

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Реконструкция участка нефтепровода на р. [REDACTED] магистрального нефтепровода « [REDACTED] » с [REDACTED] КМ.»

УДК 622.692.4.004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Г	Шайдо А.М.		20.05.2016г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		20.05.2016г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.05.2016г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.т.н., доц.		11.05.2016г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		12.05.2016г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Шайдо А.М.

Тема работы:

«Реконструкция участка нефтепровода на р. [REDACTED] магистрального нефтепровода
 « [REDACTED] » с [REDACTED] км. по [REDACTED] км.»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

20.04.2016 г. № 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.05.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода « [REDACTED] » с [REDACTED] км. по [REDACTED] км. на р. [REDACTED]

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • изучить основные нормативные требования к проектированию, сооружению нефтепровода; • провести анализ методов и технологий организаций строительства нефтепровода на основе российских и зарубежных источников; • представить технологический расчет нефтепровода; • представить рекомендации по выбору оборудования и технологической оснастки при реконструкции подводного перехода
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Белозерцева О.В, к.э.н, доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев М.В., доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>23.10.2015 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.ф-м.н, доцент		23.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б21Г	Шайдо А.М.		23.10.2015 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Шайдо Александр Михайлович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Объект исследования.	Рассчитать стоимость строительства участка нефтепровода диаметром 1220 мм, толщиной стенки 13 мм и длиной 120 м.
2. В разделе рассматриваются следующие затраты:	1. Зарботная плата 2. Отчисления на социальные нужды 3. Затраты на использованные материалы. 4. Затраты на топливо.
3. Перечень графического материала	Таблицы

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева Ольга Викторовна	к.э.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Шайдо Александр Михайлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Шайда Александр Михайлович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования.	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе.</p> <p>При строительстве, участка нефтепровода на р. █████, возможно влияние вредных и опасных факторов производственной среды на человека. Кроме того, оказывается негативное влияние на окружающую среду. Также возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, экологического, стихийного и социального характера.</p>
1. Производственная безопасность. 1.1 Анализ выявленных вредных факторов	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Климатические и погодные условия. 2. Повышенный уровень шума в рабочей зоне на объекте. 3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися. 5. Тяжелый и напряженный физический труд работников.
1.2 Анализ выявленных опасных факторов	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 2. Электрическая дуга и искры при сварке металлических деталей. 3. Возможность поражения

	<p>электрическим током;</p> <p>4. Повышенная или пониженная температура рабочих поверхностей оборудования и материалов.</p> <p>5. Повышенная пожароопасность и взрывоопасность.</p>
2. Экологическая безопасность.	<p>При строительстве участка нефтепровода на р. ████████, на окружающую среду оказывают следующие производственные процессы сопровождающиеся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнением атмосферного воздуха; 2. Нарушением гидрогеологического режима; 3. Повреждением почвы и растительности; 4. Уничтожением лесных массивов; 5. Загрязнением поверхности водных источников и подземных вод. 6. Изъятием плодородных земель под строительство.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	<p>Чрезвычайные ситуации возникают в случаях:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. В результате внезапной разгерметизации трубопровода; 2. При разрывах трубопровода;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	<ol style="list-style-type: none"> 1. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных и взрывоопасных объектах» 2. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие сведения» 3. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ»; 4. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования»; 5. СанПин 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»

	<p>и строительных работ»;</p> <p>6. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»;</p> <p>7. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;</p> <p>8. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»;</p> <p>9. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;</p> <p>10. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»;</p> <p>11. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».</p>
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Шайдо Александр Михайлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 15 рис., 26 табл., 85 источников, 1 прил.

Ключевые слова: реконструкция, технические решения, траншея, укладка, расчет, металлическая труба, этап, испытание, контроль качества, охрана труда, подводный переход. _____

Объектом исследования является: участок магистрального нефтепровода «_____». _____

Цель работы – анализ основных вопросов организации производства работ по реконструкции подводного перехода на реке _____ км.

В процессе исследования проводились: расчет на прочность подводного перехода, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, прокладки, монтажа трубопровода, проведение гидравлического испытания. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования: был произведен анализ основных технических решений по организации реконструкции подводного перехода D1220 на линейной части «_____», выполнение технических расчетов прочностных характеристик.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: конструктивные особенности подводного перехода, технико-эксплуатационные характеристика подводного перехода. _____

Степень внедрения: _____

Область применения: при проектирование подводного перехода _____

Экономическая эффективность/значимость работы Общие затраты на строительство объекта составили: _____ рублей

В будущем планируется _____

ESSAY

Final qualifying work 120 p., 15 fig., 26 tab., 85 sources, Appendix 1.

Keywords: reconstruction, technical solutions, trenches, laying, calculation, metal pipe, stage, testing, quality control, safety, underwater passage.

The object of the research is: the site of the main oil pipeline " [REDACTED] "

Purpose - analysis of the basic questions of the organization of works on reconstruction of the underwater crossing of the river [REDACTED] km.

The study was conducted with the calculation of the underwater crossing of strength, the wall thickness of the pipe calculations, calculation of strength and stability. The problems of development of the trench, laying, installation of the pipeline, conducting hydraulic tests. Presents measures for labor and building safety, environmental protection, technical and economic part.

As a result of the study: Analysis was made of basic technical solutions for the organization of the reconstruction of the underwater crossing of D1220 on the linear part of the " [REDACTED] ", perform technical calculations of strength characteristics.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: the design features of the underwater crossing, technical and operational characteristics of the underwater crossing.

Degree of implementation:

Scope: the design of the underwater crossing

Cost-effectiveness / value of the work General construction costs amounted to object: [REDACTED] rubles

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	с.
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	16
1.1 Характеристика объекта	16
1.2 Климатическая характеристика	17
1.3 Температура воздуха	19
1.4 Снежный покров	21
1.5 Гидрографическая характеристика	26
1.6 Транспортная схема	27
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ	28
2.1. Обеспечение строительства машинами и оборудованием	28
2.2. Обеспечение строительства трудовыми ресурсами	29
2.3. Обеспечение строительства связью	29
2.4 Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях лесного фонда	30
2.5. Устройство жилых полевых городков.	31
2.6. Устройство производственных баз и площадок складирования.	33
3. ЭТАП СТРОИТЕЛЬСТВА	36
3.1. Земляные работы.	36
3.2. Вскрытие нефтепровода и разработка траншеи.	36
3.3 Разработка траншеи в русловой части.	38
3.4 Проведение контрольного обследования русловой части.	40
3.5. Устройство переездов через коммуникации и съездов с автодорог.	40
3.6. Работы по устройству съездов с существующих автодорог:	41
3.7. Планировка строительной полосы.	42
3.8. Геодезическая подготовка площадки (трассы) строительства	43

						Реконструкция участка нефтепровода на р. ██████████ магистрального нефтепровода «████████████████████»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шаидо А.М.			Лит.			
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.			Лист	Листов		
<i>Консульт.</i>					12	1119		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.			ТПУ зр. 3-2Б21Т 2Б21Т			
					Оглавление			

3.9 Погрузочно-разгрузочные работы.	44
4. СТРОИТЕЛЬСТВО НОВОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА	49
4.1. Сварочно-монтажные работы	49
4.1.1. Зачистка кромок под сборку и сварку. Центровка и сборка стыка	51
4.1.2. Подогрев (или просушка) стыкуемых кромок труб	51
4.1.3. Ручная электродуговая сварка корневого шва	51
4.1.4. Ручная электродуговая сварка заполняющего и облицовочного слоя шва	52
4.1.5. Сварочные материалы	52
4.2. Изоляционные работы	55
4.2.1. Область применения	58
4.2.2. Организация и технология изоляционных работ	58
4.2.3. Общие требования по хранению и транспортировке	60
4.3. Футировка	61
4.4. Укладочные работы	61
4.5. Балластировка трубопровода.	66
4.5.1. Балластировка трубопровода бетонными утяжелителями типа УБО	67
4.5.2. Балластировка трубопровода утяжелителями типа ЧБУ	69
4.6. Ликвидация технологических разрывов	71
4.7. Электрохимическая защита от коррозии.	73
4.8. Гидравлические испытания	76
4.8.1. Последовательность проведения работ	78
4.8.2. Гидравлические испытания на прочность и проверка на герметичность.	80
4.8.3. Освобождение трубопровода от воды	81
4.9. Контроль над строительно-монтажными работами, Приемка эксплуатацию нефтепровод.	82
4.9.1 Контроль качества выполнения подготовительных работ.	83

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.9.3 Контроль качества сварных соединений.	86
4.9.4 Контроль качества изоляционного покрытия.	87
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	88
5.1. Расчет толщины стенки нефтепровода.	89
5.1.1 Проверка трубопровода на прочность.	90
5.1.2. Проверка трубопровода на пластические деформации.	91
5.1.3. Расчет балластировки трубопровода чугунными балластирующим устройствами типа ЧБУ.	92
5.1.4. Расчет балластировки трубопровода железобетонными балластирующими устройствами типа УБО (пойма).	93
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА р. ██████████	95
6.1 Производственная безопасность.	95
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	95
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	99
6.2 Экологическая безопасность.	102
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	105
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	106
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА р. ██████████.	108
7.1 Расходы на заработную плату работникам.	108
7.2 Отчисления на социальные нужды.	109
7.3 Расчет затрат на материалы.	110
7.4 Расчет затрат на топливо для реконструкции участка нефтепровода р. ██████████ диаметром 1220 мм и длиной 120м.	111
7.5 Общие затраты реконструкцию участка трубопровода.	112
Заключение	115
Список используемых источников	116

ВВЕДЕНИЕ

В России функционирует более 200 тыс. километров стальных трубопроводов (магистральных и промысловых), предназначенных для транспортировки нефти, газа, нефтепродуктов. Многие из них отслужили четверть века и более. Под воздействием перекачиваемых по ним продуктов, внешней среды и режима эксплуатации постепенно снижается несущая способность трубопроводов, что неминуемо требует ремонта дефектных участков или перевода состарившихся трубопроводов на новый, более щадящий режим.

Достаточно большой возраст трубопроводов объективно связан с увеличением риска аварий и отказов при эксплуатации в случае отсутствия эффективной системы их предупреждения. Это, в свою очередь, предполагает необходимость разработки и совершенствования методов ремонта.

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации.

В настоящей Выпускной Квалификационной Работе рассматривается реконструкция участка магистрального нефтепровода «[REDACTED]» на переходе через реку [REDACTED]

					Реконструкция участка нефтепровода на р. [REDACTED] магистрального нефтепровода « [REDACTED] »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шаидо А.М.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					15	119
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т 2Б21Т		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика объекта

В административном отношении участок работ расположен на территории Российской Федерации [REDACTED] районе [REDACTED]

Исследуемая территория расположена в западной части Алтае-Саянской горно-складчатой системы, в пределах Колывань-Томской возвышенности, вытянутой в северо-восточном направлении. Рельеф представляет собой несколько приподнятую расчлененную равнину с абсолютными отметками от 100 до 300 м, плавно понижающуюся в сторону Западно-Сибирской низменности.

Непосредственно проектируемые участки трассы нефтепровода расположены в пределах долин р. [REDACTED] – левые притоки р. [REDACTED]. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 146,90 до 163.22 м.

Основными дренами территории являются р. Обь, ограничивающая ее с запада и северо-запада, Томь, Иня, Бердь и их притоки. По долинам рек прослеживаются пойма и надпойменные террасы. Реки обладают высокой водообильностью. В весенние паводки уровень в больших реках (Томь, Обь) поднимается в маловодные годы на 3 - 4 м и в многоводные на 7 - 9 м. На небольших реках в маловодные годы весной уровень воды поднимается на 1 - 3 м и в многоводные - на 2 - 5 м. Реки замерзают в конце октября – начале ноября, вскрываются в апреле - мае.

Климат района работ континентальный: холодная и продолжительная зима, тёплое и короткое лето. Средние температуры января – минус 17–20 °С, июля – плюс 17–18 °С. Среднегодовое количество осадков колеблется от 300 мм на равнинах и в предгорной части до 1000 мм и более в горных районах.

					Реконструкция участка нефтепровода на р. [REDACTED] магистрального нефтепровода « [REDACTED] »			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шаидо А.М.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					16	119
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

В районе развиты преимущественно черноземные и лугово-черноземные почвы, занятые типичной лесостепной растительностью с березово-осиновыми «колками» и сосновыми борами по долинам рек.

Ближайшими населенными пунктами к участку производства работ являются: с [REDACTED] – 2,3 км г. [REDACTED] - 4,8 км (переход через р. [REDACTED]).

Территория участка производства работ осложнена сетью наземных и подземных инженерных коммуникаций.

Исследуемая территория с удовлетворительно развитой транспортной сетью. Проезд к участку производства работ возможен по дорогам местного значения.

Ближайшая железнодорожная станция [REDACTED]: расстояние от ж/д станции до места производства работ р. [REDACTED] - 170 км от места производства работ.

1.2 Климатическая характеристика

Климатические характеристики объекта представлены на основании данных технического отчета о выполненных комплексных инженерных изысканиях.

Климатическая характеристика района приведена по данным многолетних наблюдений метеостанций [REDACTED] и [REDACTED]. Использовались данные опубликованные в СП [131.13330.2012](#) и Научно-прикладном справочнике по климату СССР, вып.20. Л., Гидрометеиздат, 1993 г.

Климат исследуемой территории характеризуется как континентальный с тёплым летом и суровой продолжительной зимой, равномерным увлажнением, довольно резкими изменениями элементов погоды в сравнительно короткие периоды времени (за несколько дней или даже часов). Местный климат, проявляется в виде многолетних средних состояний

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

погоды, зависит от сложной циркуляции воздушных масс над Западно-Сибирской низменностью.

Открытость территории со всех сторон облегчает проникновение сюда воздушных масс Арктики, Атлантики и Средней Азии. Поэтому в циркуляционных процессах над Западной Сибирью во все времена года участвуют арктические и умеренные воздушные массы, а летом также и тропические. Воздушные массы переносятся в системе циклонов и антициклонов, что приводит к неустойчивости погоды в пределах области и значительным колебаниям её от года к году.

Зимой к югу от территории располагается область повышенного давления в виде отрога Сибирского антициклона. С северной части действует ложбина западных циклонов, проходящих по крайнему северу Западной Сибири.

Лето район находится под воздействием области пониженного давления, связанной с обширной областью континентальной термической депрессии, которая является результатом циклонической деятельности арктического и полярного фронтов. Морской воздух, поступающий с запада в антициклонах, также преобразуется в континентальный. Таким образом, над рассматриваемой территорией, как летом, так и зимой преобладают континентальные воздушные массы, что ведет к повышению температуры воздуха летом и понижению ее зимой.

Согласно [СП 131.13330.2012](#) изыскиваемая территория относится к строительному климатическому району I В.

Общие климатические параметры теплого периода года по данным метеостанции Тайга представлены в таблице 1.1.

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Температура воздуха, С обеспеченностью 0,95	22
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, ° С	12,4
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	74
Количество осадков за апрель - октябрь, мм	417
Преобладающее направление ветра за июнь - август	Ю, 3
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	1,9

Таблица 1.1.

1.3 Температура воздуха

На термический режим воздуха, помимо основных факторов — атмосферной циркуляции и радиационного режима — оказывают влияние местные факторы: мезо- и микрорельеф, растительность, почва, близость водоемов, застройка территории. Благодаря их воздействию, температурные

условия могут существенно меняться на расстоянии нескольких километров, а иногда и сотен метров.

В таблице 1.2. приводятся значения средних месячных и годовых температур воздуха по данным метеостанции [REDACTED].

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-18,8	-16,7	-10,4	-0,3	8,2	14,9	17,5	14,4	8,4	0,1	-10,3	-17,4	-0,9

Таблица 1.2.

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца 23,70С.

В таблице 1.2.1. приведены средние из абсолютных минимумов температуры воздуха (°С) по данным метеостанции [REDACTED].

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-40	-37	-32	-19	-6	0	4	1	-1	-16	-31	-39	-44

Таблица 1.2.1.

Продолжительность и средняя температура воздуха периодов со среднесуточной температурой воздуха не превышающей стандартные значения по данным метеостанции [REDACTED] приводятся в таблице 1.2.2.

Продолжительность, сут. и средняя температура воздуха, °С периода со среднесуточной температурой воздуха					
<0 °С		<8 °С		<10 °С	
Продолжи-тельность	Средняя температур а	Продолжи-тельность	Средняя температур а	Продолжи-тельность	Средняя температур а
181	-11,9	240	-8	257	-6,8

Таблица 1.2.2

Весенние заморозки в среднем прекращаются в начале третьей декады мая.

Понижение температуры осенью происходит медленнее, чем повышение ее весной. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 102

дня. В таблице 1.2.3 показаны даты первого и последнего заморозка и продолжительность безморозного периода.

Устойчивые морозы наступают в среднем в середине ноября и прекращаются в начале марта. Даты последнего и первого заморозков и продолжительность безморозного периода по данным метеостанции ██████ приводятся в таблице 1.2.3.

Дата заморозка						Продолжительность		
последнего			первого			безморозного периода		
средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	наименьш	наиболь
							.	ш.
29.05	08.05	24.06	09.09	07.08	11.10	102	62	144
	1945	1974		1980	1932		1951	1932

Таблица 1.2.3.

Даты заморозков на почве						Продолжительность		
последнего			первого			безморозного периода, дни		
сред.	ранн	позд	сред.	ранн	позд	средняя	наименьшая	наибол
	я	н.		я	н.			ьшая
31.05	20.05	14.06	14.09	31.07	01.10	105	67	127
	1974	1971		1975	1964			
	г.	г.		г.	г.			

Таблица 1.2.4.

1.4 Снежный покров

По данным метеостанции ██████ на территории района работ снежный покров появляется в среднем в начале октября. Ранние сроки появления снежного покрова — середина сентября, поздние — конец третьей декады октября. Редко выпадение первого снега сопровождается установлением устойчивого снежного покрова, обычно это происходит спустя 15-20 дней. Устойчивый снежный покров образуется в среднем в конце третьей декады октября (таблица 1.4.).

Число дней со снегом	Дата появления снежного покрова			Дата образования устойчивого снежного покрова			Дата разрушения устойчивого снежного покрова			Дата схода снежного покрова		
	сред	ран	позд	сред	ран	позд	сред	ран	позд	сред	ран	позд
186	07.10	16.09	28.10	26.10	06.10	15.11	20.04	09.04	09.05	05.05	09.04	31.05

Таблица 1.4.

В зависимости от преобладающего типа атмосферной циркуляции в предзимний период даты установления устойчивого снежного покрова в отдельные годы существенно сдвигаются.

С образованием снежного покрова высота его постепенно увеличивается и в середине марта достигает максимума.

Процесс снеготаяния весной происходит довольно быстро, длительность интенсивного снеготаяния составляет 3-5 дней. Средние сроки разрушения устойчивого снежного покрова конец второй декады апреля.

Нередко, после разрушения устойчивого снежного покрова, снег вновь выпадает на непродолжительное время, поэтому в среднем за многолетний период окончательный сход снежного покрова наблюдается примерно на 3 – 6 дней позднее, чем его разрушение. Средние сроки схода снежного покрова — начало мая, в холодные затяжные зимы снежный покров сохраняется до конца мая.

Продолжительность периода с устойчивым снежным покровом в среднем составляет 186 дней.

Сроки появления и схода, а также высота снежного покрова в значительной степени зависят от погодных условий каждого года и поэтому в отдельные годы значительно отличаются от средних многолетних.

В таблице 1.4.1. приведена средняя декадная высота снежного покрова (см) по постоянной рейке на открытом месте по данным метеостанции Тайга.

IX			X			XI			XII			I			II			III			IV			V		
						1	8	5	8	4	8	2	5	9	3	6	9	1	3	1	9	9				

Таблица 1.4.1.

Снежный покров отсутствовал более чем в 50% случаев.

Средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке на открытом месте составляет 68 см, максимальная – 152 см.

В таблице 1.4.2. приведена высота снежного покрова (см) по снегосъёмкам на последний день декады (поле)

X			XI			XII			I			II			III			IV			V		
			5	3	7	3	6	1	5	8	9	1	4	5	7	8	2	8	6				

Таблица 1.4.2.

Ветровой режим, атмосферные явления

По данным метеостанции Томск в холодный период года преобладают ветры южного направления, в тёплый период – южного, восточного и северо-восточного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,9 м/с.

В таблице 1.4.3. представлена среднемесячная и годовая скорость ветра, м/с по данным метеостанции Тайга.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	4,4	4,7	4,0	3,8	3,3	2,6	2,7	3,1	4,4	5,0	4,7	3,9

Таблица 1.4.3.

Максимальная скорость ветра изменяется в довольно широких пределах, при этом отметить какую-либо закономерность трудно. Ураганные ветры могут наблюдаться в течение всего года (таблица 1.4.4.)

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорость	25	24	20	25	20	20	21	20	20	28	25	28	28
Порыв	35	28	25	34	-	-	-	-	28	-	30	-	35

Таблица 1.4.4.

Метель – перенос снега ветром почти в горизонтальном направлении, сопровождаемый вихревыми движениями снежинок. В районе работ метели возникают преимущественно при ветрах южного и юго-западного направлений. Первые метели отмечаются в октябре и продолжаются до апреля, начала мая.

В среднем за год бывает 63 дней с метелью, но в отдельные годы число дней с метелями может достигать 110. Наибольшая повторяемость метелей отмечается в январе и декабре, когда за месяц наблюдается в среднем до 11,1 дней с метелью, при максимально возможной 28 дней в течении месяца (таблица 1.4.5.)

	Суммарное количество по месяцам									Год
	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	
Среднее число дней	0,02		11	13	12	10	11	3	0,2	63
Наибольшее число дней		10	25	26	28	23	23	10		110
Ср. продолжит. метелей (ч)	0,1	25	127	149	153	117	108	21		701

Таблица 1.4.5.

Средняя продолжительность метелей в день с метелями составляет 11,1 часа. Опасными являются метели, продолжительность которых превышает 12 ч. В течение суток метели возможны в любое время. Ветер, как отмечалось, при метелях чаще всего имеет южное или юго-западное направление, а скорость при этом преобладает от 6 до 9 м/с. Метели при скорости менее 6 м/с и более 13 м/с отмечаются очень редко.

В холодное время года (с октября по апрель) учащаются случаи низкой облачности, морозящих осадков, туманов – все это способствует образованию гололедно-изморозевых отложений.

Гололед образуется на поверхности земли и на предметах в основном от намерзания капель переохлажденного дождя, мороси, капель тумана и др. В таблице 1.4.6. приведено среднее число дней с обледенением проводов гололедного станка.

Явление	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	Г о д
Гололед	0,07	0,7	3	1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,03	
Изморозь зернистая		0,3	0,3	0,4	0,1	0,07	0,04	0,2	0,03	
Изморозь кристаллическая		0,5	1	4	3	3	2	0,3		1 4
Мокрый снег		0,1	0,1	0,1			0,03			0 , 3
Сложные отложения		0,03	0,3	0,8	0,03					
Обледенение всех видов	0,07	2	5	6	3	3	2	0,9	0,06	2 2

Таблица 1.4.6.

Гололед сохраняется на предметах обычно не более шести часов, но иногда в течение довольно длительного времени.

В подавляющем большинстве случаев (73 %) вес одного погонного метра гололедных отложений не превышает 40 г. К числу особо опасных явлений относится гололед с диаметром более 20 мм, но такой гололед в районе работ за многолетний период наблюдений не отмечался.

Часто в исследуемом районе наблюдается также изморозь, т.е. отложения льда на тонких и длинных предметах с наветренной стороны.

Различается кристаллическая и зернистая изморозь. Наиболее характерна для региона кристаллическая изморозь.

Согласно СП 20.13330.2014 по снеговым нагрузкам район изысканий относится к IV району, с нагрузкой 240 кгс/м². Район по давлению ветра – III (нормативное значение ветрового давления – 0,38 кПа). По толщине стенки гололеда – II (5 мм).

1.5 Гидрографическая характеристика

Гидрографическая сеть трассы изысканий представлена рекой [REDACTED].

По характеру водного режима реки исследуемой территории относятся к типу рек с четко выраженным весенним половодьем, устойчивой летней меженью с эпизодическими паводками и устойчивой зимней меженью.

Весеннее половодье на исследуемой территории является основной фазой водного режима.

Начало половодья приурочено ко второй половине второй декады апреля. Сроки начала половодья за период наблюдений колеблются в значительных пределах, особенно на больших реках, где раннее вскрытие может наблюдаться в конце марта, а позднее в середине мая.

Средние сроки наступления максимально расхода воды приходятся на конец апреля или начало мая. Окончание половодья на средних реках наблюдается в июне, начале июля.

Продолжительность половодья зависит главным образом от длины реки, заболоченности и озерности водосбора. На больших реках средняя продолжительность половодья составляет 80 -140 дней. Форма половодья рек исследуемой территории одновершинная, большей частью сглаженная, куполообразная, растянутая. Половодье на реках часто сливается с летними паводками, образуя общий растянутый гидрограф. В этом случае гидрограф половодья приобретает расчлененную форму. Степень расчлененности гидрографа зависит от характера весны. В ранние и затяжные весны форма половодья сложная, гребенчатая.

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Летне-осенняя межень. После прохождения половодья на всех реках территории на 3 – 4 месяца (с июня по октябрь) устанавливается летне-осенняя межень. Летне-осенняя межень эпизодически нарушается прохождением дождевых паводков. Дождевые паводки незначительны по величине и достаточно редки. Наименьшие расходы приходятся, как правило, на август – сентябрь.

Наименьшие расходы воды за период межени наблюдаются, как правило, в конце периода. Водный режим рек в период зимней межени находится в тесной связи с режимом грунтовых вод и ледовым режимом на реках. Реки исследуемой территории характеризуются устойчивым ледоставом.

1.6 Транспортная схема и обеспечение строительства материально-техническими ресурсами

При производстве работ по реконструкции участка МН «[REDACTED]» для перевозки грузов используются существующие автомобильные дороги местного, регионального и федерального значения.

Конструкция указанных дорог обеспечивает движение строительной техники и перевозку максимальных по массе и габаритам строительных грузов и при этом не требуется усиление и содержание дороги.

Пункт приема грузов ж/д станция «[REDACTED]». Расстояние от ж/д станции до места производства работ р. [REDACTED] - 170 км от места производства.

Для съездов с автомобильных дорог общего пользования использовать существующие съезды.

Оборудование, трубы доставляются от железнодорожной станции бортовыми автомобилями и автомобилями-трубовозами до места производства работ.

На месте производства работ все материалы, изделия и оборудование располагается в границах временного отвода.

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

2.1. Обеспечение строительства машинами и оборудованием

При выборе моделей и марок транспортных средств, следует учитывать следующие основные факторы:

- соответствие конструктивных и эксплуатационных показателей (весу габаритам) груза;
- сохранности перевозимых грузов, в том числе нанесенного на трубы изоляционного и теплоизоляционного покрытия;
- безопасности перевозки;
- тягово-динамических и сцепных характеристик;
- топливной экономичности;
- минимума и воздействия на окружающую среду;
- степень сложности дорожной обстановки (характер грунтов, рельеф, заболоченность местности и др. факторы;
- соотношение объемов транспортных работ по сезонам (зима, лето) и др.

Техника (машины и оборудование), устройства, приборы, приспособления, применяемые при работе на Объекте, должны иметь документы (паспорта, сертификаты, свидетельства), подтверждающие их исправность и наличие их технического освидетельствования (см. №116-ФЗ, статья 9, п.1; СНиП 12-03-2001, п.7.2.2; СНиП Ш-42-80*, п.1.11).[3]

Согласно ОР-33.160.00-КТН-152-14 на землеройной технике (экскаваторы, бульдозера) устанавливаются устройства видеофиксации.

					Реконструкция участка нефтепровода на р. ██████████ магистрального нефтепровода «██████████»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шайдо А.М.			<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рздаченко А.В.					28	119
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>		Рздаченко А.В.						

2.2. Обеспечение строительства трудовыми ресурсами

Инженерно-технический персонал и рабочие, привлекаемые к работам на Объекте, должны иметь документы, подтверждающие их квалификацию (наличие удостоверений и заверенных копий протоколов аттестации ИТР, ответственных за проведение работ, по промышленной безопасности на объектах МН (№116-ФЗ, статья 9,п.2; РД 03-19-2007); наличие квалификационных удостоверений по профессиям у рабочего персонала (№116-ФЗ, статья 9, п.1).

2.3. Обеспечение строительства связью

Порядок организации связи с местом производства работ должен быть выполнен в соответствии с «Положением о совместных действиях по организации связи при производстве ремонтных и строительных работ на объекте магистральных нефтепроводов.

1) За 10 дней до начала производства работ Заказчик, обязан направить в адрес Сибирского ПТУС ОАО «XXXXXXXXXX» письменную заявку на организацию связи на время производства ремонтных работ с указанием места производства работ, даты и времени производства работ, места, с которыми необходимо организовать связь, лиц ответственных за производство работ.

2) ПТУС за 5 дней до начала производства работ обязано предоставить ответственному руководителю производства работ план организационно-технических мероприятий по организации связи с местом производства работ предусматривающий пункты организации связи, сроки исполнения и ответственных исполнителей.

указать место установки средств связи согласно стройгенплана и ППР, согласованного подрядной строительной организацией;

организовать с привлечением подрядной строительной организации развертывание средств связи по требованию работников ПТУС;

Помещение расположения средств связи (мобильная рация, телефонные аппараты) должно иметь свободный доступ на период производства

					<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

строительных работ в рабочее время суток и на случай внештатной ситуации.

Продолжительность мероприятий по организации связи с местом аварии должна быть регламентирована утвержденными руководством Сибирского ПТУС и согласованными с [REDACTED] технологическими картами, схемами организации связи для всех участков нефтепроводов с учетом возможного распространения последствий аварийной ситуации.

Руководитель аварийной бригады связи, назначенный приказом по ПТУС, несет ответственность за организацию связи с местом аварии с момента оповещения.

Связь с местами аварии предоставляется на всех трассах нефтепроводов, в том числе и на водных переходах, в зоне ведения аварийных работ до 40 км вниз по течению реки.

В ночное время суток контроль над работой оперативной связи должны обеспечивать дежурные работники подрядной строительной организации.

На сети связи [REDACTED] допускается к применению оборудование и средства связи, прошедшее обязательную сертификацию в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании, требованиям нормативных правовых актов в области связи, федеральным законом от 7 июля 2003 года № 126-ФЗ «О Связи».

2.4 Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях лесного фонда

Отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ выполнен в соответствии с требованиями СН 452-73.

Участок трассы нефтепровода расположен на землях [REDACTED] о района (земли лесного фонда [REDACTED] участкового лесничества).

					Технические решения по обеспечению производства работ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Земельные участки, нарушенные при ремонтных и строительных работах, должны быть рекультивированы в первоначальное состояние.

В зоне проведения работ особо охраняемые территории федерального, регионального и местного значения отсутствуют.

2.5. Устройство жилых полевых городков

Проживание рабочих, обеспечение работающих социально-бытовыми условиями (питанием, водой, электроэнергией) согласно ТЗ-91.040.01-МНЦС-182-13 предусмотрено во временном жилом городке подрядчика на 810 км МН «[REDACTED]» (на участке р. [REDACTED] – км [REDACTED]). Источник обеспечения жилого городка электроэнергией осуществляется передвижной ДЭС подрядчика. При обустройстве городка предусмотреть: наличие и размещение контейнеров для мусора, наличие выгребных ёмкостей от душевой, столовой, а также порядок очистки территории городка от накапливаемого мусора и вывоз его в места утилизации, устройство площадки мойки и заправки техники.

Обязанность по созданию необходимых бытовых и санитарных условий на месте производства работ, где располагаются временные административно-бытовых помещениях возлагается на ответственного за производство работ, назначенного приказом.

Временные административно-бытовые помещения должны быть обеспечены аптечками с полным набором медикаментов в соответствии с описью.

В зимнее время в административно-бытовых помещениях должна поддерживаться температура не ниже плюс 18 °С.

Электрическое отопление должно работать в автоматическом режиме. Проверка сопротивления изоляции проводки проводится при подключении административно-бытовых помещений к сети, при этом величина сопротивления изоляции должна быть не менее 0,5 МОм. Административно-бытовые помещения, корпуса щитков управления электронагревателей и

					<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

водонагревателей подлежат заземлению инвентарным (к административно-бытовым помещениям) заземлением. Глубина заземления должна быть не менее 1 м.

Все находящиеся в административно-бытовых помещениях обязаны ознакомиться с инструкцией о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается в каждом вагоне на видном месте.

Административно-бытовые помещения должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения в соответствии с инструкцией о мерах пожарной безопасности.

На месте производства работ, где располагаются временные административно-бытовые помещения должно быть выделено место для курения, согласованное с лицом, ответственным за пожарную безопасность городка, обозначенное табличкой с надписью: «Место для курения» и укомплектованное первичными средствами пожаротушения.

На территории расположения временных административно-бытовых помещений запрещается:

- разводить костры, применять открытый огонь;
- применять самодельные нагревательные приборы;
- оставлять без присмотра включенные в сеть электроприборы;
- осматривать и ремонтировать бытовые электроприборы под напряжением;
- включать в сеть бытовые электроприемники без штепсельного соединения заводского изготовления;

На территории где располагаются временные административно-бытовые помещения должна быть обустроена площадка для временного хранения бытового мусора с последующим вывозом на утилизацию по договору подрядной организации. Площадка должна быть оборудована контейнерами временного хранения с плотными крышками, с надписью «Контейнер для ТБО».

Бытовое обслуживание во временном жилом городке должно включать: умывальники, помещения для сушки одежды.

					<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Для жителей городка следует организовать трехразовое горячее питание. Режимы труда и отдыха работников, обслуживающих городок, устанавливаются руководством подрядных организаций, предусматривающими рациональное чередование периодов работы с перерывами на отдых (с учетом сменности, длительности рабочих смен, гибкие и скользящие графики и т.д.).

Обеспечение полевого городка питьевой водой и водой для хозяйственно-бытовых нужд следует обеспечить из источников водоснабжения ближайших населенных пунктов. Питьевую воду следует доставлять автотранспортом ежедневно и хранить в алюминиевых бочках с соблюдением санитарно-гигиенических норм.

Строительные бригады следует обеспечить аптечками с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий труда рабочих предусмотрено использование мобильных кабин (биотуалетов) по трассе строительства, перемещаемые совместно с продвижением работ. Количество биотуалетов определено исходя из наибольшего среднесуточного количества рабочих на строительной площадке из расчета 1 кабина на 20 работающих. Общее количество биотуалетов составляет 3 кабины. Данное количество мобильных туалетных кабин рассчитано при условии проведения еженедельного технического обслуживания.

Сбор сточных вод от вагончиков производится по временному трубопроводу, проложенному наземно по территории городка в выгреб $V=54$ м³, с последующей откачкой в спецтранспорт и вывозом на очистные сооружения по договору Подрядчика. Временный трубопровод во избежание замерзания утеплить путем его обвалования снегом или укрывания мешками с опилками.

2.6. Устройство производственных баз и площадок складирования

Для обеспечения потребностей ремонта и обслуживания техники и транспорта, используемых в работах на объекте, предусматривается

					<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

строительство производственных баз. Производственные базы следует располагать на участках, приближенных к трассе нефтепровода.

На производственной площадке рекомендуется выполнять складирование и хранение поступающих материалов, и временное хранение грузов, ремонт и обслуживание строительной и автотранспортной техники.

Организацию инструментального хозяйства, хранение, учет, выдачу, списание и ремонт инструментов рекомендуется осуществлять согласно требованиям ВСН 373-85 «Организация инструментального хозяйства монтажного и специализированного строительного управления».

На производственной площадке рекомендуется предусматривать размещение следующих зданий и сооружений:

- служебные помещения и бытовки для рабочих;
- площадки под стоянки и ремонт автотранспорта;
- склады для хранения баллонов с пропаном;
- склады для хранения баллонов с кислородом, CO₂;
- противопожарный резервуар;

На производственной территории рекомендуется предусмотреть следующие системы жизнеобеспечения:

- отопление - автономное от электрических обогревателей;
- водоснабжение - привозная вода;
- связь - внешняя, оперативно-диспетчерская;
- блок приема привозной пищи.

Площадки складирования должны иметь ровную поверхность с твердым покрытием.

Уклоны на площадках погрузочно-разгрузочных работ должны быть не более 5° (но не более уклонов, указанных в паспорте крана, а для площадок складирования 1,5°-2°, допускается использование площадок с твердым покрытием, без уклонов, действующих транспортных предприятий через которые осуществляется перевозка строительных грузов).

Площадки должны иметь сквозной или круговой проезды шириной не

					<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

менее 4,5м для транспортных и подъемных сооружений с радиусом поворота для трубовозов — 20 - 25м. В соответствующих местах площадок должны быть установлены надписи «въезд», «выезд», «разворот» и т.д.

Ширина подъездных дорог должна быть не менее 6 м при двухстороннем движении автомобилей и не менее 3,5м - при одностороннем движении.

На площадках следует оборудовать места для хранения грузозахватных приспособлений, установить вагон-домик для отдыха и обогрева персонала, туалет.

Площадки следует обеспечить наружным освещением, средствами телефонной и радиосвязи, аптечкой первой медицинской помощи.

					<i>Технические решения по обеспечению производства работ</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. ЭТАП СТРОИТЕЛЬСТВА

3.1. Земляные работы

Земляные работы при строительстве линейной части магистрального нефтепровода следует выполнять в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;

СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»;

ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов.

СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения основания и фундаменты».

3.2. Вскрытие нефтепровода и разработка траншей

До начала земляных работ во избежание повреждения коммуникаций ковшом экскаватора необходимо определить шурфованием вручную, магнитным искателем положение подземных коммуникаций, пересекаемых и проходящих в одном коридоре с заменяемым участком нефтепровода «[REDACTED]».

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.

Устанавливаются предупредительные знаки в зоне производства работ.

Работы по разработке траншеи допускается вести после выполнения мероприятий по безопасному ведению работ.

Работы вести строго соблюдая правила производства работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов.

					Реконструкция участка нефтепровода на р. [REDACTED] магистрального нефтепровода « [REDACTED] »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шайдо А.М.			<i>Этапы строительства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					36	119
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Проектом предусмотрена укладка проектируемого участка нефтепровода в новом створе относительно существующего, с последующим вскрытием и демонтажем участка нефтепровода.

При балластировке нефтепровода утяжелителями ширина траншеи принята из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м – ширина траншеи по дну принята – 2,7 м, глубина траншеи 2,37-4,70 м на береговых участках и в русловой части.

Крутизна откосов траншей 1:2 и 1:3 принята из условия несущей способности грунтов согласно СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» и РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

Разработка и засыпка подводной траншеи в русле производится экскаватором с емкостью ковша 1,6 м³ со сланей, устанавливаемом на обоих берегах поочередно.

Грунт от разработки траншеи в русле и на берегах в пределах прибрежной полосы грузится в автосамосвалы с герметичными кузовами и вывозится на площадки временного хранения за пределы прибрежной полосы.

Береговые траншеи разрабатываются одноковшовым экскаватором. Разработка траншей на пойменных участках осуществляется экскаватором, с укладкой в отвал по одну сторону траншеи



Рисунок 1 - Вскрытие нефтепровода и разработка траншеи

					<i>Этапы строительства</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.3. Разработка траншеи в русловой части

Перед разработкой траншей необходимо выполнить снятие плодородного слоя грунта с полосы раскрытия траншеи плюс 0.5 м с каждой стороны с перемещением грунта во временный отвал хранения в пределах полосы отвода. Восстановление плодородного слоя осуществлять после укладки проектируемого нефтепровода и засыпки траншей в теплый период года. Снятие и восстановление плодородного слоя выполнять бульдозером.



Рисунок 2 - Разработка траншеи в русловой части.

Обратная засыпка береговых участков выполняется бульдозером.

До начала работ по засыпке траншеи, должно быть:

- проверено проектное положение трубопровода и качество изоляционного покрытия;
- получено письменное разрешение от Заказчика на засыпку уложенного трубопровода.

При засыпке траншеи соблюдать следующие правила:

					Этапы строительства	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при наличии горизонтальных кривых вначале засыпать криволинейный участок (начиная от середины его в обе стороны), а затем остальную часть участка;

- на участках с вертикальными кривыми засыпку производить с двух сторон понижения сверху вниз.

Важнейшими требованиями выполнения земляных работ являются:

- соблюдение допустимой крутизны откосов котлованов и траншей;
- соблюдение технологических разрывов по времени между разработкой траншеи, укладкой трубопровода и обратной засыпкой траншеи.

Границами угодий, подлежащих рекультивации, принимаются границы зоны временного отвода, занятые пашнями и сенокосами. Перед разработкой траншей необходимо выполнить снятие плодородного слоя грунта. Мощность снимаемого плодородного слоя почвы по данным почвенных карт составляет 0,3 м на землях сельскохозяйственного назначения.

Ширина снятия плодородного слоя соответствует ширине раскрытия траншеи плюс 0,5м с каждой стороны, либо со всей полосы отвода (на пахотных землях) размерам открытых площадок для складирования труб, площадей устройства амбаров для очистки, гидравлических испытаний. Растительный грунт, снимаемый с площадей временного отвода, следует хранить в отвалах, в пределах полосы отвода, до завершения работ с последующим возвратом его на место участка временного отвода. Снятие и восстановление плодородного слоя выполнять бульдозером

После завершения рекультивации земельные участки, которые были предоставлены в краткосрочную аренду, возвращаются прежним землевладельцам (землепользователям) в состоянии, пригодном для дальнейшего их использования по назначению.

Сдача рекультивированных земель осуществляется Подрядчиком по «Акту приемки-сдачи рекультивируемых земель» после завершения работ.

Сроки проведения технической и биологической рекультивации должны быть оговорены в договоре между подрядчиком, заказчиком и

					Этапы строительства	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

землепользователем (землевладельцем).

Объект считается принятым после утверждения акта приемки-сдачи рекультивированных земель.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. При обратной засыпке необходимо восстановить естественный рельеф местности.

Земляные работы в русле реки должны исключать периоды нереста рыб.

3.4. Проведение контрольного обследования русловой части

Первый этап: до начала земляных работ в русле контролируются отметки земли, дна водоема для уточнения объемов необходимых земляных работ на соответствие проектным данным. При производстве первого этапа выполняются: водолазное обследование дна и промеры отметок дна.

Второй этап: перед укладкой трубы контролируется соответствие фактических отметок дна траншеи и ее геометрии (ширина по дну, заложение откосов) требованиям проекта.

Третий этап: после укладки дюкера контролируется соответствие фактических отметок верхней образующей трубы, уложенной в траншею, проектным отметкам, состояние футеровки и балластировки.

Четвертый этап: после засыпки траншеи и проведения берегоукрепительных работ подводной части контролируется соответствие фактических отметок дна проектным отметкам, соответствие объемов и качества работ по берег укреплению подводной части требованиям проекта.

3.5. Устройство переездов через коммуникации и съездов с автодорог

Работы по устройству переезда выполняют в следующем техническом порядке: доставка автосамосвалами песка, выгрузка и разравнивание его

					Этапы строительства	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вручную под основание железобетонных плит, толщиной 0,2 м, доставка дорожных плит ПДН-АIV и укладка их на спланированное основание автокраном с применением четырехветьевого стропа, установка предупреждающих знаков. В 25 м от переезда с двух сторон установить запрещающие знаки 3.27 «Остановка запрещена» ГОСТ Р 52290-2004. В 5 м от действующей коммуникации с двух сторон выставить предупреждающие знаки 1.33 ГОСТ Р 52290-2004 с надписями: «Осторожно нефтепровод, кабель связи».

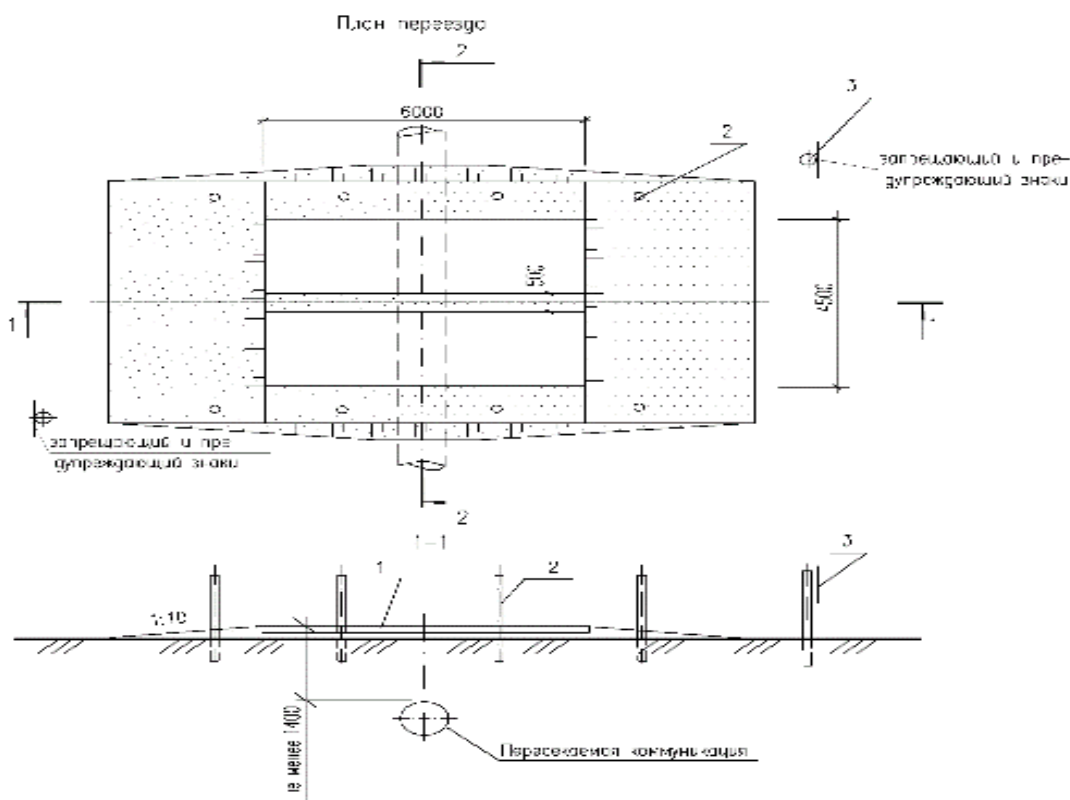


Рисунок 3- устройства переезда через коммуникации

3.6. Работы по устройству съездов с существующих автодорог

До начала устройства съезда необходимо выполнить комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ: определить конкретные места съездов, получить разрешения на устройство съезда, согласовать конструкцию пересечения (примыкания) и схему организации дорожного движения в управлении автомобильных дорог, назначить лиц, ответственных за безопасное и качественное ведение работ,

					Этапы строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

провести инструктаж рабочих, занятых на производстве работ по методам и последовательности безопасного ведения работ. Инструктаж оформляется в установленном порядке организацией, проводящей работы, обеспечить рабочих необходимыми машинами, механизмами, материалами, конструкциями, спецодеждой и обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) по установленным нормам.

3.7. Планировка строительной полосы

Планировку строительной полосы следует выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

[СП 86.13330.2014](#) Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80* (раздел 3.Земляные работы);

[СНиП 3.02.01-87](#). Земляные сооружения, основания и фундаменты;

[ВСН 004-88](#). Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. (Раздел 4. Технология и организация выполнения работ основного периода.);

Перед началом работ по планировке строительной полосы следует расчистить полосу строительства от валунов, камней и других посторонних предметов, которые могут помешать работам. Мелкие, средние камни и валуны убирают бульдозером, который продольными и поперечными ходами перемещает их к границе строительной полосы или вниз под уклон. Крупные валуны и камни убирают в отвал с помощью корчевателей-собирателей или бульдозером (трактором) с предварительной обвязкой их канатом.

Планировку строительной полосы следует выполнить бульдозером, который перемещается вдоль строительной полосы продольными ходами в два приема:

- предварительная планировка всей строительной полосы;
- окончательная планировка с геодезическим контролем качества планировочных работ на полосе рытья траншеи.

					Этапы строительства	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При предварительной (грубой) планировке резка излишков грунта и засыпка впадин производится «на глаз», в результате чего создается относительно ровная поверхность без заданной отметки.

При планировке полосы строительства на пересеченной местности бульдозером осуществляют срезку бугров и склонов оврагов, а также подсыпку низинных мест.

При подсыпке низин со значительным объемом земляных работ грунт добывают путем расширения срезаемой части или грунтом из боковых резервов.

Перед окончательной планировкой по полосе рытья траншеи должна быть произведена разбивка и определена величина срезов и засыпок. Окончательная планировка поверхности производится по проектным отметкам с контролем геодезическими приборами.

3.8. Геодезическая подготовка площадки (трассы) строительства

Геодезические работы следует выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

СНиП 3.01.03-84. Геодезические работы в строительстве.

СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80*.

СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.

СНиП 11-02-96. Геодезические изыскания для строительства. Основные положения.

Правила закладки центров и реперов на пунктах геодезической и нивелирной сетей. приказ Федеральной службы геодезии и картографии России от 01.01.1993.

Опознавательные знаки следует установить в местах изменений рельефа, в вершинах углов поворотов трассы и в местах пересечения с другими подземными коммуникациями, на границах разработки грунта вручную и в опасных местах.

					Этапы строительства	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После приёмки геодезической разбивочной основы и перед производством основных работ подрядчику следует выполнить детальную геодезическую разбивку трассы. Произвести контроль геодезической разбивочной основы с точностью линейных измерений не менее 1/500, угловых 2° и нивелирования между реперами с точностью 50 мм на 1 км трассы, установить дополнительные знаки, по оси трассы и по границам строительной полосы, разбить пикетаж по всей трассе и в ее характерных точках (в начале, середине и конце кривых, в местах пересечения трасс с подземными коммуникациями). Створы разбиваемых точек должны закрепляться знаками, как правило, вне зоны строительно-монтажных работ.

На выносных столбах и кольях должны быть надписи с указанием закрепляемой точки. Исполнительные геодезические схемы должны соответствовать требованиям раздела 4 СНиП 3.01.03-84 и ГОСТ 51782-2002.

Границы полосы отвода следует обозначить столбами или кольями не менее чем через каждые 100 м. Знаки разбивки полосы отвода окрасить в яркие цвета, чтобы они были хорошо видны на местности.

В лесных районах до очистки строительной полосы от леса и корчевки пней следует предварительно закрепить столбами только вершины углов поворота и осевые точки трассы, которые установить за пределами строительной полосы.

Для контроля расчищаемой от леса трассы по оставшимся знакам границы полосы отвода земель, на лесных участках следует отметить крайние деревья, которые выходят за границы полосы отвода и должны остаться не спиленными.

Используемые геодезические приборы должны иметь заводские паспорта и метрологическую поверку.

3.9. Погрузочно-разгрузочные работы

Поступающие для строительства газопровода трубы подвергаются входному контролю, предусматривающему освидетельствование и отбраковку

					Этапы строительства	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

труб. Трубы не соответствующие ТУ или ГОСТ, отбраковываются. Результаты входного контроля оформляются актом ф.3.3 ВСН 012-88 ч.2. Входной контроль осуществляет комиссия, созданная приказом по генподрядной организации.

Комиссия, при необходимости решения отдельных вопросов, привлекает к работе представителей других организаций, а также независимых экспертов.

Принимая во внимание наличие на трубах заводского наружного покрытия особое внимание необходимо уделять сохранности покрытия в процессе их перевозки и проведения погрузо-разгрузочных работ.

Разгрузку труб из полувагонов по возможности производить непосредственно на автотранспорт или с промежуточным складированием на прирельсовой площадке.

Первый ярус труб укладывать на одинаковом расстоянии друг от друга около 50 мм. От бокового сдвига трубы защищены клиньями, подогнанными к диаметру трубы. Трубы второго и третьего яруса укладываются в положение "седло".

Трубы поставляются с предохранительными кольцами, которые не должны сниматься без надобности до сварки трубы.

Между штабелями устраивают проезды шириной 8,5 м для обеспечения бесперебойной работы крана и свободного проезда трубопровода при погрузке труб

Для разворота труб в нужное положение такелажники пользуются парными оттяжками (пеньковый канат Ø 12,7 мм., длиной 15 м).

Таблица 1.5. Состав звена при погрузке

№№ п/п	Профессия	Разряд	Количество
1.	Машинист крана	6	1
2.	Такелажник	3	4

Таблица 1.5.1. Материально-технические ресурсы

					Этапы строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

№№ п/п	Наименование	Марка	Количество
1.	Кран на пневмоходу	КС-35714	1
2.	Башмак для подклинивания платформ. ж/д		6
3.	Клинья страховочные для труб		40
4.	2-х ветевой строп		1

Таблица 1.5.2. Входной контроль качества труб

Состав контроля	Кто контрол ирует	Периодичность (режим контроля)	Техническ ое оснащение контроля	Примечание
1.1. Проверка Сертификато в на трубы	Мастер	Непрерывно, на каждую партию	Визуально	В процессе выгрузки трубы должны быть проверены по сертификатам на соответствие техническим требованиям по качеству металла геометрическим размерам труб.
1.2. Наличие маркировки.	Мастер	Непрерывно, на каждой трубе	Визуально	На каждой трубе должен быть зав. №
1.3.	Мастер	Непрерывно, на	Визуально,	Соответствие ГОСТ

					Этапы строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Соответствие параметров и размеров труб рабочим чертежам и ТУ		каждую партию	линейка, штангенциркуль	24950-81, ТУ 84-94
1.4. Проверка состояния поверхности труб.	Мастер	Непрерывно, каждую трубу	Визуально, универсальный шаблон сварщика, УШС-3, линейка ГОСТ 427-75.	Соответствие СНиП III-42-80*
	Прораб	Выборочно, в местах вызывающих сомнение.	то же	

Погрузка труб на трубовозы автокраном КС-55717.

Перевозка изолированных труб должна производиться на трубовозах. Трубы крепят стропными тросами с обоих торцов во избежание продольных перемещений.

«Коники» трубовозов по поверхности опирания на них изолированных труб должны быть оборудованы резиновыми прокладками. Их изготавливают из утильных автопокрышек, которые разрезают и крепят к «коникам» с помощью съемных планок.

					Этапы строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Водитель трубовоза при проведении работ должен выйти из кабины, отойти на безопасное расстояние и следить за погрузкой.



Рисунок 4.- Выгрузка труб на трассе трубоукладчиком «Kamatsu-D355C».

При выгрузке труб на трассе МН, складирование труб производить на ровной горизонтальной поверхности, с обязательной установкой деревянных подкладок. Перемещение труб производится трубоукладчиком с применением мягких полотенец ВМП-2.

Не допускается наличие в грунте твердых включений гальки, гравия, щебня, металлических отходов, которые могли бы привести к повреждению изоляционного покрытия. В зимнее время появляется вероятность порчи покрытий от неровностей мерзлого грунта, а также для предотвращения примерзания к почве, использовать прокладки из мягких пород деревьев.

Трубоукладчики, предназначенные для работы с изолированными трубами, должны иметь стрелы, облицованные эластичными накладками (утильные автопокрышки). Накладки крепить к стрелам с помощью съемных планок и хомутов в местах возможного контакта с трубами (от основания стрелы до ее середины)

Для предотвращения бокового скатывания труб с раскладочной опоры предусмотрено применять инвентарные фиксирующие клинья, которые подбивают под трубу с обеих сторон.

					Этапы строительства	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. СТРОИТЕЛЬСТВО НОВОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

4.1. Сварочно-монтажные работы

Сварку трубопровода производить по разработанной в проекте производства работ технологической карте сварки, согласно аттестованной технологии сварки с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности. К выполнению сварочных работ следует допускать сварщиков, прошедших ежегодную проверку квалификации.

Сварочно-монтажные работы при сооружении участка нефтепровода включают следующие операции:

- подготовку к сборочным и сварочным работам;
- сборку и сварку секций в сплошную нитку на трассе;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов.

Перед сборкой и сваркой секций труб в нитку в условиях трассы должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- развезены и уложены трубы на расстоянии не более 1,5 м от бровки траншеи под углом 15-20° к проектной оси траншеи;
- размещены в зоне производства работ трубоукладчики, сварочные агрегаты, бульдозер, центратор, емкости ГСМ, инвентарные лежки и другое необходимое оборудование и инструменты;
- установлены на полосе отвода вагончики для обогрева людей, хранения инвентаря и сварочных материалов;

Перед сборкой трубопровода необходимо выполнить следующие операции:

- конец трубопровода уложить на инвентарные лежки;

					Реконструкция участка нефтепровода на р. [] магистрального нефтепровода « [] »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		ШаїдоА.М.			Строительство нового участка нефтепровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рїдаченко А.В.					49	119
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>		Рїдаченко А.В.						

- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;
- выправить или обрезать деформированные концы и поврежденные поверхности труб;
- очистить до чистого металла кромки на ширину не менее 10 мм (внутреннюю и наружную поверхности труб).

Работы по сборке и сварке трубопроводов должны выполняться в два этапа:

I этап – центровка секций при сварке в нитку и сварка первого корневого слоя шва;

II этап – сварка последующих слоев и контроль качества сварного шва.

Контроль качества сварных стыков производится:

систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопровода;

- визуальным осмотром и обмером геометрических параметров сварных швов;

- проверкой сварных швов радиографическим методом;



Рисунок 5.- Сварочно-монтажные работы.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Сборка труб должна производиться на внутренних центраторах. Сборка захлестов и других стыков, где применение внутренних центраторов невозможно, производится с применением наружных центраторов.

Сварочно-монтажные работы допускается выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 40 градусов.

При силе ветра более 10 м/сек и выпадении осадков обязательно при сварке применение инвентарных укрытий.

Для обеспечения заданного темпа, ритмичного и качественного выполнения работ, сварку секций труб выполняют поточным методом.

В составе комплексной бригады, основой которой является поточная организация сварки комбинированным способом, выделяются следующие бригады и звенья: головное звено, завершающее звено.

Головное звено выполняет следующие основные работы: зачищает кромки труб под сборку и сварку, перемещает очередную трубу к стыку и устанавливает на неё центратор, осуществляет предварительный подогрев или просушку, производит центровку стыка, выполняет сварку корневого слоя шва, осуществляет зачистку и вышлифовывание неровного рельефа наружной поверхности корневого слоя шва, высвобождает и перемещает центратор, подвозит технологическое оборудование для начала цикла сборки и сварки следующего стыка.

Таблица 4.1. Состав бригады при поточном методе сварки неповоротных стыков секций труб диаметром 1220 мм.:

№ п/п	Профессия	Разряд	Количество
1.	Машинист крана-трубоукладчика	6	1
2.	Монтажник наружных трубопроводов	4	1
3.	Монтажник наружных трубопроводов, газорезчик	6	1
4.	Электросварщик	6	8

5.	Машинист эл. сварщик	5	3
6.	Такелажник	3	1
7.	Машинист бульдозера	5	1
8.	Водитель вахтового автобуса		1

Таблица 4.2. Материально-техническое оснащение бригады

№ п/п	Наименование	Марка	Количество
1.	Кран-трубоукладчик	ДС-355С	1
2.	Электростанция	ДЭС-100	3
3.	Бульдозер	ДЗ-29С	1
4.	Центратор внутренний	ЦВ-107	1
5.	Бытовка		1
6.	Вахтовый автобус	Урал	1
7.	Инвентарная опора		2

4.1.1. Зачистка кромок под сборку и сварку. Центровка и сборка стыка

Кромки труб и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб очистить до металлического блеска на ширину не менее 10 мм. Сборку труб при дуговой сварке в непрерывную нить следует производить с применением внутренних центраторов. При сборке запрещается нагрев и ударная правка концов труб. При сборке расстояние между продольными швами смежных труб должно быть не менее 100 мм.

Выполнение сварочных работ не допускается при температуре воздуха ниже - 40 градусов. При ветре более 10 м/сек и выпадении осадков запрещается работа без инвентарных укрытий. При перерыве в работе концы свариваемого участка трубопровода необходимо закрыть инвентарными

заглушками для предотвращения попадания внутрь трубы влаги, снега, грязи и т.п. Разность толщин стенок трубы не должна превышать 3,0 мм.

Смещение кромок труб при сборке не должно превышать 2 мм. Допускается локальное смешение кромок труб не более 3 мм. Общая длина таких смешений не должна превышать 1/6 периметра трубы.

Величина технологического зазора при сборке труб Ду 1020x11 мм - 2,5 - 3,5 мм - при сварке корневого слоя электродами с основным видом покрытия.

До полного завершения корневого слоя не разрешается смещать, сдвигать или перемещать свариваемый стык.

4.1.2. Подогрев (или просушка) стыкуемых кромок труб

При сварке электродами с основным видом покрытия подогрев кромок труб на 100 °С, требуется при температуре окружающего воздуха ниже - 35 °С

Просушка торцов труб до температуры 50 °С обязательна: при наличии влаги на кромках при любой температуре воздуха, температура предварительного подогрева при соединении 2-х труб из различных марок стали или различной толщины стенки, которые должны быть нагреты на различающиеся температуры, устанавливаются по максимальному значению. Замерять температуру следует контактными термометрами или термокарандашами: при температуре воздуха ниже +5 градусов, ширина зоны подогрева должна быть не менее 150 мм (по 75 мм от линии стыка).

4.1.3. Ручная электродуговая сварка корневого шва

Сварка корневого слоя выполняется электродами с основным видом покрытия. Направление сварки - «на подъем», ток – постоянный, полярность - обратная. Процесс дуговой сварки следует начинать и заканчивать не ближе 100 мм. от продольного шва трубы.

Перемещать внутренний центратор разрешается только после того, как корневой слой шва сварен на 3/4 периметра стыка.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При вынужденных перерывах во время сварки корневого слоя шва необходимо поддерживать температуру торцов труб на уровне требуемой температуры предварительного подогрева. Если это условие не соблюдено, то стык должен быть вырезан и заварен вновь.

После завершения сварки корневого слоя шва необходимо с помощью шлифовальной машинки тщательно очистить его от шлака.

4.1.4. Ручная электродуговая сварка заполняющего и облицовочного слоя шва

Сварка стыков труб электродами с покрытием основного вида производится методом на «подъем» с поперечными колебаниями на минимальной длине дуги для электродов диаметром 4,0 мм.

Не рекомендуется осуществлять сварку техникой резкого выброса сварочной дуги вверх до начала отекания расплавленного металла с последующим его "размазыванием" поперечными колебаниями.

Сварной шов облицовочного слоя должен перекрывать основной металл в каждую сторону на 3 мм и иметь усиление 1-3 мм.

При дуговой сварке с наружной стороны трубы, для предупреждения дефектов между слоями перед выполнением каждого последующего слоя, поверхность предыдущих слоев должна быть очищена от шлака и брызг направленного металла.

Незаконченными сварные соединения оставлять не разрешается.

4.1.5. Сварочные материалы

При температуре окружающего воздуха ниже +5°C прокаленные электроды, предназначенные для сварки корневого слоя шва с основным видом покрытия непосредственно после сушки (прокалки), рекомендуется термостатировать в специальных электротермопечалах типа ЭОС-0,09/2-И1.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.3. Параметры термостирования электродов

Назначение	Марка электрода	Диаметр, мм	Температура прокали, °С	Время прокали, час	Сварочный ток, А		
					Вертик.	Потол.	Нижнее
Сварка и ремонт корневого шва	ОК 53-70 УОНИ-13/45	3.2	300-350	1.0-1.5	80-120	90-110	90-130
Сварка и ремонт заполняющих и облицовочного слоев шва	ОК 53-70	4.0	300-350	1.0-1.5	110-170	150-180	140-180

Повторный ремонт одного и того же стыка не допускается. Если это условие не выполняется, стык подлежит вырезке. Ремонт дефектных участков швов должен осуществляться путем их вышлифовки с помощью абразивных кругов. Если протяженность дефектного участка менее 100 мм., разрешается местный подогрев; в других случаях необходим предварительный подогрев по всему периметру, с обязательным контролем температуры. Длина вышлифовки должна превышать фактическую длину наружного или внутреннего дефекта не менее, чем на 30 мм. в каждую сторону.

Ширина вышлифованного участка при ремонте в заполняющих слоях шва должна быть не менее 15 мм. Глубина вышлифованного участка равна глубине залегания дефекта +1мм. Ремонт должен выполняться с обязательным

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

равномерным предварительным подогревом. Ремонт швов выполняется только электродами с основным видом покрытия.

Таблица 4.4. Технологическая карта сварки

СПОСОБ СВАРКИ - ручная дуговая
ПРОСТРАНСТВЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ - неповоротное (потолочное, верхнее, нижнее)
Нормативный документ РД 558-97, ВСН 006-89, ВСН 012-88 ч.1-2, СНиП Ш-42-80*

Таблица 4.5. Материалы

ОСНОВНЫЕ				СВАРОЧНЫЕ				
Характеристика	Марка стали	ТУ, ГОСТ	Прихватки		D(мм.)	Марка, тип	Режимы прокаливания	
			кол.	разм.				
Труба 1220×13,0	13Г1С-У	ТУ 14-3-1698-2000	3 и >	30-50	3,0-3,2	ЛБ 52 У ОК 53.70	Т=250-300°С Время 1 ч.	
					2,0 -3,0	СВ 08ГА		

Таблица 1.7.3.Оборудование, приспособления, инструменты

Сварочный агрегат	Ток постоянный	Центратор	Шлифмашина	Суш. шкаф	Шаблон
АДД 3112	Обратной полярности	ЦВ 1000	«Бош»	СШ-1	УШС-3

Таблица 4.6. Геометрические размеры подготовки кромок

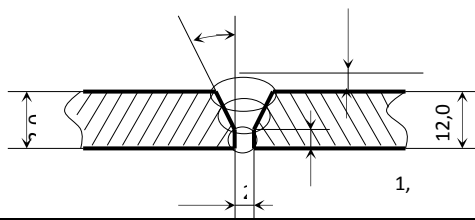


Таблица 4.7. Режимы

Порядок наложения швов				Величина тока сварки, А			Подогрев стыков		
D(мм.)	Тип, марка	№ шва	Кол. слоев	Нижне е	Верти к.	Потол. к.	№ шва	T _о к _р уж.	T ПОДО Г.
3,25	ОК53. 70 ЛБ52 У	1	1 (корень)	90-130	80-120	90-110	1	18	-
2,0	СВ 08ГА	2	2 (заполнен ие)	400– 500	500- 550	550– 650		18	-
3,0	СВ 08ГА	3	3(облицо вка)	500– 550	550- 700	700– 750		18	-

4.2. Изоляционные работы

Поставка труб предусмотрена с заводской изоляцией.

Основные свойства защитных полиэтиленовых покрытий

Плотность г/см ³	0,950 -0,964
Показатель текучести расплава, г/10 мин	0,30 - 0,55
Массовая доля золы, %, не более	0,04 – 0,06
Предел текучести при растяжении, МПа, не менее	21,6 - 22,6

Прочность при разрыве, Мпа, не менее	24,5 - 29,4
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	700 - 800
Стойкость к растрескиванию, ч., не менее	500
Летучие, % по весу, не более	0,1 - 0,9

Для 3-хслойного покрытия толщина первого эпоксидного слоя ВУС изоляции (связанная эпоксидно -полиэтиленовая изоляция) составляет 60 - 80 мкм. Нанесенная на эпоксид адгезивная пленка толщиной 170 - 250 мкм соединяет его с наружным слоем полиэтилена толщиной 1,8 - 3,7 мм, наносимым методом экструзии. Для адгезионного подслоя покрытия могут применяться различные полимерные композиции, в частности тризолен, сэвилен или аналогичные полиэтиленовые композиции.

Используются полиэтилены, например, марки 276-73 с добавлением сажи, 273-83 без добавления сажи (ГОСТ 16338-85), 15303-003, 10203-003, 10404-003 или аналогичный импортный, который обладает высокой стойкостью к ультрафиолетовому излучению, атмосферным и химическим воздействиям и растрескиванию.

Основные технические характеристики: толщина не менее 3,5 мм, сопротивление ударной нагрузке не менее 18 Н/м, сопротивление отслаиванию не менее 35 Н/м, адгезия не менее 35 Н/см, сплошность на пробой не менее 17,5 кВ

Изоляция стыков труб с заводским изоляционным покрытием выполняется термоусаживающимися муфтами «ТЕРМА СТ» по ТУ 2245-003-4427 1562-02, завод – изготовитель ЗАО «ТЕРМА» г. Санкт-Петербург, ремонт повреждений заводского покрытия выполняется материалами «Терма Р» и «Терма РЗ», после сварки, контроля и получения разрешения по ВСН 012-88.

Технологическая карта регламентирует изоляцию сварных стыков труб с заводским покрытием линейной части газопровода термоусаживающимися лентами «ТЕРМА – СТ40» и «ТЕРМА – СТ60» производитель ЗАО «ТЕРМА» г. Санкт-Петербург. Термоусаживающаяся лента «ТЕРМА – СТ» представляет собой

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

двухслойный рулонный материал, состоящий из наружного электронно-модифицированной полиэтиленовой пленки-основы и внутреннего термоплавкого адгезионного подслоя, лента используется совместно с двухкомпонентным эпоксидным праймером, компонент А (эпоксидная смола) и компонент Б (отвердитель). Для укрепления места нахлеста ленты применяется замковая пластина «ТЕРМА – ЛКА». Термоусаживающаяся лента «ТЕРМА-СТ» может применяться без праймера (двухслойная изоляция) или с эпоксидным праймером (трехслойная изоляция).

Изоляция на захлестах с прилегающими к ним участками, выполняется в соответствии с ГОСТ Р51164-98 и рекомендациями «Программы по ремонту изоляционных покрытий мест примыкания вновь укладываемого трубопровода к существующему». Места стыков труб с заводским покрытием на захлестах и катушках изолируется вручную с использованием комбинированного покрытия на основе битумно-полимерных мастик и защитной термоусаживающейся ленты следующей конструкции: грунтовка «Транскор-ГАЗ» по ТУ 5775-005-32989231-03 – 0,1 мм, мастика битумно-полимерная «Транскор-ГАЗ» по ТУ 5775-004-32989231-03 – 3мм, стеклосетка армирующая «ССТ-Б» 3,4×3,4 обертка термоусаживающаяся «ДРЛ-Л» по ТУ 2245-003-46541379-98 – 0,7 мм.

Перед нанесением изоляции трубопровод должен быть очищен от ржавчины, пыли, наледи, окалины и других загрязнений, а при необходимости высушен. Очищенная поверхность трубопровода должна быть покрыта ровным слоем клеевой грунтовки без пропусков, подтеков и пузырей.



					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 6- Изоляция сварных стыков

4.2.1. Область применения

При разработке изоляции сварных стыков приняты исходные данные: конструкция изоляционного покрытия сварного стыка -2-х компонентный праймер и термоусаживающая лента «ТЕРМА-СТМП-1220».

В состав работ, рассматриваемых картой, входит: очистка и сушка поверхности сварного стыка, предварительный подогрев сварного стыка, подготовка и нанесение эпоксидного праймера, монтаж манжеты и замковой пластины («замка»), термоусадку ленты, визуальный и инструментальный контроль качества проведенных работ.

4.2.2. Организация и технология изоляционных работ

Изоляционные работы следует выполнять в соответствии с требованиями: СНиП 3-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ». СНИП 3.01.01-85 «Организация строительного производства». СНИП 3-4-80* «Техника безопасности в строительстве». ВСН 008-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция». ВСН 012-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Контроль качества работ».

До начала изоляционных работ необходимо: назначить лицо, ответственное за качественное и безопасное производство работ, проинструктировать членов бригады по технике безопасности; проверить исправность механизмов и инструмента, оформить разрешение на производство изоляции по форме 2.13-ВСН 012-89.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

К выполнению изоляционных работ допускаются рабочие, прошедшие:

- обучение и проверку знаний по технологии ведения изоляционных работ термоусаживающими манжетами, а также обученные технике безопасности и получившие удостоверения на право производство работ.

В процессе строительства газопровода в технологическом потоке организованы бригады:

Таблица 4.8. Состав бригады по изоляции стыков труб, сваренных в нитку

№№	Профессия	Разряд	Количество, чел
1	Изолировщик	5	4
2	Слесарь-монтажник	3	1
3	Машинист эл.станции ДЭС-15	5	1
4	Машинист трубоукладчика	6	1
	Итого		7 чел

Таблица 4.9. Механизмы и оборудование

№№	Наименование	Марка	Количество,
1	Дизель- эл.станция	ДЭС-15	1
2	Трубоукладчик	ТО 1224Е-1	1
3	Электрошлифмашинка	Ш1-178А	2
4	Лестница приставная	ЦНИИОМТП	2
5	Нож линолеумный		2
6	Респиратор		4комплекта
7	Защитные очки с темными	ГОСТ12 4 01 3-	4
8	Динамометр	ГОСТ9500-84	1
9	Искровой дефектоскоп	Крона 1PM	1
10	Адгезиметр	АР-2	1
11	Контактный термометр	ТП-1	2

Бригада по изоляции стыков газопровода состоит из 2-х звеньев:

- I звено – состоит из двух человек и выполняет подготовку поверхности стыка к изоляции;

- II звено - состоит из четырех человек и выполняет работы по нанесению праймера и усадку манжет.

Перед изоляцией сварных стыков термоусаживающими манжетами следует провести следующие операции: поверхность сварного стыка очистить от грязи, земли и наледи, а также обезжирить от копоти и масла, просушить зону сварного стыка, подогреть стык с помощью горелки до температуры 40°С. Нагрев следует осуществлять с нижней части трубы, перемещая постепенно пламя горелки в

верхнюю часть, и равномерно прогревая неизолированную зону сварного стыка, нанести готовый праймер на очищенную зону сварного стыка, затем усаживают термоусаживающую манжету с подогревом центральной части манжеты по всему периметру, производят визуальный и инструментальный контроль качества усадки манжеты.

Очистка металлической поверхности трубы в зоне стыка осуществляется с помощью шлифмашинки.

В процессе изоляции одного сварного стыка участвуют два изолировщика. Изоляция стыков производится термоусаживающими манжетами «ТИАЛ-М».

Ремонт повреждений заводского изоляционного покрытия в зависимости от их характера выполняется по рекомендации изложенной в разделе 4, ВСН 008-88: несквозные царапины заравниваются горячем шпателем с использованием ремонтного карандаша после местного подогрева покрытия, сквозные повреждения и отслоившиеся покрытие ремонтируется термоусаживающей лентой, с последующим нанесением 2-го слоя защитной ленты, сквозные повреждения с большим объемом повреждений ремонтируются в виде бандажа или спирально термоусаживающимися лентами.

4.2.3. Общие требования по хранению и транспортировке

Материалы, применяемые для изоляции стыков, должны соответствовать проекту, требованиям ГОСТ и ТУ на них.

Поступающие на строительство изоляционные материалы следует складировать в заводской упаковке в помещениях, исключающих увлажнение и загрязнение материалов. Хранить материалы при температуре не ниже +15°C.

Перед изоляцией сварных стыков труб необходимо: ознакомиться с технологией изоляционных работ, установить соответствие изоляционных материалов техническим условиям, сертификатам или ГОСТу, (входной контроль), подготовить необходимое оборудование, средства механизации работ и инструменты, проверив их работоспособность и изучив инструкцию по эксплуатации, подготовить укрытие, обеспечивающее защиту зоны стыка, на

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

случай выполнения изоляционных работ в ненастную погоду, получить разрешение на изоляцию сварных стыков.

Манжета считается полностью усаженной, если выполнены следующие условия: манжета полностью облегает трубу и примыкающее заводское покрытие, на поверхности манжеты отсутствуют холодные пятна и рябь, через манжету проступает профиль сварного шва, после остывания манжеты на ее краях виден выступающий праймер.

4.3. Футеровка

Футеровка выполняется деревянной рейкой высотой 30 мм, длиной 2000 мм, скрепленных металлической проволокой. Профиль в матах расположить сплошным прилеганием друг к другу, с заведением каждого в замки. Крепление матов на трубопроводе выполнить проволокой с шагом 1,0 м. Зазоры между рейками не допускаются.



Рисунок 7. – Футеровка.

4.4. Укладочные работы

Укладочные работы следует выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

- СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. (Раздел 7. Укладка трубопровода в траншею).

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

• РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. (Раздел 6. Подъем, поддержание и укладка трубопроводов; раздел 9.5. Укладка изолированного нефтепровода в траншею).

Проектными решениями предусмотрена механизированная укладка с бровки траншеи.



Рисунок 8. – укладочные работы.

При укладке плети контролируются: количество трубоукладчиков, поддерживающих плеть, расстояния между точками подвеса плети, высоты подъема плети в точках подвеса. Параметры подъема и опуска плети при укладке не должны отклоняться от расчетных (указанных в технологической карте) более, чем на 15 %.

При укладке изолированный трубопровод следует опускать кранами-трубоукладчиками, оснащенными мягкими полотенцами или троллейными подвесками с полиуретановыми или пневматическими катками.

Число и грузоподъемность трубоукладчиков, их расстановка и порядок подъема должны строго соответствовать ППР. Запрещается поднимать трубопровод одним трубоукладчиком. Резкие рывки в работе кранов-трубоукладчиков, касание трубопровода о стенки траншеи и удары его о дно не допускаются.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расстановку трубоукладчиков выполнять в соответствии с РД 39-00147105-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

Перед укладкой трубопровода в траншею и засыпкой необходимо выполнить работы по контролю сплошности изоляционного покрытия искровым дефектоскопом.

При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться: правильная расстановка трубоукладчиков, сохранность изоляционного покрытия, плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи, проектное положение трубопровода.

В случае наличия просветов под трубопроводом после его укладки на проектный уровень следует производить подсыпку (подбивку) грунта под его нижнюю образующую.

После укладки трубопровода до засыпки следует провести геодезическую съемку положения трубопровода в траншее с составлением исполнительной схемы съемки.

Трубопровод, уложенный на дно траншеи, не должен отклоняться в плане более чем на 50 мм от оси траншеи при крутизне откосов 1:0 и более чем 100 мм – при меньшей крутизне.

Для полного заполнения пазух при укладке трубопровода должен выдерживаться зазор между стенками трубопровода и траншеи не менее 150 мм.

При выполнении работ необходимо постоянно следить за состоянием дна траншеи, за плавностью формы изгиба укладываемого трубопровода и за состоянием изоляционного покрытия.

Укладка изолированного трубопровода выполняется одним из двух способов: непрерывным способом, предусматривающим использование троллейных подвесок, циклическим способом, предусматривающим использование мягких монтажных полотенец типа ПМ 1023Р.

При использовании циклических методов возможны два способа их

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проведения: способ «перехвата», когда трубоукладчики устанавливаются по трассе друг за другом и, последовательно подменяя идущего впереди, перемещаются с заданным шагом вдоль укладываемой плети. Способ «переезда», когда последний (освободившийся от нагрузки в конце очередного цикла) трубоукладчик, огибая колонну, перемещается в ее головную часть и включается в работу.

При использовании циклического метода укладки с помощью мягких полотенец или эластичных строп не следует осуществлять захват трубопровода в местах, где находится зона кольцевых стыков (в пределах расположения изолирующих манжет), а также в местах, где был обнаружен не устраненный дефект изоляции.

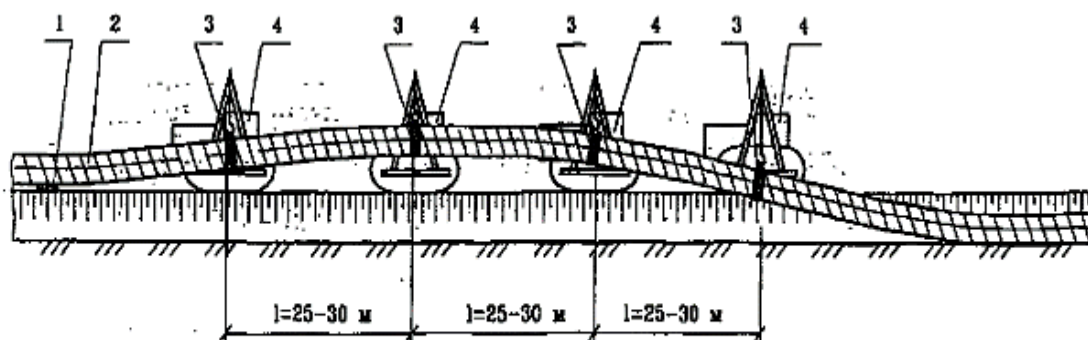


Схема укладки изолированного трубопровода циклическим способом
1-деревянная лежня; 2-изолированный трубопровод; 3-мягкое полотенец ПН; 4-трубоукладчик

Рисунок 9. – укладка изолированного трубопровода

Технологическая схема на укладку изолированного трубопровода в траншею предусматривает следующий состав работ: строповку и подъем плети трубопровода на полотенцах; опускание плети трубопровода в траншею последовательными захватками и расстроповка; подчистка обвалов траншеи.

Сваренный в плеть и полностью заизолированный трубопровод приподнимается над строительной полосой на высоту не более 0,5-0,7м с помощью 3- 4-х трубоукладчиков. Процесс укладки состоит в следующем: последний по ходу трубоукладчик перемещается вплотную к

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

предпоследнему, освобождая его от нагрузки. Тот, в свою очередь, перемещается вперед, вплотную к предыдущему трубоукладчику.

Один полный цикл укладки заканчивается, когда все трубоукладчики займут новое положение, после чего в той же последовательности выполняют очередные циклы, пока весь участок трубопровода (плети) не будет уложен в проектное положение.

При укладке плетей сложной конфигурации (с наличием большого числа кривых вставок) их длина должна быть ограничена как условиями «вписываемости» смонтированного на берме участка в требуемое проектное положение, так и факторами, связанными с обеспечением устойчивости изолированной плети против самопроизвольного смещения ее с лежек. Как правило, в таких условиях должны монтироваться на берме условно так называемые «короткие плети». Короткой считается плеть, когда ее укладка может быть произведена колонной трубоукладчиков, оснащенных полотенцами за один прием, включающий в себя подъем, поперечное перемещение и опуск плети; циклических перемещений трубоукладчиков при этом не требуется.

Допуски на положение трубопровода в траншее: минимальное расстояние (зазор) между трубопроводом и стенками траншеи—100 мм, а на участках, где предусмотрена установка пригрузов, — $0,45D+0,1\text{ м} = 0,65\text{ м}$, где $D = 1,22\text{ м}$ — диаметр трубопровода (СНиП III-42-80*, п.7.5). Заглубление трубопровода до верха трубы или верха балластирующей конструкции принимается не менее 1 м.

Перед укладкой трубопровода необходимо проверить состояние траншеи, обвалившийся грунт очистить механизированным способом. Вслучае крайней необходимости разрешается уборка обвалившегося грунта вручную под непосредственным руководством прораба или мастера. При этом перед спуском рабочих в траншею следует устраивать откосы.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Перед укладкой трубопровода в траншею следует проверить надежность стальных канатов, блоков и тормозных устройств трубоукладчиков, мягких полотенец и др. приспособлений.

Во время опускания плети обвалившийся грунт разрешается удалить только после того, как под плеть поперек траншеи будут подведены специальные стальные или деревянные лежки, надежно удерживающие ее над траншеей.

При выполнении работ следует своевременно оформлять исполнительную документацию и акты промежуточной приемки в соответствии с перечнем, представленным в ВСН 012-88, Часть II.

4.5. Балластировка трубопровода

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода проектом предусмотрено применение балластирующих устройств с соблюдением требований следующих нормативных документов: СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80*, СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002.

Балластировка предусмотрена чугунными грузами и утяжелителями типа УБО. Места и шаг установки, количество комплектов утяжелителей представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10. - Перечень устанавливаемых утяжелителей

Участок	Тип пригрузов	
	Шаг установки, м	Количество, комплект.
1	2	3
Утяжелители типа УБО-1220		
ПК 0+00 – ПК 0+52,2	2,43	22
ПК 0+62,2 – ПК 1+11	2,43	20
Всего		42

Чугунные пригрузки ЧБУ-1220		
ПК 0+52,2 – ПК 0+62,2	1,72	6
Всего		6
ИТОГО		48

4.5.1. Балластировка трубопровода бетонными утяжелителями типа УБО



Рисунок 10. - Балластировка трубопровода бетонными утяжелителями типа УБО

При строительстве трубопровода на участке перехода применены балластирующие устройства, удовлетворяющие следующим требованиям: конструкция балластирующих устройств должна быть технологична как при строительстве, так и при проведении ремонтных работ в процессе эксплуатации, в процессе монтажа и дальнейшей эксплуатации нефтепровода не допускается повреждение изоляционного покрытия, применяемые балластирующие устройства изготавливаются по ТУ и имеют сертификаты соответствия.

Геометрические параметры утяжелителей, объем бетона, масса и расход стали должны соответствовать ТУ.

Монтаж утяжелителей на изолированный трубопровод следует выполнять в соответствии с требованиями указанными в ТУ.

При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению трубопровода необходимо осуществлять входной, операционный и приемочный контроль.

Началу работ по установке утяжелителей предшествует комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ: назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ, проведение обучения и аттестации работающих на право выполнения работ по установке утяжелителей, обеспечение рабочих мест необходимым оборудованием, инструментом, инвентарем, приспособлениями, подготовка площадки для складирования утяжелителей, создание запаса утяжелителей и комплектующих материалов, проверка качества изоляционных и укладочных работ, устройство перемычек и водоотлива (при наличии воды в траншее) при установке пригрузов типа УБО.

До начала установки утяжелителей произвести разметку несмываемой краской мест установки утяжелителей на трубопровод в соответствии с проектом.

Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа УБО производится в следующей последовательности: в соответствии с проектом произвести футеровку балластируемого участка нефтепровода ковриками из НСМ для предохранения изоляционного покрытия трубопровода, выполнить сборку утяжелителей на берме траншеи. Бетонные блоки поднимают трубоукладчиком при помощи траверсы и, поддерживая их в вертикальном положении, закрепляют на них мягкие силовые пояса - модернизированные (МПС-М), изготовленные из технической полиамидной ткани, выполнить изоляцию мест крепления соединительных поясов с блоками утяжелителя грунтовкой путем обмазки, выполнить

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

транспортировку блоков утяжелителей в зону монтажа на стреле трубоукладчика и установку на уложенный в проектное положение трубопровод. Приступить к монтажу утяжелителей разрешается только после проверки качества изоляционных, укладочных работ и удаления воды из траншеи (при необходимости). Для монтажа утяжелителей типа УБО должны применяться специальные траверсы.

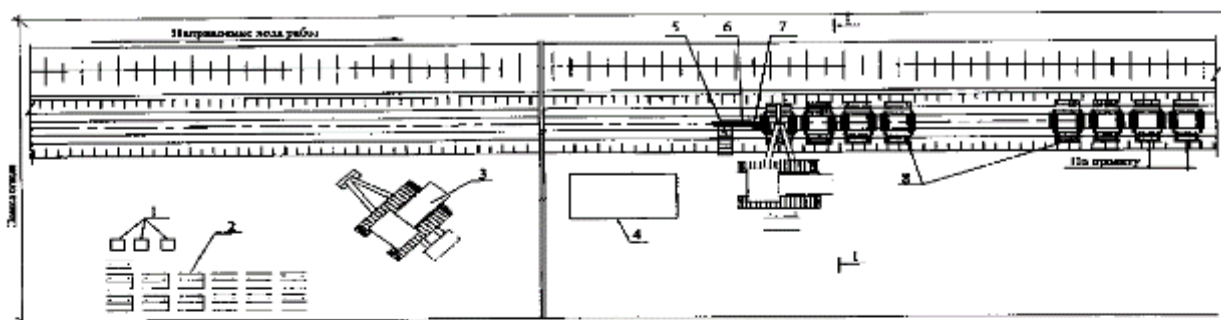
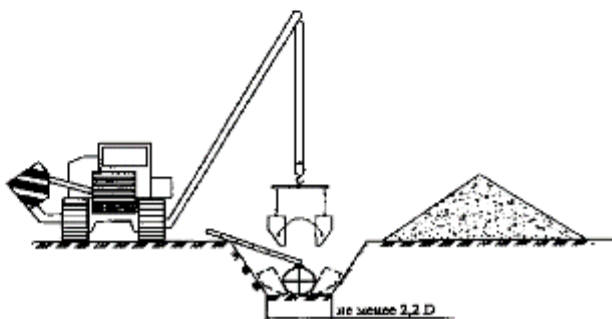


Схема организации работ по балластировке трубопровода утяжелителями типа УБО

- 1 - контейнеры для деталей утяжелителя; 2 - штабель для складирования утяжелителей; 3 - трубоукладчик; 4 - площадка для сварки утяжелителей; 5 - переходная настилка; 6 - траншея; 7 - лестницы; 8 - проектное положение утяжелителя

Разрез I-I



Грузовая характеристика трубоукладчика D-355С

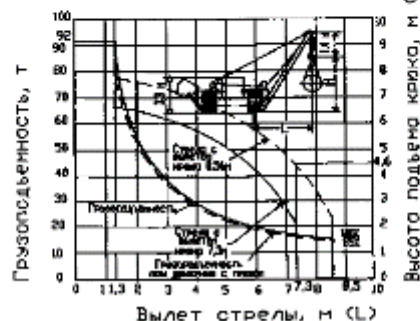


Рисунок 11. - Технологическая схема на балластировку трубопровода утяжелителями типа УБО

4.5.2. Балластировка трубопровода утяжелителями типа ЧБУ

Для обеспечения устойчивости положения трубопровода против всплытия на участках ПТР(русловый участок) предусмотрена балластировка



Рисунок 12 - Балластировка трубопровода утяжелителями типа ЧБУ.

До начала балластировки должны быть выполнены следующие работы: закончена футеровка трубопровода деревянной рейкой, места установки грузов с соответствующим шагом должны быть отмечены на трубопроводе маркером или краской яркого цвета, проверена комплектность грузов на приобъектном складе, подготовлены к работе машины и механизмы, подготовлен инвентарь, приспособления и средства для безопасного ведения работ.

Работы по балластировке трубопровода кольцевыми железобетонными утяжелителями выполняются в следующей последовательности: вдоль балластируемой плети трубопровода проводится тщательная планировка поверхности на которую выкладывают нижние полукольца утяжелителей ЧБУ-1220, нижние полукольца утяжелителей раскладываются вдоль плети трубопровода по меткам на трубе и строго по натянутой нити (бечевки, лески) образуя тем самым «корыто» для укладки в него трубопровода, плеть поднимается 4 трубоукладчиками на высоту 1-1,5 метра, и укладывается в «корыто» образованной нижними полукольцами утяжелителей ЧБУ-1220, верхние полукольца утяжелителей ЧБУ устанавливаются на трубопровод с помощью трубоукладчика с одновременной центровкой отверстий для

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

стяжных болтов. Полукольца соединяются четырьмя болтами и затягиваются гайками.

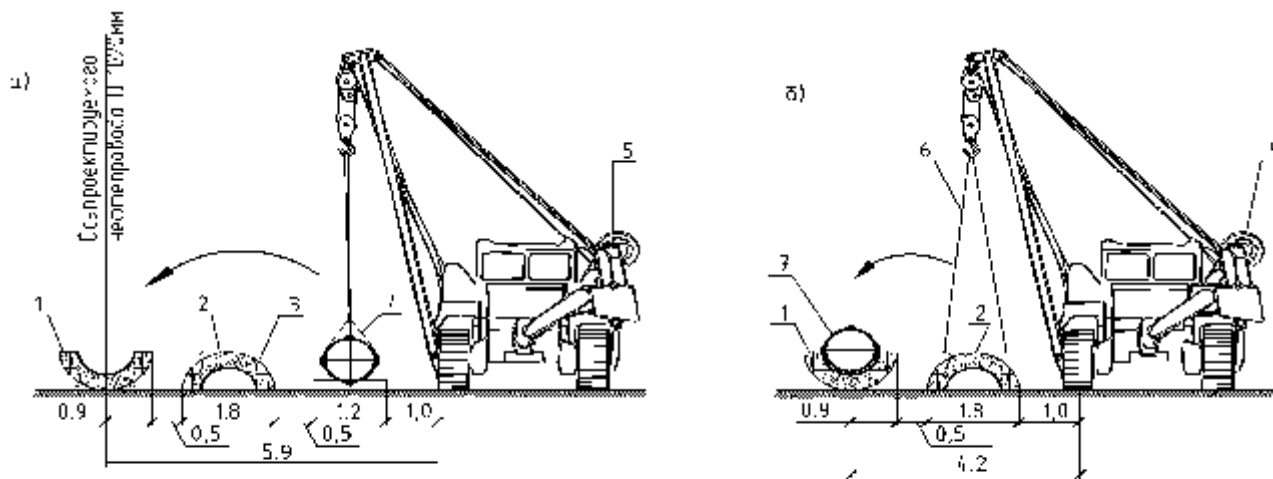


Рисунок 1. Схема монтажа чугунных утяжелителей

а) - Укладка рабочей плети на нижние полукольца пригруза; б) - Монтаж верхних полуколец; в) - Сборка и фиксация болтовых соединений утяжелителя

1 - нижнее полукольцо утяжелителя; 2 - верхнее полукольцо утяжелителя; 3 - монтажные петли полукольца; 4 - полопение нязкое; 5 - трубоккладчик; 6 - спрос 4-х ветвейой; 7 - рабочая плеть трубопровода;

Рисунок 13. – Схема монтажа типа ЧБУ

4.6. Ликвидация технологических разрывов

Сварка захлесточных стыков при ликвидации технологических разрывов может производиться по трем схемам, которые определяются взаимным расположением соединяемых участков трубопровода (плетей) и возможностью их монтажного перемещения: схема А - оба конца стыкуемых участков трубопровода (плетей) свободны (не засыпаны грунтом) и имеют свободу перемещений в вертикальной и горизонтальных плоскостях, схема Б - конец одного из стыкуемых участков трубопровода имеет свободу перемещений в вертикальной и горизонтальных плоскостях, а второй заземлен (засыпан грунтом, подходит к крановому узлу, соединен с патрубком запорной арматуры и др.). Схема В - оба конца соединяемых участков трубопровода заземлены, но оси соединяемых участков совпадают в пределах, обеспечивающих условия сборки.

В первых двух схемах соединение участков трубопровода осуществляется сваркой одного кольцевого захлесточного стыка или сваркой «катушки» с выполнением двух кольцевых стыков. В третьем случае ликвидацию технологического разрыва производят путем сварки катушки с выполнением двух кольцевых стыков (или трех стыков - для варианта составной «катушки»).

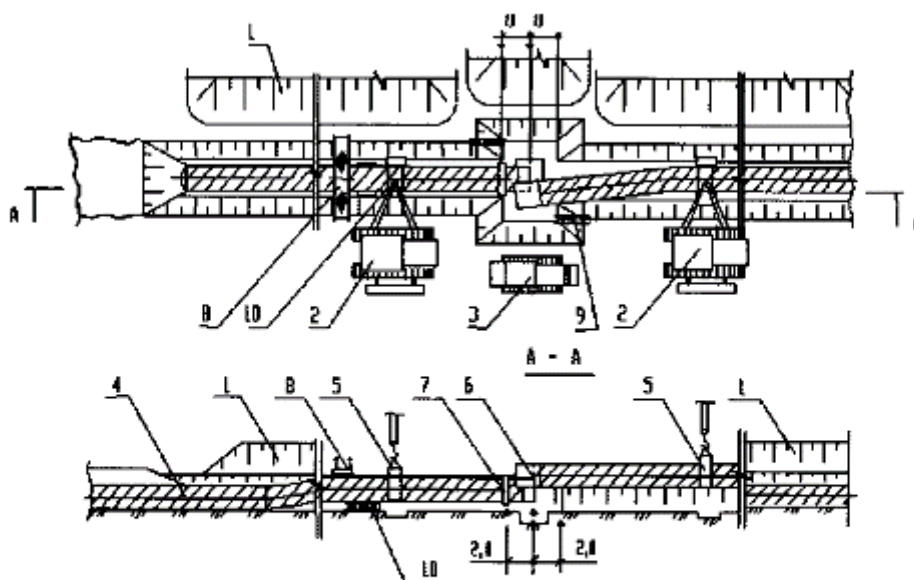


Рис.1. Схема производства работ при монтаже и сварке трубопровода на захлестах:
 1-опора (притяг); 2-трехзвездочник; 3-станок сварочный; 4- плеть трубопровода;
 5-пластина из мягкой; 6-линия реза; 7- центровой маркировки; 8-переходная настилка;
 9- лещинка песчаная; 10- опора инверсионная.

Рисунок

Для удобного монтажа захлеста, рекомендуется оставлять не засыпанными концы стыкуемых участков трубопровода на расстоянии 50-60м от места сварки захлесточного стыка. В зоне сварки захлесточного стыка должны быть подготовлены опоры высотой не менее 50-60см или выкопан приямок (котлован), размеры которого назначаются из условия удобного проведения работ по сварке, контролю и изоляции стыка.

В процессе производства работ следует осуществлять: контроль исходных сварочных материалов, катушки и концов стыкуемых плетей трубопровода (входной контроль), систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки, визуальный контроль (внешний осмотр) и обмер готовых сварных

соединений, проверку свариваемых швов неразрушающими методами контроля, проверку очистки поверхности стыка под изоляцию, проверку нанесения праймера и термоусаживающейся манжеты на стык.

4.7. Электрохимическая защита от коррозии

Электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) заменяемого участка нефтепровода осуществляется методом катодной поляризации от существующих станций катодной защиты.

Проектируемый участок врезается в существующий нефтепровод с действующей системой электрохимической защиты (ЭХЗ) со сроком службы более 15 лет. Активная защита проектируемого участка магистрального нефтепровода осуществляется существующими СКЗ. Удельное электрическое сопротивление грунта в месте проектирования от 53 до 80 Ом*м. Согласно п. 4.2 ГОСТ 9.602-2005 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая и средняя. Защитный поляризационный потенциал на нефтепроводе должен находиться в пределах минус 0,85 В – минус 1,15 В.

Проектом предусматривается: установка контрольных стоек КИП на обоих берегах реки.

Контрольная точка оборудуется контрольно-измерительным пунктом, оснащенный контрольным выводом от медно-сульфатного электрода сравнения длительного действия и кабельным выводом от трубопровода. Кабели ЭХЗ для прокладки в траншее (земле), приняты бронированные типа ВБШВ.

После укладки и засыпки трубопровода, в соответствии с требованием РД-29.035.00-КТН-080-10 и ГОСТ Р 51164-98 п. 6.2.9, проводится контроль сплошности изоляционного покрытия искателем повреждений.

Наладка катодной защиты выполняется после проведения всех строительно-монтажных работ специализированной организацией в

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

присутствии представителей авторского надзора и эксплуатирующей организации. Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную во времени поляризацию таким образом, чтобы значения потенциалов были (по абсолютной величине), не менее минимального и не больше максимально допустимых значений, согласно ГОСТ Р 51164-98.

После монтажа и пусконаладочных работ проводится комплексное опробование систем ЭХЗ вновь построенного участка.

В соответствии с РД-91.020.00-КТН-234-10 "Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС" необходимо обеспечить защитный поляризационный потенциал от - 0,85 В до - 1.15 В.

Электрохимическая защита от коррозии предусматривается:

- установка контрольно-измерительных пунктов (КИП);
- установка неполяризуемых электродов сравнения;
- установка блоков пластин-индикаторов скорости коррозии.

Узлы присоединения кабелей катодной защиты к трубопроводу выполнить термитной сваркой в соответствии с ОТГ-25.160.10-КТН-068-10 «Технические решения по приварке к нефтепроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, катодных выводов кабелей ЭХЗ» (п.9, приложение Б).

Узел присоединения заизолировать с применением термоусаживающихся материалов: незащищенную поверхность заполнить плавким ремонтным материалом (заполнитель), сверху наложить ленту-заплатку для ремонта мест повреждения заводского изоляционного покрытия, обращая внимание на изоляцию мест выхода кабеля из узла приварки. Концы приваренных кабелей заизолировать с применением термоусаживающихся трубок с перекрытием изоляции не менее 50 мм.

После нанесения, покрытие не должно иметь видимых дефектов и должно проверяться на сплошность.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Подземная часть КИП и металлоконструкций должна быть покрыта антикоррозионным покрытием, а надземная часть выкрашена в желто-красный цвет (стойка – желтая, крышка - красная), который позволяет распознать КИП на трассе нефтепровода РД-29.240.00-КТН-197-13.

После окончания строительства необходимо выполнить маркировку и привязку КИП к трассе нефтепровода (с точностью ± 10 м), читаемую с борта вертолета при инспекторских облетах трассы нефтепровода.

Для замера защитного потенциала нефтепровода контрольно-измерительные пункты оборудуются электродами сравнения неполяризуемыми с двумя ионообменными мембранами.

Устройство электрохимической защиты выполняется отдельной специализированной бригадой преимущественно механизированным методом с применением укрупненных узлов, для этого монтажные конструкции собираются в специальных монтажно-заготовительных мастерских, при монтаже применяются механизированные инструменты и оборудование, рациональное совмещение строительных и монтажных работ.

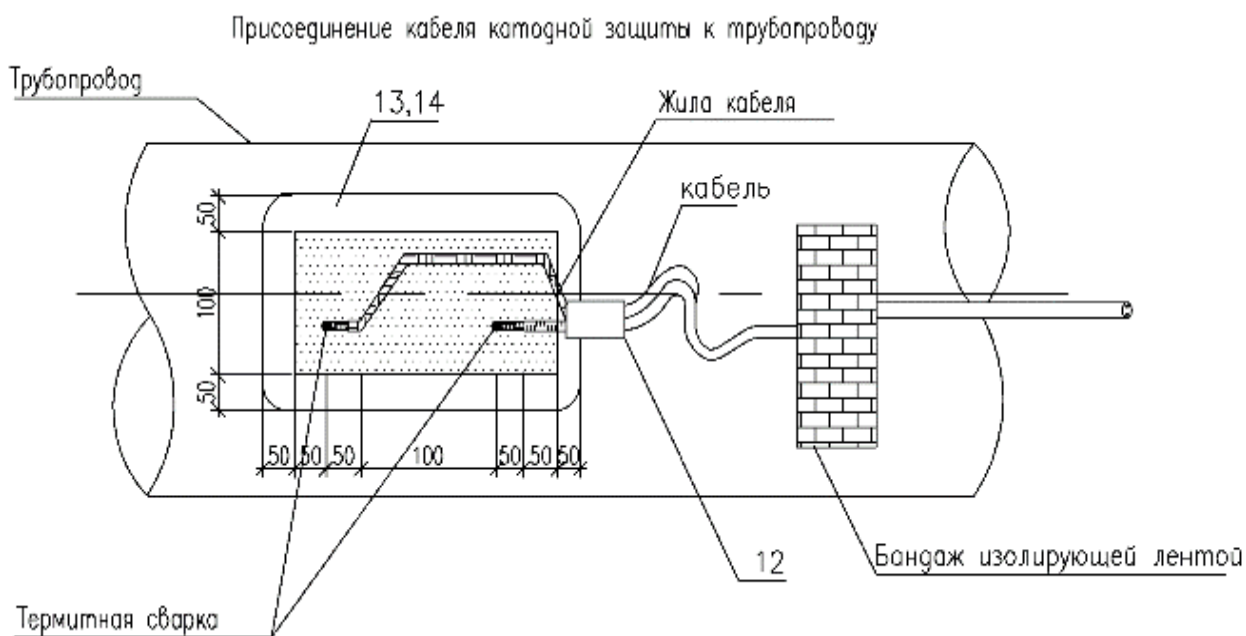
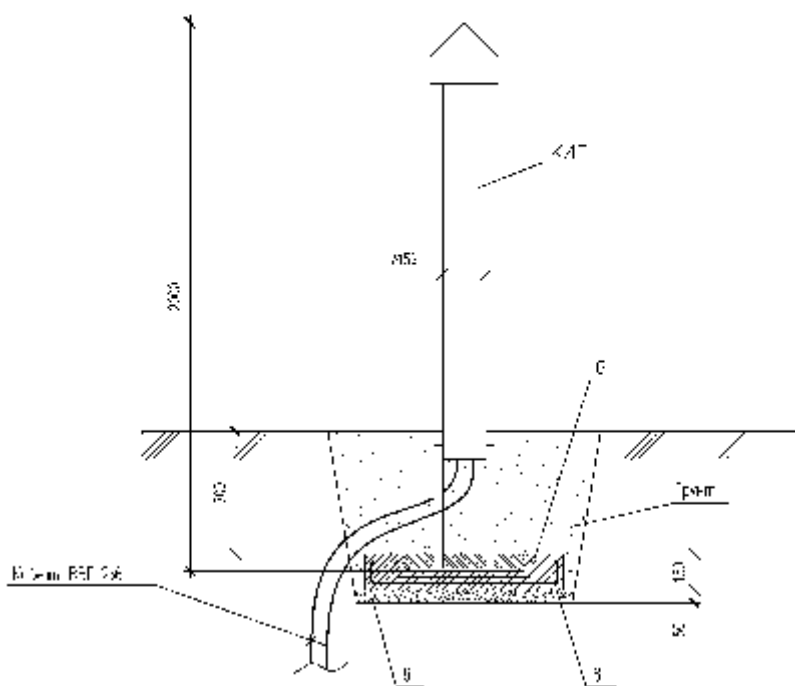


Рисунок 14. – Присоединение кабеля катодной защиты к трубопроводу



- 6 – Арматура (6-А-I(A240) ГОСТ 5781-82*); 8 – Бетон В15, 9 – Песок;
- 12 – Трубка ГУТнг 20/10; 13 – Лента-заплатка термоусаживающая;
- 14 – Ремонтный наполнитель.

Рисунок 15 - Схема установки КИП

4.8. Гидравлические испытания

Проектом предусмотрено гидравлическое испытание трубопровода на прочность и герметичность. Очистка полости и испытание участков нефтепровода является завершающей технологической операцией комплекса строительно-монтажных работ.

Очистка полости трубопровода, гидроиспытание на прочность и проверка на герметичность производится в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014. Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды. Нормы проектирования», ОР-19.000.00-КТН-194-10 под руководством комиссии по специальной инструкции, разработанной подрядчиком и отражающей местные условия работ п. п. 11.3., 11.4. СНиП

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ш-42-80*.

Материалы, конструкции, оборудование, приборы и другие средства, применяемые при очистке полости, испытаниях и опорожнении трубопроводов, а также при подготовительных работах к этим операциям, должны иметь соответствующую эксплуатационную и разрешительную документацию: руководства по эксплуатации, паспорта и формуляры, в которые внесены все работы, по подготовке указанных средств к проводимым операциям и проведенные в установленный срок ремонты и тестирования (при необходимости), сертификаты соответствия требованиям стандартов РФ и заключения о взрывобезопасности.

Перед началом испытаний подрядчик совместно с представителями строительного контроля и заказчика проверяют выполнение всех подготовительных мероприятий, предусмотренных рабочим проектом, ППР и специальной инструкцией, и составляют акт о результатах проверки. Отмеченные при проверке несоответствия должны устраняться подрядчиком немедленно.

При испытаниях нефтепровода/нефтепродуктопровода Подрядчик и Заказчик контролируют значение давления в испытываемых трубопроводах с помощью электронного самопишущего манометра давления и показывающих манометров.

Регистрирующее устройство электронного самописца должно быть установлено в укрытии за пределами опасной зоны от нефтепровода/нефтепродуктопровода. Зоны опасности при гидравлических испытаниях следует назначать в соответствии с требованиями РД-93.010.00-КТН-011-15. Соединение датчика и регистратора осуществляется кабелем. В укрытии должна быть обеспечена температура от +5 до +50°С.

Для снятия показаний с показывающего манометра должны использоваться оптические средства, вынесенные за пределы опасной зоны нефтепровода. Кратность увеличения применяемых оптических приборов (зрительная труба) не менее 25.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технические характеристики электронного самописца и кабеля для соединения с регистратором должны быть указаны в рабочем проекте.

Возможно визуальное наблюдение показания манометра в бинокль с расстояния 150 м и письменной регистрацией параметров в журнале наблюдений, а также установкой приборов самописцев, регистрирующих параметры.

4.8.1. Последовательность проведения работ

Комплекс работ по очистке полости и гидравлическому испытанию нефтепровода, согласно СТО 2-3.5-354-2009, включает: защиту полости нефтепровода от загрязнения, предварительную очистку полости протягиванием механического очистного устройства в процессе сварочно-монтажных работ, промывку нефтепровода с пропуском поршня и сбор загрязнений в конце очищаемого участка, контроль проходного сечения нефтепровода (выявление вмятин, гофр, овальностей), испытание нефтепровода на прочность, проверку на герметичность, удаление воды после гидроиспытания нефтепровода с последующей очисткой и регулируемым возвратом в окружающую среду.

Забор воды для очистки полостей трубопроводов, проведения гидравлических испытаний осуществляется из р. Китат при помощи временного трубопровода DN150. Вода, используемая при гидроиспытаниях, сливается в сборно-разборные емкости.

Для осуществления забора воды в сборно-разборные емкости на берегу водоемов необходимо оборудовать временный водозаборный пост, установив передвижной наполнительно-опрессовочный агрегат, оснащенный насосом (производительность насосного агрегата – 260 м³/час). Предусмотреть наличие резервного насосного агрегата.

При заборе воды необходимо предусмотреть рыбозащитные сооружения с целью предупреждения попадания, травмирования и гибели личинок и молоди рыб на водозаборах и отвода их в рыбохозяйственный водоем в

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соответствии с СНиП 2.06.07-87. Скорость течения потока в рыбозащитном тракте, проходящем в открытом канале, следует принимать не менее сносящей скорости для защищаемых рыб.

Водовсасывающие устройства наполнительного агрегата необходимо оснастить рыбозащитными сетками 1х1 мм с целью предотвращения засасывания и травмирования личинок и молоди рыб, с эффективностью не менее 70%.

$$Q_c = \frac{Q_{ч}}{3600} = \frac{260 \text{ м}^3}{3600 \text{ с}} = 0,072 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для проведения очистки используются инвентарные узлы (участки трубы с приваренными штампованными днищами и врезанными патрубками для подачи/спуска воды или воздуха). Очистка полости трубопровода осуществляется последовательным пропуском двух скребков типа ПРВ-1.

Гидравлические испытания трубопровода выполняются в два этапа:

-На первом этапе испытанию подвергается сваренная и уложенная в траншею трубная плеть (до засыпки) на участке ПК 0+02 - ПК 01+09 протяженностью 107 м.

-На втором этапе работы по гидравлическим испытаниям проектируемого трубопровода проводятся на участке ПК 0+02 - ПК 01+09 общей протяженностью 107 м, после укладки и засыпки сваренной плети трубопровода (до подключения к существующему трубопроводу).

Комиссия по очистке полости и испытанию трубопровода назначается совместным приказом генерального подрядчика и заказчика. В комиссию должны входить представители генподрядчика, субподрядчика, заказчика и технадзора. На выполнение указанных работ подрядчик должен получить разрешение по установленной форме.

При очистке и гидроиспытаниях организовать систему связи, обеспечивающую оперативное руководство всеми работами. За организацию связи отвечает подрядчик, который в специальной инструкции разрабатывает схему и планы организации связи, обеспечение каналов и средств связи.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

При подготовке к гидравлическому испытанию в зимний период, чтобы предупредить замерзание воды при внезапном похолодании, необходимо тщательно проконтролировать засыпку или обвалование трубопровода на всем его протяжении. Особое внимание следует обратить на то, чтобы арматура и узлы подключения были тщательно укрыты.

После того как выпадет снег, необходимо дополнительно утеплить трубопровод путем его обвалования снегом, имея в виду, что теплозащитные свойства слоя снега толщиной 20 см эквивалентны примерно 100 см грунта.

4.8.2. Гидравлические испытания на прочность и проверка на герметичность

Гидравлическое испытание на прочность и проверку на герметичность производит подрядчик под контролем заказчика и технадзора. Проведение гидравлических испытаний допускается только после устранения всех дефектов, выявленных при обследовании и контроле изоляционного покрытия методом катодной поляризации.

При испытаниях участка нефтепровода водой на прочность и герметичность устанавливаются следующие зоны опасности:

для давления испытания до 8,25 МПа – по 100 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца – 1000 м, угол 60°;

для давления испытания свыше 8,25 МПа – по 150 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца – 1500 м, угол 60°;

во время работы насосных агрегатов запрещается нахождение людей (кроме членов экипажа) ближе 50 м от напорного трубопровода.

Испытания проводятся:

- на прочность в течение 24 ч (12 ч) на давление $R_{исп.} = R_{зав.} = 8,05$ МПа в нижней точке и не менее $R_{исп.} = 1,25 R_{раб.} = 6,13$ МПа в верхней точке;
- на герметичность не менее 12 ч на давление $R_{раб.} = 4,9$ МПа.

Контроль геометрических параметров участков протяженностью менее 1

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

км производится службой технадзора (строительного контроля) после укладки трубопровода в траншею (перед его засыпкой) и пропуском скребка-калибра (после его засыпки).

Подкачка воды в период гидроиспытаний запрещается.

Подводящие, обвязочные трубопроводы и арматура должны быть испытаны гидравлическим способом на давление $P=1,25$ Рисп. в течение 6 часов.

Потребность воды для гидроиспытаний составляет

– для участка р. [REDACTED] - 271 м³.

Скорость подъема давления при испытании не должна превышать 0,04 МПа в минуту.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность не произошло изменения давления или разрушения, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

4.8.3. Освобождение трубопровода от воды

После завершения испытаний из нефтепровода должна быть удалена опрессовочная жидкость. Запрещается подключение к действующему нефтепроводу и заполнение нефтью вновь построенных участков трубопроводов при наличии в них опрессовочной жидкости.

Удаление опрессовочной жидкости после проведения первого этапа гидроиспытаний на участке ПК 0+02 - ПК 01+09 проводится в один этап:

- пропуск двух поршней-разделителей.

Удаление опрессовочной жидкости после проведения второго этапа гидроиспытаний на участке ПК 0+02 - ПК 01+09 проводится в один этап:

- пропуск двух поршней-разделителей.

Запрещается удаление опрессовочной жидкости самотеком для исключения разрыва струи и неполного вытеснения опрессовочной жидкости.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Контроль качества выполненных работ и выполнение участниками работ требований проекта, ППР и специальной инструкции при проведении работ обеспечивает технадзор.

Скорость движения поршней-разделителей при вытеснении опрессовочной жидкости должна быть не менее 1,5 км/ч.

Опорожнение вновь построенного участка считается выполненным, если контрольный поршень придет неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды. При невыполнении вышеуказанных требований повторить пропуск контрольного поршня. Пуск осуществлять до прекращения выхода воды и прихода исправного поршня.

Слив воды после проведения испытания на прочность и проверки на герметичность предусматривается через сливной патрубок в сборно-разборные емкости.

Вода, используемая при гидроиспытаниях и промывки нового оборудования, сливается в сборно-разборные емкости.

4.9. Контроль за строительно-монтажными работами, применяемыми материалами и оборудованием. Приемка в эксплуатацию нефтепровода

В соответствии с этапами технологического процесса строительства трубопроводов постоянно выполняется производственный контроль качества работ включающий в себя входной, операционный, приемочный.

Входной контроль качества материалов, оборудования, конструкций, изделий, предназначенных для использования в строительстве, осуществляется работниками службы снабжения, инженерно-техническими работникам линейных технологических потоков и специалистами отдела контроля качества строительства.

Операционный контроль технологических процессов осуществляют бригадиры линейных бригад и инженерно-технические работники линейного технологического потока на всех стадиях строительства линейной части

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепровода, а специалисты службы контроля качества производят выборочный операционный контроль.

Приемочный контроль осуществляется после завершения определенных этапов работ. Этот вид контроля выполняется инженерно-техническими работниками линейного потока и специалистами отдела контроля качества строительства генподрядчика.

Завершающим этапом деятельности по обеспечению качества строительно-монтажных работ и эксплуатационной надежности объекта строительства является комплекс испытаний перед сдачей объекта в эксплуатацию.

Подрядчик должен обладать необходимым оборудованием, приборами и инвентарными приспособлениями для всех видов испытания магистральных трубопроводов.

Наряду с производственным контролем, осуществляемым работниками строительной организации выполняется авторский и инспекционный надзор.

Инспекционный надзор проводится представителями служб технадзора Заказчика и территориальных органов надзора.

Контроль качества строительно-монтажных работ включает в себя:

- контроль качества выполнения подготовительных работ;
- контроль качества земляных работ;
- контроль качества сварочных работ;
- контроль качества изоляционно-укладочных работ.

4.9.1 Контроль качества выполнения подготовительных работ

Контроль качества подготовительных работ следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки их соответствия требованиям проектной документации, а также, кроме перечисленных в п.1.3 ВСН 012-88, требованиям СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве». (ВСН 012-88, часть I, п.2.1). В процессе подготовительных работ исполнителям следует контролировать: правильность закрепления трассы с

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соблюдением следующих требований, створные знаки углов поворота трассы, которые должны быть установлены в количестве не менее двух на каждое направление угла в пределах видимости, створные знаки на прямолинейных участках трассы, которые должны быть установлены попарно в пределах видимости, но не реже, чем через 1 км. Створные знаки закрепления прямолинейных участков трассы на переходах через реки, овраги, дороги и другие естественные и искусственные препятствия, должны быть установлены в количестве не менее двух с каждой стороны перехода в пределах видимости, высотные реперы должны быть установлены не реже чем через 5 км вдоль трассы, кроме устанавливаемых на переходах через водные преграды, соответствие работ по расчистке трассы от леса требованиям проекта и действующих нормативных документов лесного законодательства РФ, соответствие фактических отметок и ширины планируемой полосы требованиям проекта, особенно в зоне рытья траншей, качество выполнения водопропускных сооружений, величину уклонов, ширину проезжей части, радиусы поворотов, наличие разъездов, несущую способность при устройстве временных и реконструкции постоянных транспортных коммуникаций;

Проверку соответствия подготовительных работ выполняют геодезическими способами съемки фактических показателей величин: теодолитная съемка, контроль высотных отметок нивелиром, съемка линейных замеров измерительными рулетками.

Перед началом строительства следует произвести контроль геодезической разбивочной основы с точностью линейных измерений не менее 1/500, угловых 2' и нивелирования между реперами с точностью 50 мм на 1 км трассы.

4.9.2. Контроль качества выполнения земляных работ

Способы производства земляных работ определяются проектными решениями и должны, выполняться в соответствии с требованиями

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нормативных документов, перечисленных в ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ» и в СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения. Правила производства и приемки работ».

Земляные работы должны производиться с обеспечением требований качества и с обязательным инструментальным контролем, который заключается в систематической проверке соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации.

В зависимости от характера выполняемой операции, инструментальный контроль качества осуществляется непосредственно исполнителями: бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами.

Приборы и инструменты (за исключением простейших щупов, шаблонов), предназначенные для контроля качества материалов и работ, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий. Применяемые приборы и инструменты должны быть технически проверены согласно данных паспортов.

Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов требований строительных норм и правил или технологических инструкций должны быть исправлены до начала следующих операций (работ).

Контроль качества земляных работ должен включать: проверку правильности переноса фактической оси траншеи её соответствие проектному положению. Проверку отметок и ширины полосы для работы роторных экскаваторов (в соответствии с проектами производства работ), проверку профиля дна траншеи с замером её глубины и проектных отметок, проверку ширины траншеи по дну, проверку откосов траншей в зависимости от структуры грунтов, указанной в проекте, изменение фактических радиусов кривизны траншей на участках поворота горизонтальных кривых.

Контроль правильности переноса оси траншеи в плане производится теодолитом с привязкой к разбивочной оси.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ширина полосы для прохода роторных экскаваторов контролируется рулеткой. Отметки полосы контролируются нивелиром.

Соответствие отметок дна траншеи проектному профилю проверяется с помощью геометрического нивелирования.

Контроль над выполнением, земляных работ осуществляет производитель этих работ. По мере выполнения земляных работ составляются документы на их приемку (приемка постели и глубины заложения дна траншеи, присыпку, засыпку, рекультивацию и т. п.).

4.9.3 Контроль качества сварных соединений трубопроводов.

При инструментальном контроле в процессе сварки, осуществляется наблюдение за обеспечением соблюдения режимов сварки (по показаниям контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на сварочных агрегатах, постах, машинах и т.п.). Порядком наложения слоев и их количеством, применяемыми материалами для сварки корневого и заполняющих слоев, временем перерывов между сваркой корневого шва и «горячим проходом» и другими требованиями технологических карт.

Все (100%) сварных соединений труб, труб с деталями трубопроводов, арматурой и т. д. после их очистки от шлака, грязи, брызг металла, снятия грата подвергают визуальному контролю и обмеру.

Визуальный контроль и обмер производят работники службы контроля (ПИЛ, специализированных управлений по контролю и т. п.).

При осмотре соединения:

- проверяют наличие на каждом стыке клейма сварщика, выполнявшего сварку. Если сварку одного стыка выполняли несколько сварщиков, то на каждом стыке должно быть поставлено клеймо, каждого сварщика данной бригады, или одно клеймо, присвоенное всей бригаде;
- проверяют наличие на одном из концов каждой плети её порядкового номера;
- убеждаются в отсутствии наружных трещин, незаплавленных кратеров и выходящих на поверхность пор.

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Методы и объемы неразрушающего контроля определяются проектом и в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, проектного давления транспортируемой среды, а также категории трубопровода и его участков могут быть выбраны по ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».

Используемые методы неразрушающего контроля:

- радиографическим;
- ультразвуковым.

Заключения, радиографические снимки, зарегистрированные результаты ультразвуковой дефектоскопии хранятся в производственной испытательной лаборатории до сдачи трубопровода в эксплуатацию.

Контроль сварных швов на герметичность проводится в соответствии со СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы». Величина испытательного давления на герметичность принимается равной максимальной величине рабочего давления на участке испытания.

Сварные соединения, в которых по результатам контроля обнаружены недопустимые дефекты (признанные «негодными») подлежат удалению или ремонту с последующим повторным контролем в соответствии с требованиями СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы».

Контроль качества изоляции трубопровода проверяется с помощью дефектоскопов. Законченные участки строительства контролируются методом катодной поляризации.

В зависимости от характера выполняемой операции, инструментальный контроль качества осуществляется непосредственно исполнителями: бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами.

Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов требований строительных норм и правил и регламентов должны быть исправлены до начала следующих операций (работ).

					Строительство нового участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

4.9.4 Контроль качества изоляционного покрытия

Состояние защитных покрытий необходимо контролировать в соответствии РД-29.035.00-КТН-080-10 «Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации.

При нанесении изоляционных покрытий следует проводить операционный контроль качества выполняемых работ и контроль качества готового изоляционного покрытия на соответствие следующим параметрам: сплошность, толщина, адгезия, число слоев, натяжение и ширина нахлеста.

- манжета полностью облегает трубу и заводское покрытие, имеет гладкую, ровную поверхность;

- отсутствуют воздушные пузыри, складки (рябь) и прожоги;

- через манжету проступает рельеф сварного шва трубы и переходов к заводскому покрытию;

- по обоим краям манжеты равномерно выступает термопластичный адгезив по всему периметру трубы на несколько миллиметров;

- нахлест манжеты на заводское покрытие по всему периметру составляет не менее 50мм.

Инструментальный контроль качества изоляционных работ включает визуально-измерительный способ контроля мерительным инструментом, определение прочностных показателей адгезиметром, определение диэлектрических показателей с помощью искровых дефектоскопов.

При разрушающих методах контроля защитное покрытие должно быть восстановлено и вновь проконтролировано на диэлектрическую сплошность.

Изоляционное покрытие на построенных участках трубопроводов подлежит контролю методом катодной поляризации.

						<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

5.1. Расчет толщины стенки нефтепровода

Расчет толщины стенки нефтепровода ведется по методике отраженной в разделе 8. СНиП 2.05.06-85*.

7.1.1 Исходные данные для расчета толщины стенки нефтепровода диаметра 1220 мм

$p = 4.9$ МПа – проектное рабочее давление;

$R_1^н = 550$ МПа – нормативное сопротивление растяжению металла трубы;

$R_2^н = 410$ МПа – нормативное сопротивление сжатию металла трубы;

Категория I - категория участка трубопровода;

m - коэффициент условий работы трубопровода $m=0.75$;

$k_1 = 1.47$ - коэффициент надежности по материалу

$k_n = 1,05$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$K_2 = 1.15$ -коэффициент надежности по материалу

$n=1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке.

$\Delta t = 40$ - расчетный температурный перепад;

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 750$ м

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^н m}{k_1 k_n} = \frac{550 \cdot 0.75}{1.47 \cdot 1,05} = 267.2 \text{ МПа (5.1)}$$

где: m - коэффициент условий работы трубопровода $m=0.75$;

$k_1 = 1.47$ - коэффициент надежности по материалу

$k_n = 1,05$ -коэффициент надежности по назначению трубопровода, Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^н m}{k_2 k_n} = \frac{410 \cdot 0.75}{1.15 \cdot 1,05} = 254.7 \text{ МПа (5.2)}$$

где: k_2 -коэффициент надежности по материалу.

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , см, определяем по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} = \frac{1.15 \cdot 4.9 \cdot 1220}{2(267.2 + 1.15 \cdot 4.9)} = 12.59 \text{ мм (5.3)}$$

где: n - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе

					Реконструкция участка нефтепровода на р. ██████████ магистрального нефтепровода «██████████»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шайдо А.М.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ридаченко А.В.					91	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Ридаченко А.В.						

$p = 4.9$ МПа – расчетное рабочее давление;

$D_n = 1220$ мм - наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta = 13$ мм

Принятая толщина стенки должна быть не менее 1/140 значения наружного диаметра труб и не менее 4 мм т.е. удовлетворять условию:

$$\frac{D_n}{140} \leq \delta \geq 0.4$$

$$\frac{1220}{140} \leq 13.0 \geq 0.4 \text{ Условие выполняется.}$$

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 1220 - 2 \cdot 13.0 = 1194 \text{ мм (5.4)}$$

Продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \text{ МПа}$$

$$\sigma_{пр.N} = -0.000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0.3 \cdot \frac{1.15 \cdot 4.9 \cdot (1220 - 2 \cdot 13.0)}{2 \cdot 13.0} = -1.47 \text{ МПа (5.5)}$$

где: $\Delta t = 40$ - расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_{пл} = 0.5$ - коэффициент Пуассона пластической стадии работы металла;

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

$\alpha = 0.000012$, град⁻¹ - коэффициент линейного расширения .

Толщина стенки, принятая в проекте – 13 мм.

5.1.1 Проверка трубопровода на прочность

Расчет нефтепровода на прочность ведется согласно раздела 8. СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1;$$

где: $\sigma_{пр.N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое согласно п. 8.25 [1];

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}; \quad \psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{258.8}{267.2} \right)^2} - 0.5 \frac{258.8}{267.2} = 0.060. \text{ (7.6)}$$

где: $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} = \frac{1.15 \cdot 4.9 \cdot (1220 - 2 \cdot 13.0)}{2 \cdot 13.0} = 258.8 \text{ МПа (7.7)}$$

Так как значение $\sigma_{пр.N}$ больше нуля то коэффициент $\psi_2 = 1$

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Условие прочности: $|\sigma_{пр,N}| \leq \psi_2 R_1$ выполняется: $1,47 < 0,060 \times 267,2 = 16,0$

5.1.2. Проверка трубопровода на пластические деформации

Расчет нефтепровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в разделе СНиП 2.05.06-85*.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяем по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_H} = \frac{4,9 \cdot (1220 - 2 \cdot 13,0)}{2 \cdot 13,0} = 225,0 \text{ МПа (7.8)}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

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

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{225,0}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 410} \right)^2} - 0,5 \frac{225,0}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 410} = 0,455 \text{ (7.9)}$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED_H}{2\rho};$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр(+)}^H = \mu \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t + \frac{ED_H}{2\rho} = 0,3 \cdot \frac{5,5 \cdot 1196}{2 \cdot 1,15} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + \frac{206000 \cdot 1220}{2 \cdot 930000} = 116,05 \text{ МПа (7.10)}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр(-)}^H = \mu \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha E \Delta t - \frac{ED_H}{2\rho} = 0,3 \cdot \frac{5,5 \cdot 110}{2 \cdot 1,0} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 - \frac{206000 \cdot 122}{2 \cdot 75000} = -164,11 \text{ МПа. (7.11)}$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение: $\sigma_{пр}^H = -164,11 \text{ МПа}$

Так как принятое значение σ меньше нуля, то уточненное значение коэффициента $\psi_3 = 0,475$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H;$$

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть				

$$164.11 < 0.474 \cdot \frac{0.75}{0.9 \cdot 1.05} \cdot 410 = 142.2 \quad (7.12)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0.9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}; 249.5 < \frac{0.75}{0.9 \cdot 1.05} \cdot 410 = 300 \quad (7.13)$$

Условие проверки на недопустимые пластические деформации выполняется.

5.1.3. Расчет балластировки трубопровода чугунными балластирующими устройствами типа ЧБУ

Исходные данные

Трубопровод диаметром $D_{\text{н}} = 1,220$ м;

Внутренний диаметр трубопровода $D_{\text{вн}} = 1,194$ м;

Толщина стенки трубопровода $\delta = 0,013$ м;

Толщина слоя изоляции $\delta_{\text{из}} = 0,003$ м;

Толщина футеровки

$$\delta_{\text{ф}} = 0,03 \text{ м};$$

Коэффициент надежности устойчивости положения против всплытия

$$k_{\text{НВ}} = 1,1;$$

Коэффициент надежности по нагрузке $n_0 = 1$;

Длина участка $L = 120$ м;

Тип балластирующего грузаУБО;

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_{\text{В}} = \frac{\pi \cdot g \cdot \gamma_{\text{В}} \cdot D_{\text{н}}^2}{4} = \frac{3,1416 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 1,286^2}{4} = 12742,09 \text{ Н/м}$$

(7.14)

где $\gamma_{\text{в}} = 1000$ кг/м плотность воды с учетом растворенных в ней солей.

Расчетный вес трубопровода:

$$q_{\text{ТР}} = g \cdot \gamma \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = 7850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,220^2 - 1,194^2) = 3796,11 \text{ Н/м}$$

(7.15)

Расчетный вес изоляции:

$$q_{\text{ТР}} = g \cdot \gamma \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2) = 960 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,226^2 - 1,220^2) = 108,55 \text{ Н/м}$$

(7.16)

Расчетный вес футеровки:

$$q_{\text{ТР}} = g \cdot \gamma \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{ф}}^2 - D_{\text{из}}^2) = 500 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,286_{\text{ф}}^2 - 1,226_{\text{из}}^2) = 580,63 \text{ Н/м}$$

(7.18)

Расчетный погонный собственный вес трубы:

$$q_{\text{т.н}} = 3796,11 + 108,55 + 580,62 = 4485,28 \text{ Н/м}$$

					Расчетная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(7,19)

Шаг утяжелителя типа ЧБУ весом 2008 кг

$$L = \frac{g \cdot Q^H}{q_{бал}} = \frac{9,81 \cdot 2008}{11307,98} = 1,72 м \quad (7.20)$$

Длина ЧБУ не более 950мм. Шаг между пригрузами (расстояние между осями) принимаем 1,74 м

5.1.4. Расчет балластировки трубопровода железобетонными балластирующими устройствами типа УБО (пойма)

Исходные данные

Трубопровод диаметром $D_n = 1,220$ м;

Толщина стенки трубопровода $\delta = 0,013$ м;

Толщина слоя изоляции $\delta_{из} = 0,003$ м;

Толщина футеровки $\delta_{фу} = 0,03$ м;

Коэффициент надежности устойчивости положения против всплытия $k_{НВ} = 1,1$;

Коэффициент надежности по нагрузке $n_{\sigma} = 0,9$;

Удельный вес воды $\gamma_v = 1000$ кг/м³;

Расчетная погонная выталкивающая часть воды (q_v), действующая на трубопровод определяется по формуле:

$$q_v = \frac{\pi \cdot g \cdot \gamma_v \cdot D_n^2}{4} = \frac{3,1416 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 1,233^2}{4} = 11713,44 Н/м \quad (7.21)$$

D_n - наружный диаметр трубопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки

Расчетный вес трубопровода:

$$q_{TP} = g \cdot \gamma \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{ВН}^2) = 7850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,220^2 - 1,194^2) = 3796,11 Н/м \quad (7.22)$$

Расчетный вес изоляции:

$$q_{TP} = g \cdot \gamma \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{из}^2 - D_n^2) = 960 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,226^2 - 1,220^2) = 108,55 Н/м \quad (7.23)$$

Расчетный вес футеровки:

$$q_{\phi} = \frac{\gamma \cdot g \cdot V_{\phi}}{l} = \frac{9,81 \cdot 7,7 \cdot 0,450}{96,0} = 0,35 Н/м \quad (7.24)$$

					Расчетная часть	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетный погонный собственный вес трубы:

$$q_{т.н} = 3796,11 + 108,55 + 580,62 = 4485,28 \text{ Н/м}$$

(7.25)

Шаг утяжелителя типа УБО весом 4253 кг

$$L = \frac{g \cdot Q^H}{q_{бал}} = \frac{9,81 \cdot 4253}{19121,67} = 2,43 \text{ м}$$

(7.26)

Длина УБО не более 1450мм. Шаг между пригрузами (расстояние между осями) принимаем 2,43 м.

					Расчетная часть	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА р. ██████████

6.1 Производственная безопасность.

В данном разделе рассматривается возможное влияние вредных и опасных факторов производственной среды на человека и окружающую среду, а также возможное возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, экологического, стихийного и социального характера.

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1 Климатические и погодные условия.

В данном подразделе рассматривается влияние погодных и климатических условий на работника. Этот вредный производственный фактор характеризуется плохими метеорологическими условиями, в результате которых возможно отклонение или несоответствие показателей микроклимата в рабочей зоне согласно [СанПиН 2.2.3.1384-03 "Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ"].

Переохлаждение может привести к ухудшению здоровья, самочувствия работника, а также повлиять на его работоспособность:

Низкие температуры при работе на открытом воздухе зимой негативно влияют на состояние человека. Предельные температуры, ниже которых не могут выполняться работы на открытом воздухе, обусловленные возможностью механизма терморегуляции человека. Так, при температуре воздуха до минус 25°C идет охлаждение открытых поверхностей тела и снижение чувствительности конечностей человека.

					Реконструкция участка нефтепровода на р. ██████████ магистрального нефтепровода «██████████»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шайдо А.М.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					97	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2521Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В. В						

Работа при таких низких температурах в течение смены приводит к резко выраженному переохлаждению организма. Труд при температурах минус 30-40°С и ниже при десятиминутных обогревах через каждый час приводит к устойчивому понижению температуры всего тела и тактильной чувствительности пальцев рук и ног, повышение артериального давления, учащению пульса. [СанПиН 2.2.3.1384-03 "Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ"]

При следующих погодных условиях работы на открытом воздухе должны быть приостановлены (таблица 6.1).

Таблица 6.1. Скорость ветра и температура воздуха, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При отсутствии ветра	-40
До 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Вывод: Для предотвращения переохлаждения осуществляется организация рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени, введения перерывов для обогрева в пунктах обогрева. От переохлаждения тела предусмотрена теплая зимняя спецодежда: бушлаты, зимние ботинки, шапки и рукавицы.

2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

В этом подразделе рассматривается влияние шумового фактора на организм человека. Шум на производстве создают различные механизмы и машины. Возникновение шума происходит при работе электромагнитных устройств, при истечении воздуха и газов, а также при движении воды и жидкости. [ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»]

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

- снижается острота зрения, слуха;
- повышается кровяное давление;
- понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечнососудистой и нервной систем, что приводит к заболеваниям сердца и повышенной нервозности. [ГОСТ 12.1.003-83]

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши), соблюдение режима труда и отдыха, а также снижение уровня шума непосредственно в самом источнике путем применения звукоизолирующих средств.

3 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды.

На проектируемом объекте загазованность и запыленность наблюдается при сварки труб в нитку трубопровода, а также при земляных работах.

Повышенная запылённость воздуха, наличие в воздухе пыли может привести к механическим повреждениям кожи, слизистой оболочки, дыхательных путей, глаз, лёгких. Длительное воздействие пыли на

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

дыхательные пути вызывает у человека стойкие хронические заболевания лёгких. [ГОСТ 12.1.005-88]

Вывод: Для предотвращения вредного воздействия от неблагоприятного воздействия пыли и газа при сооружении надземного балочного перехода трубопровода используют средства индивидуальной защиты: противопылевые респираторы, спецодежду, противогазы. [ГОСТ 12.1.005-88]

4 Повреждения в результате контакта с растениями, животными, насекомыми и пресмыкающимися.

При проведении строительных работ на открытой местности возможны контакты рабочих с дикими животными, ядовитыми растениями, насекомыми и пресмыкающимися. При таких контактах возможны укусы, ужаливания, удары и другие повреждения, нанесенные животными, насекомыми и пресмыкающимися. Также могут быть получены повреждения в результате контакта с колючками и шипами колючих и ядовитых растений;

Кроме этого возможно утопление и погружение в воду при сооружении трубопровода через водные преграды, в результате падения в естественный или искусственный водоем.

Борьба с такими действующими факторами осуществляется применением методов борьбы с насекомыми (аэрозоли), а также применением индивидуальных средств защиты (спецодежда, москитные сетки, накомарники)

А также необходимо соблюдение элементарных правил безопасности при работе на открытой местности, в том числе в лесах, в полях и вблизи водоёмов.

5 Тяжелый и напряженный физический труд.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами. Кроме этого увеличивается продолжительность отпусков.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1 Движущиеся машины и механизмы.

Так как сооружение участка нефтепровода производится в полевых условиях, возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса.

Для снижения опасности производственного травматизма предусматриваются оградительные, предохранительные и блокировочные устройства, сигнализации, системы дистанционного управления, применение средств индивидуальной защиты и контроль исправности защитных средств.

2 Электрическая дуга и искры при сварке металлических деталей.

При строительстве надземного балочного перехода во время сваривания трубопровода возможно воздействие на работника возможно воздействие электрической дуги, а также попадание искр на незащищенные участки поверхности тела. Для исключения попадания икр, окалины и излучающего воздействия электрической дуги применяются средства индивидуальной защиты – спецодежда, маска сварщика, резиновые перчатки и другие средства защиты работника.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

3 Возможность поражения электрическим током.

Плохая изоляция токопроводящих частей, а также провода могут являться источниками поражения электрическим током. [ГОСТ 12.1.038–82]

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Довольно опасные воздействия электрического тока на работника проявляются в виде электротравм (ожогов, волдырей, механических и других повреждений), электрического удара, а также хронических профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от следующих немаловажных факторов: [ГОСТ 12.1.038–82]

- величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока и его сопротивления;
- условий внешней среды;
- уровня профессиональной подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно соответствовать [ГОСТу 12.1.038-82] и не превышать значения 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Использование коллективных средств электрозащиты:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль,
- установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

- блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов,
- применение малых напряжений,
- защитное заземление,
- защитное отключение.

Применение индивидуальных средств защиты:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- изолирующие подставки;
- инструменты с изолированными рукоятками.

4 Повышенная пожароопасность и взрывоопасность.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. [ГОСТ 12.1.004-91]

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м^3 . [ГОСТ 12.1.004-91]

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся:

- пожарные стволы;
- огнетушители;
- сухой песок;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- асбестовые одеяла;
- вода и т. п.

Для предотвращения взрыва необходимо: [ГОСТ 12.1.004-91]

- осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе;
- следить за пожаробезопасностью;
- не допускать нахождения газовых баллонов в рабочей зоне сварки;
- не курить и не пользоваться открытым огнем в местах с повышенной взрывоопасностью;

6.2 Экологическая безопасность

При строительстве участка нефтепровода на р.Китат необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004, [СНиП III-42-80*], и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы: [СНиП III-42-80*]

- оформление в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ;
- заключение договоров с организациями на сдачу отходов, нефтезагрязненного грунта, сточных вод, образовавшихся в процессе производства работ;
- оборудование мест временного размещения отходов.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду в период ремонтных работ:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия: [СНиП III-42-80*]

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

В период строительства балочного перехода трубопровода загрязнение атмосферного воздуха происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб.

Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ: [СНиП III-42-80*]

- осуществление периодического контроля за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах автотранспорта;
- обеспечение контроля топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное сгорание топлива;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии,
- уделение внимания состоянию технических средств, способных вызывать возгорание растительности.

В период строительных работ загрязнение атмосферы носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ. [СНиП III-42-80*]

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

Должна быть проведена рекультивация нарушенных земель по окончании строительства согласно [РД 39-00147105-006-97].

При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются законченными, если отсутствуют:

- участки с невозстановленным растительным покровом;
- места, загрязненные нефтью, горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами;
- места разрушения естественного ландшафта.

Все отходы производства, образовавшиеся при выполнении строительных работ (окалина, абразивный материал, старая изоляция труб, загрязненная ветошь, остатки композиционных материалов и упаковки) должны быть собраны в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями нормативной документации [РД 153-39.4-115-01].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например: [ГОСТ Р 22.0.01-94]

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть: [ГОСТ Р 22.0.01-94]

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров должны быть применены следующие меры безопасности: [ГОСТ Р 22.0.01-94]

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности нормируются следующими нормативными документами, СНиПами и ГОСТами:

1. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных и взрывоопасных объектах»
2. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие сведения»
3. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ»;
4. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования»;
5. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»;
6. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»;
7. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;
8. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

9. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

10. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»;

11. ГОСТ 12.1.038–82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».

12. РД 153-39.4-115-01 «Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов».

13. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;

14. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА р. ████████.

В данном разделе произведены расчеты технико-экономического обоснования реконструкции участка магистрального трубопровода на р. Китат.

Проведены следующие расчеты: расчет затрат на заработную плату работникам при реконструкции участка магистрального трубопровода на р. Китат, отчисления на социальные нужды, расчет затрат на использованные материалы, расходы на топливо, амортизация техники.

7.1 Расходы на заработную плату работникам.

При строительных работах было задействовано рабочих (таблица 7.1):

Таблица 7.1

№	Наименование специальности	Количество	Тарифная ставка (руб/час)	Количество во часов	Район к-т	Итого (руб)
1	Начальник участка	1	270,00	192	30%	67391,00
2	Электрогазосварщик	6	350,00	192	30%	524160,00
3	Водитель спецтехники	4	180,00	192	30%	179712,00
4	Слесарь-монтажник	5	330,00	192	30%	411840,00
5	Машинист трубоукладчика	3	360,00	192	30%	269568,00
6	Машинист экскаватора	3	340,00	192	30%	254592,00
7	Машинист бульдозера	1	340,00	192	30%	84864,00

					Реконструкция участка нефтепровода на р. Китат магистрального нефтепровода «Александровск - Анжеро-Гудженск»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Шайдо А.М.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.				110	119
<i>Консульт.</i>					ТПУ зр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В. В					
Финансовый менеджмент							

Оплата работникам почасовая:

Общее количество часов, за которые было произведена реконструкция участка нефтепровода составило: 192 часа, при восьмичасовом рабочем дне количество дней: 24 дня.

Расчеты заработной платы (таблица 7.1):

1. $1 \cdot 270 \cdot 192 \cdot 1,3 = 67392$ руб.
2. $6 \cdot 350 \cdot 192 \cdot 1,3 = 524160$ руб.
3. $4 \cdot 180 \cdot 192 \cdot 1,3 = 179712$ руб.
4. $5 \cdot 330 \cdot 192 \cdot 1,3 = 411840$ руб.
5. $3 \cdot 360 \cdot 192 \cdot 1,3 = 269568$ руб.
6. $3 \cdot 340 \cdot 192 \cdot 1,3 = 254592$ руб.
7. $1 \cdot 340 \cdot 192 \cdot 1,3 = 84864$ руб.

Итого: $67391 + 524160 + 179712 + 411840 + 269568 + 254592 + 84864 = 1792127$ рубля.

Общие затраты на фонд заработной платы составил 1792127 рубля.

7.2 Отчисления на социальные нужды.

Отчисления на единый социальный налог осуществляется в размере 30% от всего (ФЗП) фонда заработной платы:

На 2016 год при оплате ЕСН плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 22% в Пенсионный Фонд;
- 2,9% в Фонд социального страхования;
- 5,1% в Фонд медицинского страхования.

Итого ЕСН составляет: 30,0%

$Z_{нф} = Z_{фзн} * 0,22 = 1792127 * 22\% = 394262,94$ руб - отчисления в Пенсионный Фонд РФ;

$Z_{фсс} = Z_{фзн} * 0,029 = 1792127 * 2,9\% = 51971,68$ руб - отчисления в Фонд социального страхования (ФСС);

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

$Z_{фмс} = Z_{фзн} * 0,051 = 1792127 * 5,1\% = 91398,48 \text{руб}$ - отчисления в фонд медицинского страхования (ФМС).

$Z_{нф} = Z_{фзн} * 0,30 = 1792127 * 30\% = 537638,1 \text{руб}$ - общие отчисления на единый социальный налог (ЕСН).

7.3 Расчет затрат на материалы.

Реконструкция участка магистрального нефтепровода – это довольно энергоемкий, материалоемкий и трудоемкий процесс.

Таблица 3.3.1 Стоимость трубы.

Тип трубы	Наружный диаметр (мм)	Толщина стенки (мм)	Длина трубы (м)	Цена (руб/т)
Новая	1220	13	11,5	65000
Лежалая	1220	13	11,5	32000
Восстановленная	1220	13	11,5	18500

Таблица 7.3.2 Вес трубы и количество метров в одной тонне.

Толщина стенки 1220 мм	10	12	14	16
Вес одного метра трубы, кг	249,1	298,3	347,3	396,2
Количество метров в одной тонне, м	4,01	3,35	2,88	2,52

Вес одного метра трубы 1220x13 составляет 347,3 кг.

Количество метров трубы в одной тонне: 2,88.

Стоимость одной новой трубы 1220x13 длиной 11,5 метров составляет: 187200,3 руб.

Для перекрытия 120 метров подводного перехода:

$120:11,5=10,4=11$ труб

Затраты на 11 труб стоимостью 187200,3 рублей за штуку составят:

$11 \cdot 187200,3=2059203,3$ рублей.

7.4 Расчет затрат на топливо для реконструкции участка нефтепровода р. ■■■■■ диаметром 1220 мм и длиной 120м.

Таблица 7.4 Расход топлива на определенные виды работ.

№	Наименование работ	Расход топлива
1.	Земельные работы по вскрытию грунта одноковшовым экскаватором.	72 часа · 27л=1944 л (ДТ)
2.	Расход топлива сварочного агрегата.	56часов·3шт·4литра=672 л (ДТ)
3.	Работа автокрана по монтажу трубопровода	32 часа·11 литров=352 литра (ДТ)
4.	Доставка людей транспортом к месту реконструкции нефтепровода	270км/100·30 литров=81 литр (ДТ)
	Итого расходы на топливо: 118911 рублей.	Дизельное топливо 3049 литров·39 руб.=118911 руб.

Общие затраты на топливо составили: 118911 рублей.

7.5 Общие затраты на реконструкцию участка трубопровода.

Таблица 7.5 Общие затраты

№	Наименование статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Фонд заработной платы (ФЗП)	1792127,00
2	Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	577638,1
3	Затраты на материалы	2059203,3
4	Затраты на топливо	118911,00
	Итого:	4547879,40

Вывод по разделу:

Итого, при реконструкции участка магистрального трубопровода диаметром 1220X13 и длиной 120 метров были задействованы следующие ресурсы:

23 человек,

7 видов техники,

11 труб длиной 11,5 метров диаметром 1220X13,

В разделе были приведены расчеты затрат на заработную плату, отчисления на социальные нужды, затраты на материалы и топливо.

Общие затраты на реконструкцию объекта составили: **4547879,4 рублей.**

					Финансовый менеджмент	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В настоящей работе рассмотрен процесс реконструкции участка трубопровода при подводном переходе через реку [REDACTED].

В разделе № 1 характеристика объекта, географическая характеристика, климатическая, транспортная схема.

В разделе № 2 обеспечения производства машинами и оборудованием, трудовыми ресурсами, связью, устройство жилых полевых городков.

В разделе № 3 земляные работы, вскрытие нефтепровода, разработка траншеи, планировка строительной полосы, геодезическая подготовка,

В разделе №4 сварочно-монтажные работы, ручная-электро дуговая сварка, изоляционные работы, укладочные работы, балластировка, гидравлические испытания, контроль качества,

В разделе №5 провидены расчеты: расчет толщины стенки, проверка трубопровода на прочность, пластические деформации, расчет балластировки трубопровода чугунными балластирующими устройствами типа ЧБУ, БУОТ.

В разделе №6 производственная безопасность, анализ вредных производственных факторов, экологическая безопасность, пожарной безопасности.

В разделе №7 расходы на заработную плату работникам, отчисления на социальные нужды, расчет затрат на материалы, общие затраты на реконструкцию участка трубопровода.

Данный проект МН « [REDACTED] » разработан в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, и предусматривает экологическую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					Реконструкция участка нефтепровода на р. [REDACTED] магистрального нефтепровода « [REDACTED] »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шаїдо А.М.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					115	120
<i>Консульт.</i>						ТПУ зр. 3-2521Т		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНиП 23-01-99* Строительная климатология.
2. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
3. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
4. СНиП 12-01-2004 Организация строительства.
5. СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
6. СНиП 3.01.03-84 Геодезические работы в строительстве.
7. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
8. СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов.
9. СНиП Ш-42-80* Магистральные трубопроводы.
10. СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов.
11. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.
12. СП 34-101-98 Свод правил. Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте.
13. СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ.
14. СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые 12. инструкции по охране труда.
15. СП-11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
16. СП-11-104-97 Инженерно-геодезические изыскания для строительства.
17. ВСН 015-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Линии связи и электропередачи.
18. ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды.
19. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ. Часть 1 и 2.
20. ВСН 011-88 Строительство магистральных трубопроводов. Очистка полости и испытание.
21. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реконструкция участка нефтепровода на р. [] магистрального нефтепровода « [] »		
Разраб.		Шайдо А.М.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				116	120
Консульт.					Список используемых источников ТПУ зр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

22. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.

23. ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.

24. ВСН 009-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты.

25. ОР-07.00-45.25.40-КТН-001-2-01 «Дополнительными требованиями к аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, допускаемых к работам на объектах системы МН [REDACTED]

26. ОР-19.100.00-КТН-020-10 Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов.

27. ОР-16.01-60.30.00-КТН-012-1-04 Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ.

28. ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-1-03 Регламент организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных объектах и оформления нарядов допусков на их подготовку и проведение.

29. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.

30. ОР-13.01-45.21.30-КТН-004-2-02 Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. (РД 153-39.4-130-2002*).

31. ОР-13.01-74.30.00-КТН-004-1-03 Регламент и методика проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных и технологических нефтепроводов.

32. ОР-04.00-27.22.00-КТН-003-1-01 Регламент на производство работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием: погрузочно-разгрузочные работы, автомобильные перевозки, изоляция стыков, укладка в траншею. Технические требования и оснащенность.

33. ОСТ-23.040.00-КТН-574-06 Нефтепроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. С изменениями от 13.04.2007 г.

34. ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04 Общие технические требования на нефтепроводные трубы большого диаметра.

35. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб.

36. ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

37. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

38. ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

39. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в РФ.
40. ПОТ РМ 027-2003 Правила по охране труда на автомобильном транспорте.
41. ПОТ РМ-008-98 Межотраслевые правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и перемещении грузов.
42. ПОТ РМ 007-98 Межотраслевые правила по охране труда при погрузо-разгрузочных работах и размещении грузов.
43. ПТЭЭП-2003 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.
44. ПОТ РМ-016-2001 / РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
45. ПУЭ -2000 Правила устройства электроустановок.
46. НПБ 111-98* Автозаправочные станции контейнерного (блочного) исполнения. Противопожарные требования.
47. РД 4859-002-01297858-01 Временная инструкция по нанесению комбинированных покрытий на основе битумно-полимерных мастик в зимнее время.
48. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
49. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
50. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
51. РД 39-00147105-006-97 Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
52. РД-25.160.10-КТН-004-08 Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах.
53. РД-13.110.00-КТН-319-09 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.
54. РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
55. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.
56. РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю.
57. РД 09-364-00 Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах.
58. ГОСТ Р 51330.13-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
59. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

60. РД-91.020.00-КТН-149-06 «Нормы проектирования ЭХЗ МН трубопроводов».

61. РД-17.01-60.30.00-КТН-007-1-04 Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации.

62. РД-03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов».

63. РД-03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства».

64. РД 03-613-03 Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.

65. РД 03-614-03 Порядок применения сварочного оборудования, используемого при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств на опасных производственных объектах.

66. РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.

67. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.

68. РД-16.01-60.30.00-КТН-103-1-05 Гидравлические испытания вновь построенных и эксплуатируемых нефтепроводов.

69. РД 93.010.00-КТН-114-07 Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ.

70. РД-13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте.

71. РД 153-39.4-090-01 Методика по разработке удельных нормативов водопотребления и водоотведения для производственных объектов.

72. СП 2.6.1.1283-03 Обеспечение радиационной безопасности при рентгеновской дефектоскопии.

73. ОСПОРБ-99 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

74. НРБ-99 Норм радиационной безопасности.

75. РД-11-02-2006 Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкции, участков сетей инженерно-технического обеспечения.

76. ОР-16.01-60.30.00-КТН-044-3-05 Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию.

77. РД-17.01-60.30.00-КТН-007-1-04 Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации.

					Список используемых источников	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

78. СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии
79. М ВНИИСТ 7.3-1030-1.002-2007 Методика определения стоимости строительства объектов системы ██████████

80. Методика определения стоимости строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объекта трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

81. ГОСТ 12.4.011 - 89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

82. Постановление от 18.12.1998 № 51 «Об утверждении правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (в ред. Постановлений Минтруда РФ от 29.10.1999 № 39, от 03.02.2004 № 7)»

83. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89 ФЗ от 24.06.98 (с изменениями, внесёнными Федеральным законом от 30.12.2008 N 309-ФЗ, вступающими в силу с 30.06.2009 года).

84. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.97г. «О промышленной безопасности».

85. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин. Москва «Недра» 1995г.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120