При сварке, наплавке, резке и напылении в зону дыхания работающих могут поступать сварочные аэрозоли, содержащие в составе твердой фазы окислы различных металлов, их окислы и другие соединения, а также токсичные газы. Количество и состав сварочных аэрозолей, их токсичность зависят от химического состава сварочных материалов и свариваемых металлов, вида технологического процесса.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Воздействие на организм выделяющихся вредных веществ может явиться причиной острых и хронических профессиональных заболеваний, и отравлений.

Интенсивность излучения сварочной дуги в оптическом диапазоне и его спектр зависят от мощности дуги, применяемых материалов, защитных и плазмообразующих газов. При отсутствии защиты возможны поражения органов зрения и ожоги кожных покровов. Отрицательное воздействие на здоровье может оказать инфракрасное излучение предварительно подогретых изделий, нагревательных устройств (нарушение терморегуляции, тепловые удары).

При ручных и полуавтоматических методах сварки, резки, наплавки и пайки имеет место статическая нагрузка на руки, в результате чего могут возникнуть заболевания нервно-мышечного аппарата плечевого пояса.

2.электрический ток

По опасности поражения электрическим током, камеральное и лабораторное помещения, согласно [18], относятся к помещениям без повышенной опасности поражения людей электрическим током. Они характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность (влажность не превышает 75%; температура не превышает 35°С; отсутствуют токопроводящая пыль и токопроводящие полы - металлические, земляные, железобетонные).

Источником электрического тока в помещении могут выступать неисправные электропроводки и электроприборы. Основным электрооборудованием, работающим под напряжением 220В, является персональный компьютер, принтер, плоттер. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
						106
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами.

Мероприятия по обеспечению электробезопасности: систематическая проверка за качеством изоляции проводов; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

Нормативные документы: [5], [19], [4].

8.движущиеся механизмы и машины

Источниками движущихся частей также являются транспортные устройства. Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

Одним из условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования для рабочего в ходе технологического процесса.

4.давление

Основной и самой разрушительной причиной аварий и чрезвычайных технических инцидентов на этих опасных производственных объектах является разрушение герметизационного слоя объекта. Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности. Специалисты понимают под термином «надежность оборудование» его безаварийную эксплуатацию в течении эксплуатационного срока, предполагающую абсолютную герметизацию ёмкости. Для того чтобы обеспечить такое состояние опасного производственного объекта необходима его квалифицированная и своевременная техническая оценка, которая осуществляется в соответствии с нормативным регламентом.

5.пожароопасность

Пожар - процесс, характеризующийся социальным и (или) экономическим ущербом в результате воздействия на людей и (или) материальные ценности факторов термического разложения и (или) горения, развивающегося вне специального очага, а также применяемых огнетушащих веществ.

Пожар по своей химической сущности представляет собой процесс горения. При горении происходит окисление горючего вещества. Окислителем чаще всего является кислород воздуха, в качестве окислителя могут быть и другие вещества (хлор, азотная кислота, концентрированная перекись водорода, фтор и т.д.). Чтобы горючее вещество воспламенилось, необходимы определенное количество окислителя и наличие теплового источника зажигания.

Только одновременное сочетание всех трех факторов - горючее вещество, окислитель и источник зажигания, может вызвать горение.

Сочетание горючего вещества с окислителем принято называть горючей средой. Горючая среда и источник зажигания имеет им присущие свойства, которые необходимо учитывать при анализе ПО.

Средство коллективной и индивидуальной защиты должны обеспечивать безопасность персонала в течение всего времени действие ОФП. Коллективную защиту следует обеспечивать с помощью

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

пожаробезопасных зон и конструктивных решений. Средства индивидуальной защиты должны быть также для пожарных, участвующих в тушении пожара.

7.2. Экологическая безопасность

В данном разделе дан перечень мероприятий, направленных на минимизацию отрицательных воздействий на различные природные среды в период производства работ.

На основании предварительно разработанного комплекса мер по сведению к минимуму воздействия на окружающую среду, подрядчик в течение всего периода производства работ реализует программу мониторинга, и принимает меры по обеспечению минимального воздействия на окружающую среду.

Подрядчик должен осуществлять свою контрактную деятельность на основе соблюдения технических условий проекта, мероприятия по охране окружающей среды, всех действующих законодательных и нормативных актов, условий разрешений и согласований, выданных российскими природоохранными ведомствами, а также собственных принципов (Подрядчика) в области охраны окружающей среды. Сотрудники подрядных организаций должны пройти обучение в области обеспечения экологической безопасности, охраны окружающей среды, обращения с опасными отходами.

До начала производства работ ОСТ, выполняющие функции технического заказчика, обеспечивают своевременное оформление и передачу подрядной организации следующих документов для оформления разрешительной документации и учета природоохранных требований:

- раздел «», «»


					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

- положительное заключение ГГЭ, ГЭЭ, промышленной безопасности (в случаях, предусмотренных действующим законодательством);

- согласование ФАР (его территориальными органами) строительства и реконструкции объектов капитального строительства (в случаях, предусмотренных действующим законодательством);

- документацию на отвод земельных участков (договора аренды земельных (лесных) участков, проекты освоения лесов с положительным заключением государственной экспертизы, лесную декларацию, разрешение на вырубку древесно-кустарниковой растительности по участкам, не входящим в лесной фонд);

- технологические карты контроля и соблюдения подрядными организациями природоохранных требований при строительстве объектов организаций системы «XXXXXXXXXX».

До начала производства работ подрядная организация обеспечивает своевременное оформление и передачу в ОСТ копии следующих документов:

- разрешения на выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду;

- документа об утверждении нормативов образования и лимитов на размещение отходов;

- договора водопользования на забор воды для производственных нужд или договор на приобретение воды;

- договора на вывоз хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод;

- договора со специализированными лицензированными предприятиями, осуществляющими деятельность по обезвреживанию и размещению опасных отходов;

- приказа о назначении ответственных за охрану окружающей среды, соблюдение требований экологической

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

безопасности и организацию производственного экологического контроля на объекте производства работ;

- приказа о назначении ответственных лиц подрядной организации за соблюдение требований природоохранного законодательства в области обращения с отходами;

- приказа о запрете проноса и использования охотничьего и рыболовного инвентаря, а также о запрете содержания собак на территории строительства;

- листов ознакомления персонала подрядной организации с «Экологической политикой [REDACTED]».

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

- Пожар;
- Взрыв;
- Внезапное обрушение зданий и сооружений;
- Загрязнение окружающей среды по причине выхода нефти.

Действия персонала при пожаре:

Каждый работник при обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры и т. п.) должен:

1. немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию;
2. сообщить о пожаре диспетчеру (оператору) объекта или руководителю объекта (старшему должностному лицу объекта);
3. принять, по возможности, меры по эвакуации людей и сохранности материальных ценностей, ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

Порядок действий диспетчера (оператора) объекта при получении сообщения о пожаре должен быть подробно определен в инструкции о мерах пожарной безопасности.

При получении сообщения о пожаре, диспетчер (оператор) объекта обязан сообщить о возникновении пожара:

4. в пожарную охрану;
5. в подразделение СПО, осуществляющее дежурство на объекте (при его наличии);
6. руководителю объекта;
7. в вышестоящую диспетчерскую службу.

Руководители и должностные лица объектов, лица, в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, по прибытии к месту пожара должны:

8. сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объекта;
9. в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасание, используя для этого имеющиеся силы и средства;
10. проверить включение в работу автоматических УПЗ (установок пожаротушения, охлаждения (орошения), противодымной защиты, систем оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре);
11. при необходимости отключить электроэнергию (за исключением УПЗ), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежном с ним помещениях (за исключением обязательных по требованиям пожарной безопасности систем подпора воздуха), выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития опасных факторов пожара);

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

12. прекратить все работы в здании или сооружении (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

13. удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

14. осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

15. обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

16. одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;

17. организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;

18. сообщать подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров и проведения, связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте опасных (взрывоопасных), взрывчатых, сильнодействующих ядовитых веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

По прибытии пожарного подразделения руководитель ОСТ, филиала ОСТ, структурного подразделения или лицо, его замещающее, информирует руководителя тушения пожара о конструктивных и технологических особенностях объекта, прилегающих строений и сооружений, количестве и пожароопасных свойствах хранимых и применяемых веществ, материалов, изделий и других сведениях, необходимых для успешной ликвидации пожара, работе УПЗ, противоаварийных систем, также организывает привлечение сил и

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

средств объекта к осуществлению необходимых мероприятий, связанных с ликвидацией пожара и предупреждением его развития.

4. Защита в чрезвычайных ситуациях

работ по техническое перевооружение линейного участка При проведении магистрального нефтепровода, персонал на ремонтных работах должен быть обучен правилам и приемам ликвидации возможных аварий на линейной части МН. Реконструкция должна производиться под руководством ответственного работника (прораба, мастера специализированного участка РСУ) прошедшего проверку знаний правил производства работ и инструкции по ликвидации возможных аварий в квалификационной комиссии РСУ и допущенного к руководству этими работами .

При проверке знаний у персонала РСУ (линейные ИТР: прораб, мастер специализированного участка РСУ) на допуск к реконструкции включаются вопросы по ПТБ, ППБ и ПТЭ МТ при ликвидации возможных аварий.

При проведении работ по техническое перевооружение, руководитель (прораб, мастер специализированного участка РСУ) должен иметь устойчивую связь с оператором НПС, ЛПДС на участке которого производятся ремонтные работы, диспетчером ЦДП.

О ходе производства работ руководитель информирует по диспетчерской службе (оператор НПС, ЛПДС - диспетчер ЦДП) 3 раза в день (начало работ, в перерыве работ, окончание работ) [30].

Дежурный вахтовый автомобиль со средствами связи должен находиться вне опасной зоны на случай возможного выхода- нефти с наветренной стороны не ближе 30 метров от места производства работ.

Все технические средства, не используемые при выполнении работ должны находиться за пределами опасной зоны на расстоянии не ближе 100 м., с наветренной стороны.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

Автомобили и механизмы должны устанавливаться так, чтобы была возможность быстрого передвижения и маневрирования всех транспортных средств одновременно и отдельно. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть выполнены с соблюдением противопожарных требований и оборудованы глушителями-искрогасителями.

Решение о вызове аварийной бригады на место аварии (повреждения) принимает «ответственный» за ликвидацию аварий и ее последствий.

8. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Продолжительность командировки принята 2 месяца (61 календарный день).

В проектной документации предусмотрена 5 дневная рабочая неделя.

Продолжительность смены предусмотрена 8 час.

В течение рабочей смены предусматриваются перерывы на отдых и приём пищи. Продолжительность ежедневного междуменного отдыха должна составлять не менее 12 часов.

Длительность смены не должна превышать 8 часов, продолжительность рабочей недели – не более 40 часов. В течение рабочей смены предусматриваются перерывы на отдых и приём пищи. Продолжительность ежедневного междуменного отдыха должна составлять не менее 12 часов.

При выполнении СМР в холодное время года организуются дополнительные перерывы для обогрева строителей.

Расчет выполнен на весь период строительно-монтажных работ, включая подготовительный период.

Проектной документацией предусмотрено место проживания строителей в жилом фонде и в ВЖГ.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115

Источник воды для хозяйственно-питьевых нужд - привозная вода.

Питание – за счет жилого фонда и столовой ВЖГ.

Санитарно-гигиенические потребности на стройплощадке удовлетворяются за счет инвентарных бытовых помещений, состоящих на балансе подрядчика. Медицинское обслуживание и питание работающих обеспечить в близлежащих населенных пунктах.

Стирка спецодежды, нательного и постельного белья работающих при необходимости производится в прачечных в близлежащих населенных пунктах по договору Подрядчика.

Согласно требованиям ОР-91.200.00-КТН-108-16 «[REDACTED] нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля заказчика при выполнении строительно-монтажных работ на объектах организаций системы "[REDACTED]" для осуществления строительного контроля Подрядная организация обеспечивает специалистов строительного контроля Заказчика (инженеров [REDACTED] Надзор") необходимыми отопляемым отдельными рабочими помещениями площадью не менее 12 м² и для проживания (не менее 6 м² на 1 человека) на местах производства работ на объекте Заказчика.

СКК Подрядчика должна быть независимой от деятельности производителей работ и подчиняться заместителю руководителя подрядной организации, ответственному за качество выполнения работ.

Бытовое обслуживание водителей идентично бытовому обслуживанию рабочих.

В пределах полосы временного отвода земель на площадке временных зданий и сооружений располагается площадка стоянки техники, бытовые помещения и площадка заправки техники, социально-бытовое обслуживание обеспечивается за счет социально-бытовых помещений.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
						116
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Архитектурно-планировочные решения определены в соответствии с требованиями к размещению площадок, групп сооружений, требованиями к пожарной безопасности, санитарно-гигиеническим требованиям к сооружениям и т. д.

Потребность во временных зданиях жилого, санитарно-бытового, административного и складского назначения определяется по Пособию к[12],[17]. Расчет выполнен с учетом водителей.

Обеспечение санитарно-гигиеническими условиями на стройплощадке осуществляется за счет инвентарных бытовых помещений, состоящих на балансе подрядчика.

Территорию строительного городка в весенне-летний пожароопасный период защитить по периметру минерализованной полосой шириной не менее 2,5 м.

Строительный городок оборудовать телефонной связью или радиосвязью.

Для наблюдения за противопожарным состоянием строительного городка организовать круглосуточное дежурство персонала.

Площадку дизельной электростанции обеспечить дополнительно двумя огнетушителями ОВЭ-5/ОВЭ-6.

Работники, занятые в строительном производстве, должны проходить обязательные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в установленном порядке.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении дипломного проекта был проведен анализ основных технических и конструктивных решений при техническом перевооружении линейного участка линейной части магистрального нефтепровода.

Дана характеристика объекта, включая данные о климатических и инженерно-геодезических особенностях района проведения работ, с информацией по временам года.

Были рассмотрены все технологические операции, включая: подготовительные работы, земляные работы, работы по демонтажу трубопровода, сварочно-монтажные, изоляционно-укладочные работы, очистка, испытание и т.д.

Проектная толщина стенки подтверждена механическим расчетом. Проведена проверка трубопровода на прочность, устойчивость и недопустимость пластических деформаций. Выполнены расчеты балластировки и изоляционно-укладочных работах, был определен срок службы трубопровода, расчет укладки трубопровода методом протаскивания, рассчитаны сварочные работы.

Были учтены мероприятия связанные с охраной окружающей среды и безопасностью труда при проведении работ по техническому перевооружению линейного участка магистрального нефтепровода.

В экономической части рассмотрен полный расчет сметы затрат на техническое перевооружение линейного участка нефтепровода, а также эксплуатационные затраты и др.

При выполнении дипломного проекта были учтены требования действующих нормативных документов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода			
Разраб.		Савин М.В.			ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					118	123
Консульт.						ТПУ гр.32БЗД		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти / Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т., 2002. — Т. 1. — 407 с.;
2. ВСН 006-89 Магистральные трубопроводы. Сварка. — М.: Госстрой, 2000. — 82 с.;
3. ВСН 011 - 88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. — М. Миннефтегазстрой. 1990 — 114 с.
4. ГОСТ 30703-2001 Безопасность испытаний на герметичность. — М.: Госстрой. 2001. — 16 с.;
5. ГОСТ Р 12.4.026-2001 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. — М. Госстрой. 2001 — 78 с.;
6. ЕНиР Сборник Е2. Земляные работы. Выпуск 1. Механизированные и ручные земляные работы. — М.: Издательство стандартов, 1991. — 134с.;
7. ЕНиР Сборник Е22. СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ . Выпуск 2. Трубопроводы. — М.: Издательство стандартов, 1991. — 121с. ;
8. ЕНиР Сборник Е39. Подводно-технические работы. — М.: Издательство стандартов, 1991. — 114с.;
9. ЕНиР Сборник Е5. Монтаж металлических конструкций. Выпуск 3. Мосты и трубы. . — М.: Издательство стандартов, 1991. — 124с.;
10. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. — М., АК «██████████»: — Недра, 2001. ;
11. СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» (утв. Постановлением Госстроя РФ от 25 мая 1999 г. N 40);

					<i>Техническое перевооружение линейного участка магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Савин М.В.</i>			СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					119	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.32БЗД		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

12. СНиП 12-03-99. Безопасность труда в строительстве. — М.: Госстрой, 2001. — 46 с.;
13. СНиП 2.05.06 - 85. Магистральные трубопроводы. — М.: Госстрой, 2000. — 52 с.;
14. СНиП 23-01-99 Строительная климатология — М.: Госстрой, 2000. — 51 с.;
15. СНиП II - 04 - 74. Нагрузки и воздействия. — М.: Стройиздат. 1974. — 87 с.;
16. СНиП III - 42 - 80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ. — М.: Госстрой, 2000. — 80 с.;
17. СНиП 21-01-97 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ;
18. ГОСТ 30703-2001 Безопасность испытаний на герметичность.
19. ГОСТ Р 12.4.026-2001 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
20. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
21. ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств
22. ГОСТ 9466-75 Electroды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия
23. СП 16.13330.2011 "СНиП II-23-81* Стальные конструкции"
24. СП 28.13330.2012 "СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии"
25. СП 86.13330.2012 "СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы"
26. СП 125.13330.2012 "СНиП 2.05.13-90 Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов"

					СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	<i>Лист</i>
						120
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

27. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов

28. 1.Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009.

29. 2.Беляков, Геннадий Иванович. Охрана труда и техника безопасности [Электронный ресурс] : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И. Беляков

30. 3.Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский

31. 4.Корнилович, Олег Павлович. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах / О. П. Корнилович

32. 5..Техника безопасности в электроэнергетических установках : справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил.

33. 6.Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий : учебное пособие / Б. С. Мастрюков.

34. 7.Экология: учебник / В. И. Коробкин, Л. В. Передельский. — 19-е изд., доп. и перераб. — Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. — 603 с.

35. 8..ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

36. 9..ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

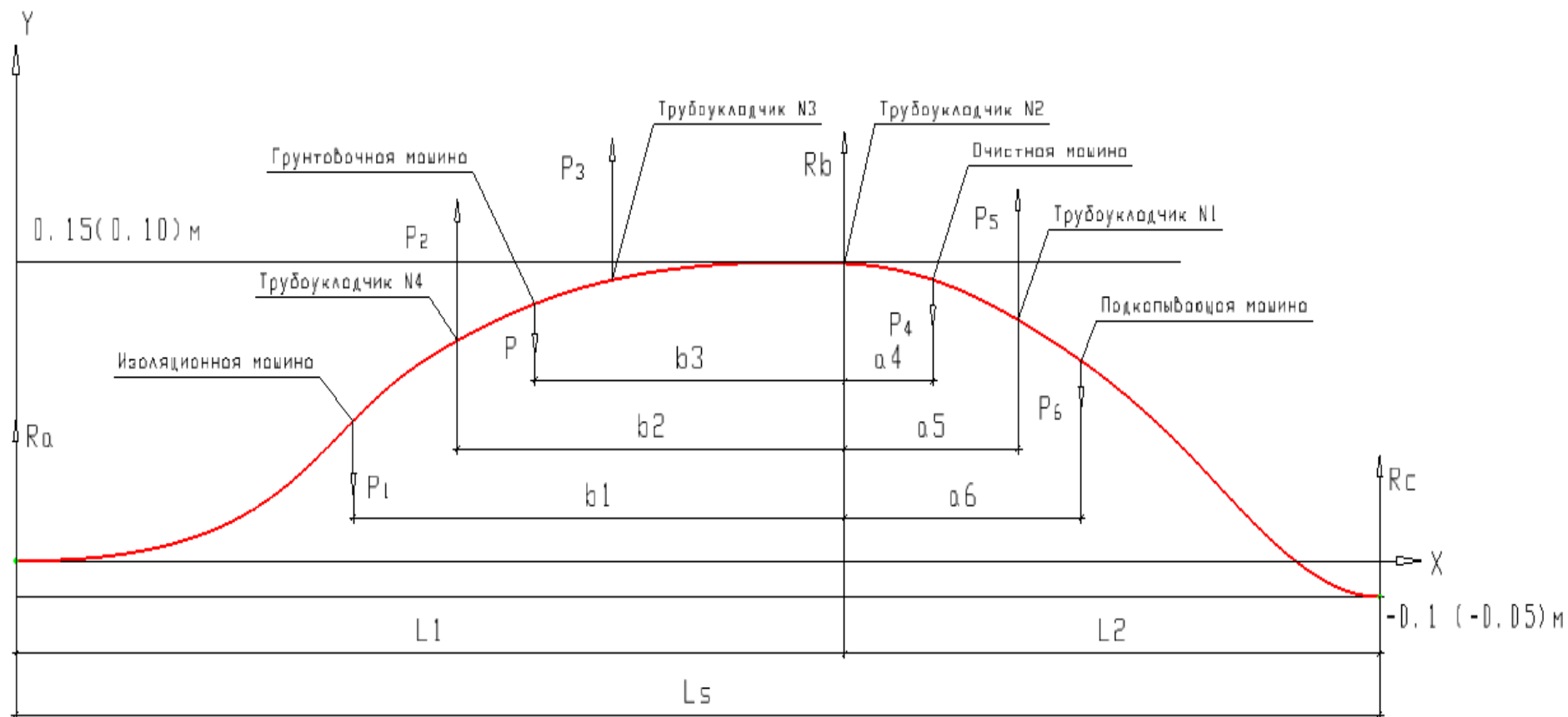
37. 10.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

38. 11.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

					<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

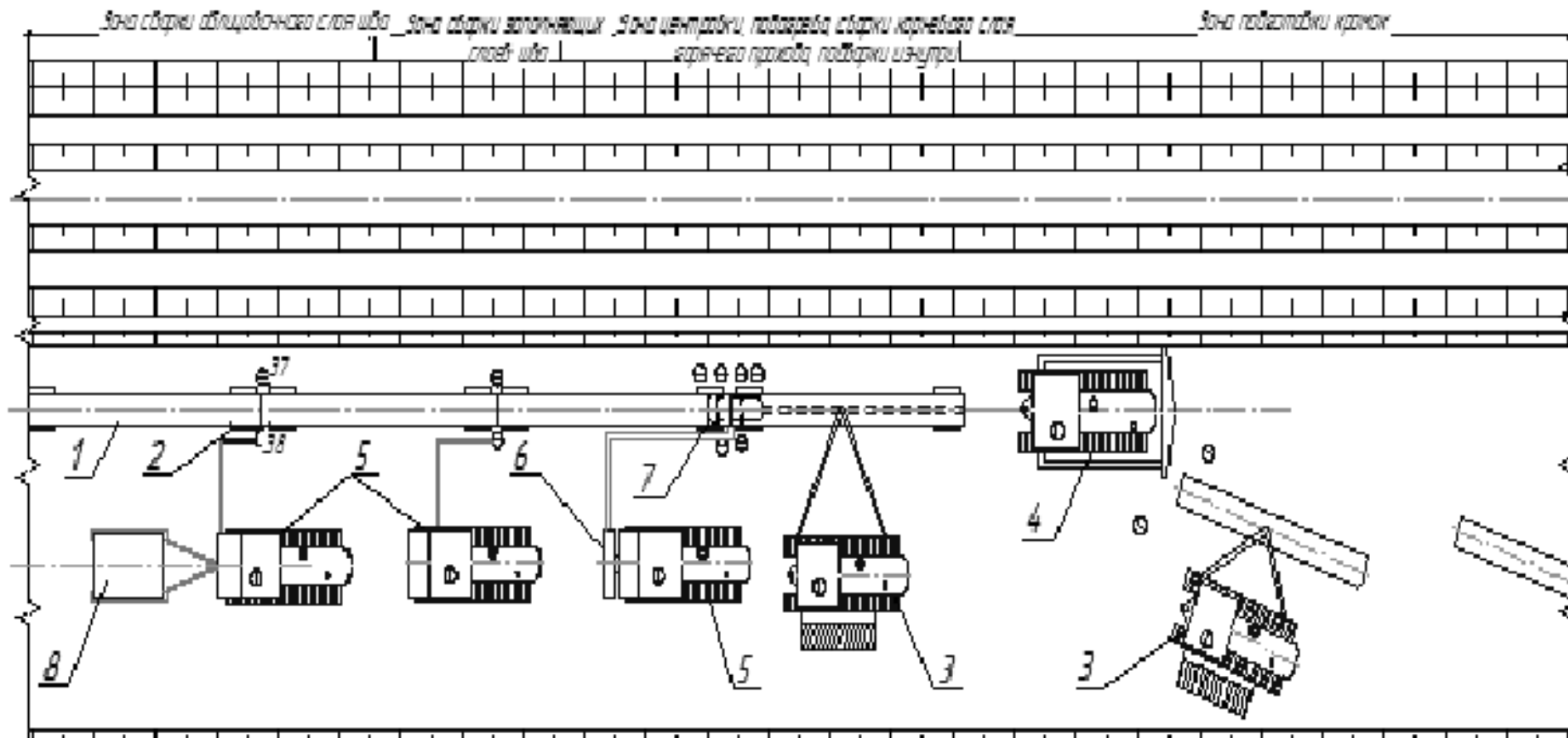
39. 12.ГОСТ 12.3.002–75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
40. 13.СП 51.13330.2011. Защита от шума.
41. 14.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
42. 15.ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
43. 16.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
44. 17.ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
45. 18.ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
46. 19.СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
47. 20.ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
48. 21.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
49. 22.ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

					<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</i>	<i>Лист</i>
						122
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



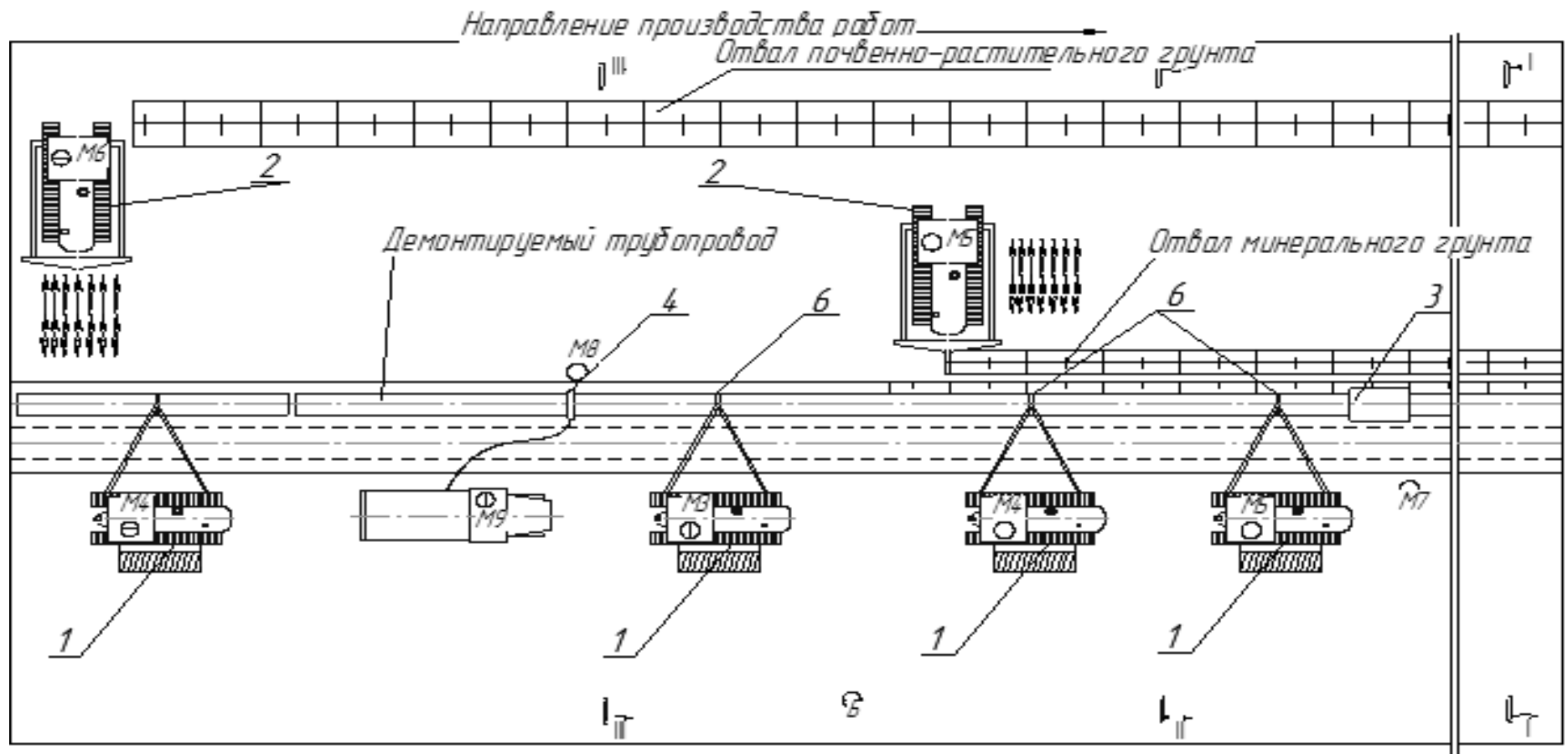
P_2, P_3, R_b, P_5 - усилия подъема трубоукладчиков; P_1 - вес изоляционной машины; P - вес грунтобучной машины; P_4 - вес очистной машины; P_6 - вес подкапывающей машины.

Рисунок 3.6 – Схема выполнения изоляционно-укладочных работ.



1 – свариваемый трубопровод; 2 – инвентарные опоры; 3 – трубоукладчик; 4 – бульдозер; 5 – сварочная установка самоходная; 6 – оборудование подогрева стыка; 7 – центратор внутренний; 8 - вагон домик для отдыха

Рисунок 3.5 – Сварочная колонна.



- 1 – трубоукладчик; 2 – бульдозер; 3 – очистная машина; 4 – устройство безогневой резки труб; 5 – кольцевой строп;
- 6 – троллейная подвеска

Рисунок 3.4 – Схема проведения работ по демонтажу трубопровода.

