



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

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Прокладка магистральных трубопроводов через водные преграды методом наклонно-направленного бурения»

УДК 621.644.053:622.343.23(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Важов И.А		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Романюк В. Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2017 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
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), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
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)
в области организационно-управленческой деятельности		
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)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать,	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	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>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 «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Важову Илье Андреевичу

Тема работы:

«Прокладка магистральных трубопроводов через водные преграды методом наклонно-направленного бурения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2819/с от 19.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на</i>	Подводный переход через реку Нижняя Тунгуска методом наклонно-направленного бурения магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»
---	--

окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).		
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).		Объекты и методы исследования.. Выполнить расчет тягового усилия протаскивания и проверку условий его прочности. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность при определении технического состояния технологического трубопровода.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		- Профиль прокладываемого участка трубопровода;
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б.	
«Социальная ответственность»	Грязнова Е.Н.	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2017г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н.		19.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Важов Илья Андреевич		19.03.2017

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

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

22.06.2017 г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2017	<i>Введение</i>	10
17.04.2017	<i>Технология прокладки трубопровода методом наклонно-направленного бурения</i>	10
19.04.2017	<i>Расчет тягового усилия протаскивания трубопровода и расчет на прочность</i>	30
26.03.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10
21.03.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
29.04.2017	<i>Заключение</i>	10
25.05.2017	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н. А.	К.Г.-М.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	к.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа представлена на 114 листах, 15 рисунков, 33 таблицы, 42 источников литературы.

Прокладка магистрального трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» методом наклонно-направленного бурения.

Цель: рассмотреть особенности прокладки трубопровода методом наклонно-направленного.

Объект: Технология прокладки магистрального трубопровода.

Предмет исследования: прокладка трубопровода методом наклонно-направленного бурения.

В работе представлена прокладка трубопровода методом ННБ, дана геологическая характеристика места работы, рассчитаны технологические показатели проекта, обоснована экономическая целесообразность прокладки трубопровода.

Для выполнения аттестационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point. Работа представлена на CD-носителе (в конверте на обороте обложки).

ABSTRACT

Final grading work on 102 sheets, 15 drawings, 33 tables, 42 sources of literature.

Laying of the main pipeline "Eastern Siberia - Pacific Ocean" by the method of directional drilling.

Purpose: to consider the features of laying the pipeline by the directional method.

Object: Technology of laying the main pipeline.

The subject of the research: laying of the pipeline by the method of directional drilling.

In the work: laying of the pipeline by the method of NNB, the geological characteristics of the work, the calculated technological parameters of the project, the economic feasibility of laying the pipeline is justified.

To perform the certification work, the Microsoft Word text editor was used, the presentation was prepared using Microsoft Power Point. Work on CD-carrier (in the envelope on the back cover).

Определения, обозначения, сокращения

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Термины и определения В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Бентонит: коллоидная глина, состоящая в основном из минералов группы монтмориллонита, имеющая выраженные сорбционные способности и высокую пластичность.

Буровая установка: единый комплекс взаимосвязанных механизмов и устройств, обеспечивающих технологический процесс прокладки трубопровода методом ННБ.

Границы подводного перехода: участок трубопровода в местах пересечения водных преград, ограниченный горизонтом высоких вод 10%-й обеспеченности.

Магистральный нефтепровод: трубопровод, предназначенный для транспортирования нефти из районов добычи к пунктам потребления.

Наклонно-направленное бурение: это способ сооружения канала скважины с отклонением по вертикали по заранее заданному направлению, в результате которого возможно дальнейшее протаскивание трубопровода в образовавшийся канал.

Подводный переход магистрального нефтепровода: особый конструктивный элемент линейной части магистрального трубопровода, который представляет собой гидротехническую систему сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающую водную преграду.

Техническое обслуживание: комплекс операций по поддержанию работоспособности трубопроводов и входящих в его состав устройств при эксплуатации.

Обозначения и сокращения

ГНВ – горизонт низких вод;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ИГЭ – инженерно-геологический элемент;

ИТР – инженерно-технический работник;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

МН – магистральный нефтепровод;

МТР – материально-технические ресурсы;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

НТД – нормативно-техническая документация;

ПОС – проект организации строительства;

ПП – подводный переход;

ППМГ – подводный переход магистрального газопровода;

ППР – проект производства работ;

СДТ – соединительные детали труб;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ТО – техническое обслуживание;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита

Оглавление

1. Объект и методы исследования	14
1.1. Краткая характеристика района строительства	14
2. Прокладка трубопровода методом ННБ	20
2.1 Технологическая последовательность выполняемых операций	20
2.2 Устройство шламоприемников	22
2.3 Система ориентирования	22
2.4 Бурение пилотной скважины	24
2.5 Расширение пилотной скважины	26
2.6 Калибровка скважины	28
2.7. Протаскивание трубопровода	30
2.8 Контроль качества при ННБ	33
2.9. Методика бурового раствора	34
3.Технология строительства.....	39
3.1 Основные решения по организации работ	39
3.2 Технологическая карта на выполнение работ по планировке строительной площадки	44
3.3. Инструкция по перевозке и складированию труб	50
3.4 Технологическая карта организации сварочно-монтажных работ	55
4.Расчетная часть.....	67
4.1 Расчет на прочность нефтепровода	67
4.2 Расчет усилия протаскивания трубопровода в грунтовую скважину.....	71
4.3 Расчет тягового усилия протаскивания дюкера при частичном заполнении водой	73
4.4 Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания.....	75
5.Социальная ответственность.....	79
5.1 Производственная безопасность.....	79

					Прокладка магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Важов И.А.			Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.					Листов
Консул.							12
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.					114
						ТПУ гр.2Б3Б	

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	82
5.2 Экологическая безопасность.....	87
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	98
6.1 Расчет сметной стоимости по прокладке подводного перехода методом наклонно-направленного бурения.....	98
6.2 Обоснование эффективности проекта.....	106
7. Заключение	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	109
Приложение А: Продольный профиль участка бурения.....	113

Введение

Прокладка трубопроводов методом ННБ значительно сокращает срок строительства, увеличивает срок службы трубопровода, не нарушает состояние берегов и русла реки, не нарушает экологически уязвимые участки поверхности, позволяет сохранять флору и фауну пересекаемых водотоков.

Положительным фактором строительства подводных переходов методом ННБ является исключение отрицательных последствий возникающих при траншейном (традиционном) методе строительства подводных переходов.

Использование метода ННБ по сравнению с траншейным методом строительства дает следующие преимущества:

- прокладка трубопроводов осуществляется значительно ниже линии прогнозируемого предельного размыва дна и береговых участков на глубине, обеспечивающей их сохранность от возможных внешних воздействий и размыва;
- не проводятся земляные работы на береговых и русловых участках, что исключает разработку береговых и русловых траншей, сопровождающуюся существенным увеличением концентрации взвешенных минеральных частиц грунта в воде, следовательно, вредное влияние на водные организмы, условия обитания рыб и ихтиофауну сводится к минимуму;
- отсутствует загрязнение нижележащих участков реки грунтом, который сносится течением при обратной засыпке траншей при обычном способе прокладки подводного перехода;

					<i>Прокладка магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Важов И.А.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					14	114
Консул.						<i>ТПУ гр.2БЗБ</i>		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.						

- из-за отсутствия воздействия строительной техники не нарушается целостность грунтов на береговых участках и, как следствие, отсутствует эрозия почвы.

Цель: рассмотреть особенности прокладки трубопровода методом наклонно-направленного бурения.

Для выполнения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

-Рассмотреть участок проведения работ

-Рассмотреть технологию прокладки трубопровода методом наклонно-направленного бурения

-Произвести расчет тягового усилия протаскивание трубопровода

Объект: Технология прокладки магистрального трубопровода.

Предмет исследования: прокладка трубопровода методом наклонно-направленного бурения с переходом через косогоры.

Практическая значимость данного дипломного проекта заключается в возможном применении материалов работы на практике в нефтегазодобывающей отрасли.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Объект и методы исследования

1.1. Краткая характеристика района строительства

В административном отношении участок работ находится в северо-восточной части Иркутской области, на территории Киренского района.

Участок работ находится на необжитой территории. Ближайшим населенным пунктом от перехода является пос. Подволошино, расположенный в 10 км на юг.

Дорожная сеть малоразвитая. От г. Киренска до пос. Подволошино через пос. Чечуйск и пос. Надеждинск имеется грунтовая автодорога без покрытия. Непосредственно трасса расположена в местности с полным бездорожьем.

Проходимость района затруднена заболоченностью местности и тайгой. Имеются участки вечной мерзлоты.

Рельеф района холмистый. Водоразделы широкие, вершины плоские или округлые, склоны, как правило, пологие 2-8 градуса. Грунты преобладают глинистые, суглинистые и дресвяно-суглинистые, в поймах рек - галечниковые.

Обзорная карта расположения участка работ представлена в рисунке 1.

					<i>Прокладка магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Объект и методы исследования</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Важов И.А.</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					
<i>Консул.</i>							
<i>И.О.Зав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					
					<i>ТПУ гр.2БЗБ</i>		

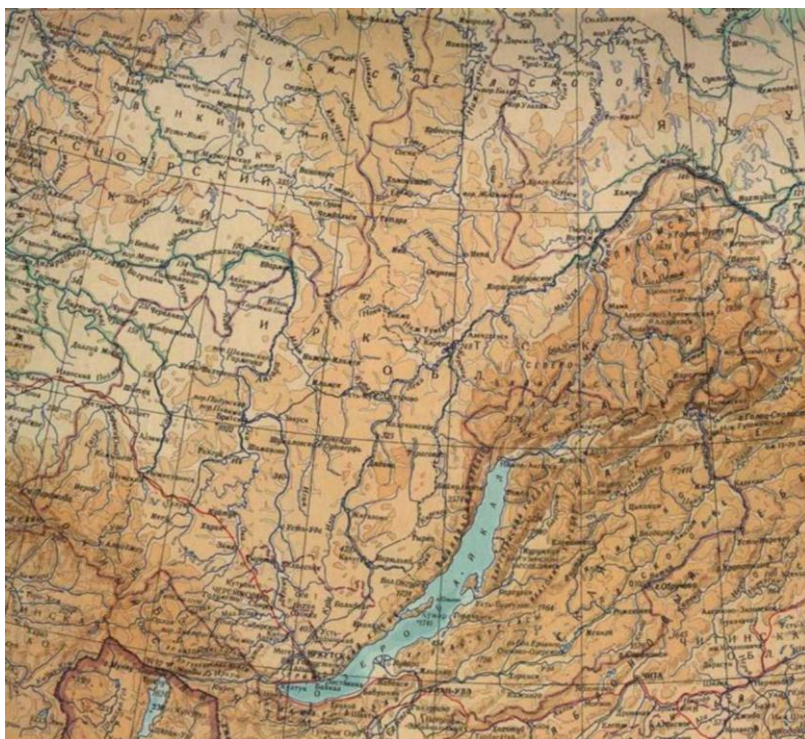


Рисунок 1 - Обзорная карта расположения объекта с направлением движения

Климат рассматриваемой территории резко континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким относительно жарким летом. В любой сезон года возможны резкие изменения погоды: переход от тепла к холоду, резкие колебания температуры воздуха от месяца к месяцу, от суток к суткам и в течение суток.

Главными факторами, определяющими своеобразие климата, являются характер общей циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории - ее удаленность и отгороженность горными системами от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана, большая протяженность, как с севера на юг, так и с запада на восток, сложность орографии.

В зимний период территорию охватывает мощный сибирский антициклон, начинающий образовываться в сентябре. В антициклоне происходит формирование континентального, очень холодного воздуха. Ясная и

					Объекты и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

сухая погода способствует охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. При сильных морозах и затишье часто образуются морозные туманы.

Северо-Атлантические воздушные массы обычно приносят циклоническую погоду, сопровождающуюся сильными ветрами и продолжительными метелями.

Основными особенностями гидрологического режима рек рассматриваемого района являются: исключительная неравномерность стока (многоводье в теплую часть года, маловодье в зимний период); короткий период, когда водная поверхность свободна ото льда; особо резко выражены черты зимнего режима - длительность зимнего периода, мощность ледяных образований, промерзание многих рек до дна, распространение наледей.

В питании участвуют талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды. Основной источник питания - твердые осадки. Основная фаза водного режима - весенне-летнее половодье, в период которого проходит 80-95% суммарного годового стока, и наблюдаются максимальные расходы и уровни воды.

В геоморфологическом отношении район расположен в пределах Приленской плоской возвышенности и представляет собой слабо всхолмленную равнину, интенсивно расчлененную глубоко врезаемыми долинами рек Лены, Нижней Тунгуски и их притоков. По своему генезису это структурно-денудационное плато. Рельеф местности средне холмистый, структурно-денудационный, грядово-увалистый, изрезанный водотоками. Максимальные высоты водоразделов составляют 450-570м.

Рельеф эрозионно-тектонический и эрозионно-аккумулятивный. В районе водотоков в пойменной части отмечается переувлажнение и заболоченность типа.

					Объекты и методы исследования	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2. Инженерно-геокриологические условия

Подводный переход методом ННБ будет проложен через р. Нижняя Тунгуска. Нижняя Тунгуска — река в Сибири, в Иркутской области и Красноярском крае России, правый приток Енисея. Протекает по Среднесибирскому плоскогорью к югу от плато Путорана. Река судоходна в половодье до посёлка Тура. В устье расположена пристань Туруханск

По геокриологическому признаку участок работ относится к зоне распространения высокотемпературной островной многолетней мерзлоты. Многолетняя мерзлота развита в основном по долинам рек и ручьев, локально отмечена на водораздельных склонах северной экспозиции. В поймах рек часто отмечается в виде перелетков. Наличие мерзлоты во многом послужило фактором развития неблагоприятных инженерно-геологических процессов и явлений, таких как заболачивание, термокарст.

Многолетнемерзлые грунты в основном льдистые, реже слабо льдистые. Суммарная льдистость многолетнемерзлых грунтов 0,102-0,311 д.ед, льдистость за счет ледяных включений 0,08-0,35 д.ед. Скальный грунт - морозный. Криогенная текстура слоистая и массивная. Галечниковые грунты имеют корковую текстуру. Развитие подземных льдов, льдонасыщенных и сильно льдистых грунтов не установлено. Соответственно вероятность развития ярко выраженных процессов термокарста и др. отрицательных факторов, связанных с мерзлотой очень незначительна, что подтверждается выполненными работами.

Верхняя нормативная граница многолетней мерзлоты установлена на глубине 0,8-5,4м. На заболоченных участках, как правило, на широких пойменных террасах (в долине р. Нижней Тунгуски) многолетнемерзлые грунты залегают под моховой подстилкой на глубине 0,2-0,3м. Для рассматриваемой территории характерно глубокое сезонное промерзание грунтов.

					Объекты и методы исследования	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Находится в прямой зависимости от мощности снежного покрова, количества выпавших осадков в весенне-летне-осенний период, экспозиции склона и т.д. На участках развития многолетнемерзлых грунтов, как правило, максимальное сезонное промерзание происходит до кровли многолетнемерзлых грунтов.

В районе ПК 569+75 в подножии склона установлено наличие малodeбитных родников. В холодный период года существует вероятность образования маломощной наледи

Многолетнемерзлые грунты представлены галечниковыми грунтами льдистыми (ИГЭ-4), суглинками легкими пылеватыми щебенистыми слабо льдистыми (ИГЭ-14), супесями пылеватыми льдистыми (ИГЭ-16), суглинками тяжелыми пылеватыми льдистыми (ИГЭ-21), суглинками тяжелыми пылеватыми льдистыми слабозаторфованными (ИГЭ-24), элювиальными дресвяными грунтами с супесчаным заполнителем слабо льдистыми (ИГЭ-28).

Профиль трассы трубопровода, проложенного методом ННБ, представляет собой сопрягаемые прямолинейные и криволинейные участки. Криволинейные участки проложены радиусом упруго изгиба.

Профиль трассы скважины спроектирован таким образом, чтобы снизить вероятность осложнений при прохождении через гравийные грунты, неблагоприятные для ННБ.

Границами участков перехода, выполненного методом ННБ, приняты точки входа и выхода скважины, в проектных отметках поверхности земли.

Длина дюкера принята с учетом технологического запаса, включающего допуски на величину толщины отсыпки площадок, точность выхода буровой колонны (с учетом допустимых отклонений по длине, не превышающих 1% длины перехода), а также на возможное увеличение длины скважины при ее расширении.

					Объекты и методы исследования	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные характеристики трассы трубопровода, проложенного методом ННБ, представлены следующими параметрами:

точка входа	ПК	573+23
точка входа в отметках площадки	ПК	573+35
точка выхода	ПК	568+25
угол входа бура	14°	
угол выхода бура	6°	
радиус изгиба скважины	650	м
длина перехода ННБ по ПК	507м	
длина скважины ННБ	515	м
длина дюкера трубопровода	512	м
длина дюкера защитного кожуха	512	м

2. Прокладка трубопровода методом ННБ

Работы по бурению грунтовой скважины предусмотрено выполнять установкой горизонтально-направленного бурения. Буровая установка выбирается с учетом максимальной величины расчетного тягового усилия при протаскивании трубопровода и коэффициента безопасности не менее 2. Буровое оборудование, применяемое для ННБ, должно обеспечить:

- проходку пилотной скважины и ее расширение в фактических грунтах;
- надежность протаскивания рабочего трубопровода.

Прокладка трубопровода в плане выполняется прямолинейно. Положение проектируемого створа и точек входа и выхода буровой колонны определено с учетом оптимального размещения бурового комплекса, удобства выполнения буровых работ и работ по монтажу рабочего трубопровода.[8]

2.1 Технологическая последовательность выполняемых операций

Технологический комплекс выполняемых операций по укладке трубопровода методом наклонно-направленного бурения предусматривает выполнение следующих видов работ:

- устройство основания под буровую установку;
- монтаж буровой установки для прокладки основной и резервной нитки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;

					Прокладка магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Важов И.А.			Прокладка трубопровода методом ННБ	Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.					Листов
Консул.							22
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.					114
						ТПУ гр.2Б3Б	

- сварка трубопровода (основная и резервная нитка);
- контроль качества сварных стыков;
- нанесение изоляции на сварные стыки (труба в заводской изоляции) и контроль сплошности изоляционного покрытия;
- устройство основания под направляющие опоры спусковой (стапельной) дорожки, установка направляющих опор и укладка на них газопровода;
- бурение пилотной скважины;
- расширение пилотной скважины;
- калибровка скважины;
- протаскивание в грунтовую скважину рабочего трубопровода;
- демонтаж технологического оборудования;
- переработка и вывоз отработанного бурового раствора.

Размещение и монтаж основного бурового и вспомогательного технологического оборудования на строительных площадках должны осуществляться по месту, согласно проекта.

Буровую установку установить на подготовленное основание. Для обеспечения устойчивости и во избежание перекосов фундамент буровой установки заякорить инвентарными анкерными устройствами от сдвига и опрокидывания в процессе бурения и расширения скважины и протаскивания трубопровода.[2]

Подготовка и испытание дюкера на монтажной площадке должны быть завершены до окончания бурения пилотной скважины, и к окончанию расширения скважины дюкер должен быть уложен на опоры спускового стапеля.

Буровые работы производятся установкой TiDrill-60/300 и Ditch-Witch JT 8020.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Устройство шламоприемников

Для исключения загрязнения береговых участков реки при производстве буровых работ необходимо на правом и левом берегах устроить шламоприемники для сбора отработанного бентонитового раствора.

От входного и выходного прямков в шламоприемники проложить отводящие трубопроводы Ду 200 мм. со шламовыми насосами для отвода бентонитового раствора.

Шламоприемники для сбора отработанного бентонитового раствора, представляют собой земляные амбары, стенки и дно шламоприемников необходимо выложить полиэтиленовой пленкой для исключения фильтрации бентонитового раствора в грунт и защиты почвы от загрязнения. Края пленки необходимо закрепить грунтом.

Шламоприемники разрабатываются бульдозерами и экскаваторами.

Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями ВСН 010-88, ВСН 31-81[8], СНиП 12-03-2001.[5]

2.3 Система ориентирования

В процессе производства работ на данном объекте будет использоваться система ориентации «Tensor», которой укомплектован буровой комплекс.

Фактическая траектория направляющей скважины контролируется во время бурения путем периодического измерения угла наклона и азимута, которыми определяется положение забойного инструмента. Соответствующие

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

измерения производятся прибором, обычно именуемым зондом, встроенным в управляемую буровую трубу.

Данные измерений выполненных с помощью измерительного зонда, передаются на поверхность по кабелю, проходящему внутри колонны бурильных труб. Эти показания в совокупности с данными замеров интервалов, пробуренных после каждого предыдущего измерения, используются для расчета горизонтальных и вертикальных координат точек вдоль оси направляющей скважины относительно начальной (устьевой) точки поверхности. Результаты измерения азимута, определяемого относительно силовых линий магнитного поля Земли, чувствительны к помехам, производимым действием забойного инструмента, бурильной колонны и магнитных полей соседних сооружений. По этой причине зонд устанавливается в немагнитной управляемой буровой трубе и размещается таким образом, чтобы была обеспечена его достаточная изоляция от забойного инструмента и бурильной колонны.[1]

Для обеспечения проектного продольного профиля скважины с выходом буровой головки в заданную точку в составе бурового комплекса имеется система ориентирования буровой головки. Система ориентирования состоит из следующих элементов:

зонд с датчиком, расположенный внутри немагнитной буровой трубы, сразу же за гидромониторной головкой (при бурении 3-хшарошечным долотом зонд расположен за гидравлическим забойным двигателем) кабель связи (рис 2) расположенный внутри буровых труб и наращиваемый по мере прохождения пилотной скважины;

блок интерфейса (рис 3)

компьютер, установленный в станции управления

На экран компьютера выводятся следующие параметры:

Горизонтальная длина.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Горизонтальное отклонение буровой головки от проектного створа.

Глубина расположения буровой головки от уровня установки компьютера. Вертикальное отклонение буровой головки от теоретического профиля.

На дистанционный пульт бурильщика (рис 4) с кабеля поступают данные с навигационного зонда через блок интерфейса, на его 360-градусном световом табло предусмотрена индикация ориентации зонда и бурового снаряда. Выведение на табло угла наклона и азимута в реальном масштабе времени позволяют бурильщику своевременно корректировать фактическую траекторию скважины при ее отклонении от расчетной.

Допустимые отклонения места выхода скважины на дневную поверхность от проектного створа не должна превышать площади равной 3х3м.

При отклонении места выхода скважины свыше допустимых величин составляется акт её приемки, подписанный комиссией, с указанием её фактического положения.[1]

2.4 Бурение пилотной скважины

Пилотная скважина прокладывается по упругому изгибу и состоит из двух прямолинейных и одного криволинейного участка. Криволинейность участка обеспечивается за счет угла поворота в вертикальной плоскости.

Для прохождения буровой колонны по заданной траектории буровая установка должна быть снабжена системой ориентации, которая позволяет контролировать направление бурения и управлять положением бурового наконечника в плане и профиле.[2]

Исходя из зарубежного опыта строительства подводных переходов бестраншейным способом, бурение пилотной скважины обязательно

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производить с применением системы «Tru-Tracker Coil Layout» фирмы «Тензор». Применение магнитного контура обеспечит выполнение следующих требований проекта:

отклонение бурового инструмента в вертикальной плоскости от заданной траектории скважины должно быть нулевым;

отклонение бурового инструмента в плане должно быть не более 3,7 м.

Скорости, режимы бурения и рецептура бурового раствора разрабатываются на стадии ППР в соответствии с технологией подрядной организации.

Тип забойного инструмента определяется в ППР и может быть заменен в процессе производства работ, в зависимости от фактических условий.

Первый этап бурения горизонтально-направленной скважины заканчивается выходом буровой колонны на противоположном берегу водной преграды.

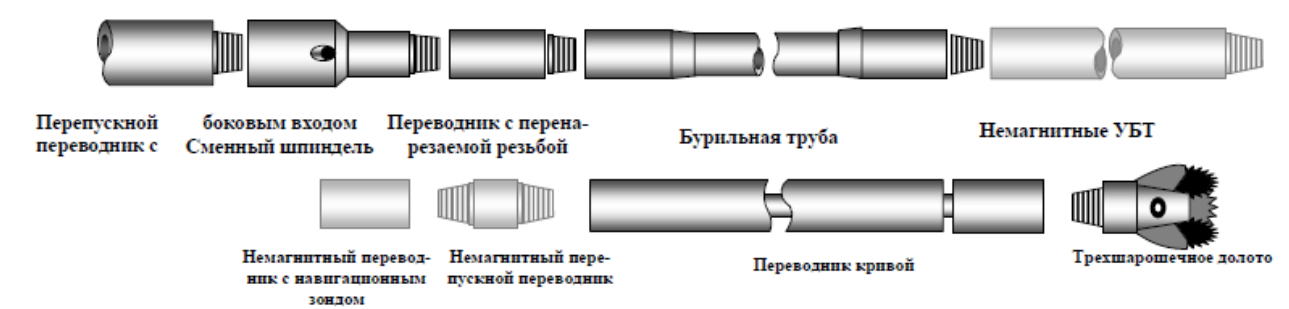


Рисунок 2 – Конструкция бурильной колонны для бурения пилотной скважины [7]

Таблица 1 - Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) для бурения пилотной скважины

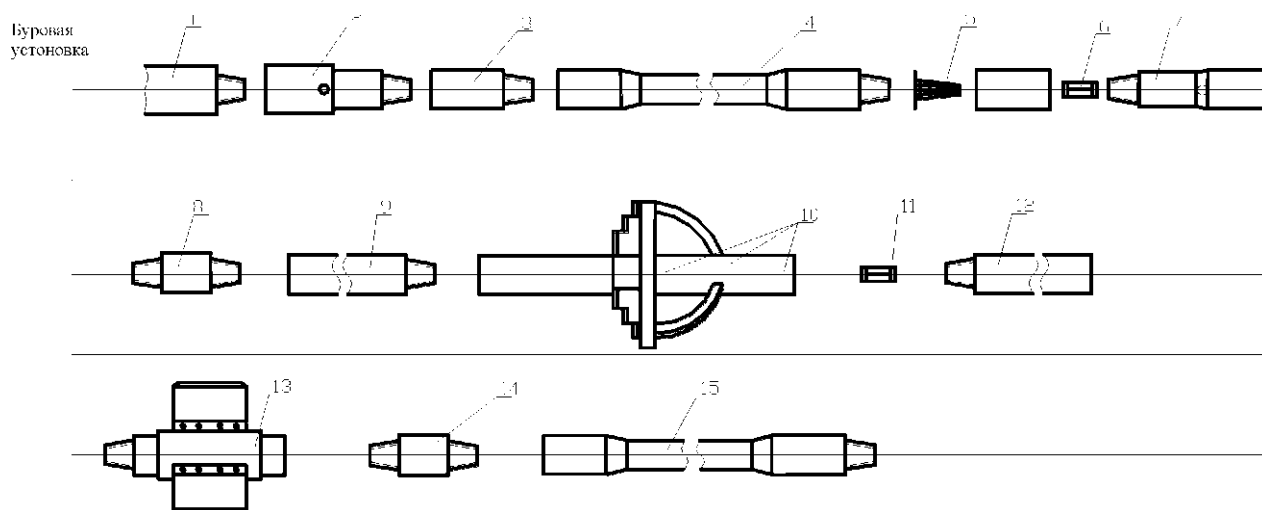
№	Элемент компоновки				Техническая характеристика		Суммарная длина КНБК, м
					наружный диаметр, мм	длина, м	
					Прокладка трубопровода методом ННБ		Лист
							27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

1	Трехшарошечное долото	215,9	0,33	18,24
2	ДРУ2-172РС	172	7,566	
	Немагнитный перепускной переводник	172	0,3	
3	Немагнитный переводник с навигационным зондом	169.5	0,59	
4	Немагнитные УБТ	172	9,45	

2.5 Расширение пилотной скважины

По окончании бурения пилотной скважины необходимо выполнить ее расширение на величину, достаточную для протаскивания трубопровода. Диаметр расширителя должен не менее чем на 25% превышать диаметр протаскиваемого трубопровода.

Процесс расширения должен проводиться непрерывно с кратковременными остановками для снятия буровой трубы на буровой установке. При этом снимаемые в процессе работы буровые трубы, необходимо перевозить на противоположную монтажную площадку и навинчивать на хвостовую часть расширителя. Демонтаж буровой трубы на буровой производится штатным краном-манипулятором буровой установки, а навинчивание с помощью трубоукладчика или автомобиля оборудованного краном-манипулятором.



- | | |
|---|--|
| 1. Буровой шпindelь | 9. УБТ (Poni collar) Д=210 мм, L=3,01 м |
| 2. Спецпереводник | 10. Расширитель |
| 3. Рабочий переводник | 11. Обратный клапан |
| 4. Бурильные трубы | 12. УБТ (Poni collar) Д=210 мм, L=3,01 м |
| 5. Сетчатый фильтр | 13. Невращающейся стабилизатор |
| 6. Переводник обратного клапана | 14. Переводник двухнипельный Д=176 мм, L=0,315 м |
| 7. Переводник смачивающий Д=180/190 мм, L=1,062 м | 15. Бурильные трубы |
| 8. Переводник двухнипельный Д=176 мм, L=0,315 м | |

Рисунок 3 - Конструкция буровой колонны для расширения скважины способом «на себя» (обратное расширение)[7]

Расширение пилотной скважины производится в направлении, к буровой установке, путем протаскивания расширителей диаметром до 800 мм, и калибратора диаметром 600 мм (выбор диаметра калибратора определяется в процессе выполнения работ ННБ) перед протаскиванием дюкера. При расширении скважины следует учитывать неблагоприятные грунтовые условия и протяженность перехода. Если в процессе прохода расширителя, на отдельных участках, будут значительно увеличиваться тяговые усилия и вращающий момент следует протаскивать его два раза.

Таблица 2 - Компоновка для расширения скважины

№	Элемент компоновки	Техническая характеристика		Суммарная длина компоновки, м
		наружный диаметр, мм	длина, м	

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

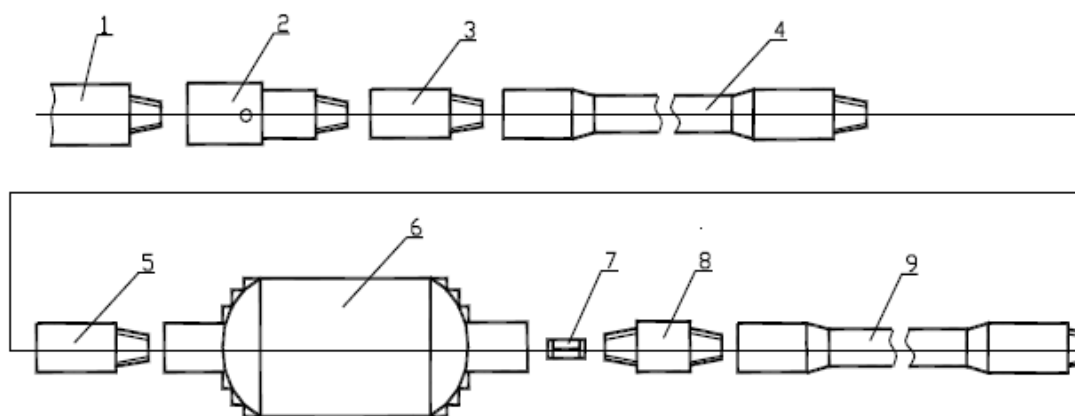
1	2	3	4	5
1	Переводник смачивающий	215	0,1062	20,88
2	Переводник перепускной	210	0,18	
3	УБТ (Pony collar)	210	3,01	
4	Расширитель, 1 этап	400	2,31	
5	УБТ (Pony collar)	210	3,01	
6	Переводник перепускной	210	0,18	
7	СБТ	168	9,7	
8	Невращающийся стабилизатор	410	2,2	
9	Переводник перепускной	210	0,18	

Окончательное решение по выбору схемы расширения, применяемых расширителей по диаметру, их количеству и последовательности протаскивания может корректироваться в процессе выполнения работ по ННБ. Скважина считается подготовленной к протягиванию трубопровода после достижения проектного значения ее диаметра и длины. При расширении используется расширитель бочкового типа с породоразрушающими наконечниками из твердосплавных материалов, которые равномерно распределены по цилиндрическим и лобовым поверхностям расширителя. Для укрепления свода скважины и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера необходимо выполнить предварительный проход бочкообразного расширителя (калибратора).[1]

2.6 Калибровка скважины

С целью дополнительной очистки скважины от разбуриваемой породы, а также для формирования на стенках скважины фильтрационной корки, имеющей низкий коэффициент трения, и проверки проходного сечения перед протаскиванием дюкера, необходимо выполнить предварительный проход скважины цилиндрическим калибратором диаметром 1200 мм.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30



- | | |
|-----------------------------------|--------------------|
| 1. Буровой шпиндель | 6. Калибратор |
| 2. Спецпереводник | 7. Обратный клапан |
| 3. Рабочий переводник | 8. Переводник |
| 4. Бурильные трубы | 9. Бурильные трубы |
| 5. Переводник Д=176 мм, L=0,315 м | |

Рисунок 4 - Конструкция бурильной колонны для калибровки скважины [7]

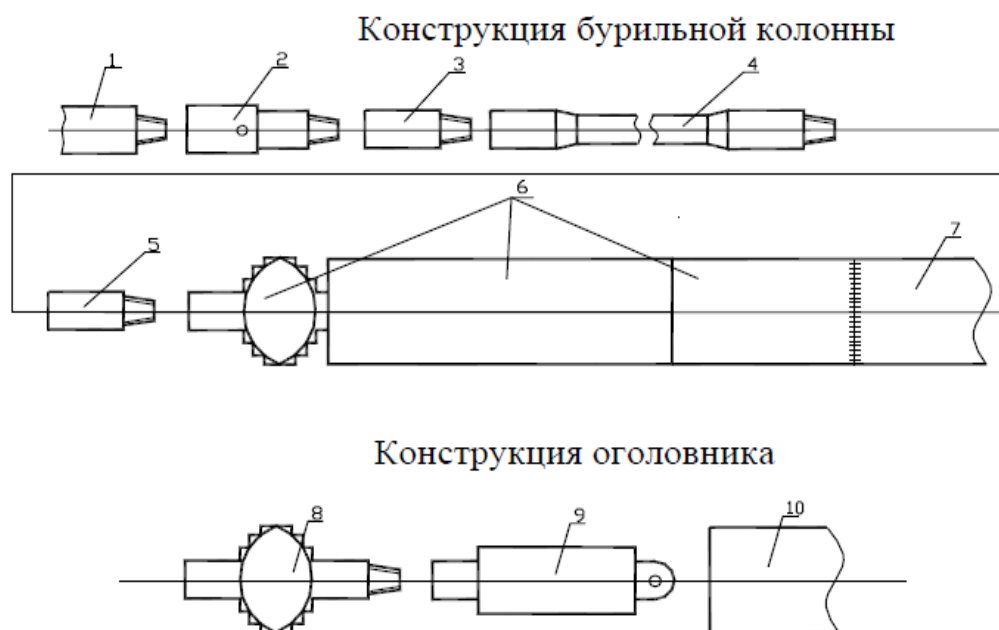
Таблица 3 - Компоновка для калибровки скважины

№	Элемент компоновки	Техническая характеристика		Суммарная длина компоновки, м
		наружный диаметр, мм	длина, м	
1	2	3	4	5
1	Калибратор	1200	2,80	2,98
2	Переводник перепускной	210	0,18	

2.7. Протаскивание трубопровода

К моменту протаскивания трубопровода должны быть выполнены следующие работы:

- проведено гидравлическое испытание трубопровода на монтажной площадке (I этап);
- нанесены термоусаживающиеся манжеты на кольцевые сварные стыки;
- рабочий трубопровод уложен на роликовые опоры;
- площадка № 2 (в точке входа трубы в скважину) спланирована.



- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1. Буровой шпиндель | 6. Шарнирный оголовник в сборке с вертлюгом |
| 2. Спецпереводник | 7. Трубопровод |
| 3. Рабочий переводник | 8. Режущая кромка |
| 4. Бурильные трубы | 9. Вертлюг |
| 5. Переводник Д=176 мм, L=0,315 м | 10. Шарнирный оголовник |

Рисунок 5 - Конструкция буровой колонны для протаскивания трубопровода [7]

Непосредственно к дюкеру необходимо приварить оголовки из комплекта оборудования ННБ, содержащий шарнирное соединение (вертлюг). Для протаскивания трубопровода следует использовать роликовые опоры и трубоукладчики.

Трубопровод уложить на роликовые опоры соосно пробуренной скважине. Расстояние между опорами определено, исходя из максимальной грузоподъемности опор. Схема расстановки опор при протаскивании трубопровода в грунтовую скважину выполнена согласно проекта.

Укладку трубопровода на направляющие опоры выполнять трубоукладчиками, используя мягкие полотенца, с соблюдением всех правил, обеспечивающих сохранность труб и изоляции. Роликовые опоры и стрелы трубоукладчиков должны быть отрегулированы по высоте так, чтобы радиус кривизны спускового пути не превысил допустимый радиус упругого изгиба трубопровода и обеспечивал требуемый угол входа трубопровода в устье скважины при протаскивании.[32]

Высота роликовых опор на 1 -ом (начальном) участке трубопровода, на входе в скважину, выбрана таким образом, что вход трубопровода в грунт происходит с наименьшим сопротивлением и под заданным углом. При протаскивании необходимо выдерживать допустимый радиус кривизны трубопровода. Заданный вертикальный угол входа трубопровода в скважину достигается за счет высоты подъема трубопровода трубоукладчиками. В процессе протаскивания для сопровождения трубопровода в скважину необходимо использовать трубоукладчики с троллейными подвесками для поддержания начального участка трубопровода, придания трубопроводу заданной кривизны и для обеспечения движения в процессе протаскивания, 1 трубоукладчик используется для поддержания «хвоста» трубопровода.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Роликовые опоры и трубоукладчики должны быть расположены строго в створе буровой скважины.

К переднему концу рабочей плети приваривается оголовок дюкера, воспринимающий тяговое усилие. Головная часть трубопровода перед протаскиванием должна быть установлена в створе перехода таким образом, чтобы был обеспечен угол ее входа в скважину, равный углу выхода пилотной скважины. Для обеспечения этого условия в створе перехода плеть трубопровода поддерживают под заданным углом на троллейных подвесках с обрезиненными роликами с помощью трубоукладчиков.

Протаскивание трубопровода осуществляется втягиванием колонны буровых труб «на себя», до выхода оголовка трубопровода на поверхность в точке забуривания у буровой установки.

При протаскивании необходимо соблюдать правила обеспечивающие сохранность трубы и изоляции. Проводить постоянный обход дюкера, с целью контроля перемещения трубы по роликовым опорам.

При протаскивании трубопровода, для снижения тяговых усилий, за счет уменьшения силы трения между трубопроводом и стенками скважины рекомендуется применение смазывающей добавки.

Непосредственно перед протаскиванием, в точке выхода скважины отрывается приямок для входа трубопровода размером 4х20х0-2 м, необходимый для обеспечения трубопроводу задаваемого радиуса изгиба и снижению высоты максимального его подъема трубоукладчиками.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.8 Контроль качества при ННБ

Присоединение каждой буровой штанги к буровой колонне во избежание возникновения аварийных ситуаций, должно сопровождаться тщательным осмотром всей поверхности буровой трубы и особенно резьбовых соединений. В результате осмотра буровой трубы, имеющие трещины и сколы на теле трубы и резьбовых соединениях, бракуются и не применяются при производстве работ по своему прямому назначению. Отбраковке также подлежат искривленные трубы и трубы с неотчетливым переходом основного тела трубы в замковую часть.

Перед началом проходки пилотной скважины проверяют направление вращения по-родоразрушающего инструмента. Во время проходки оператор обязан контролировать угол наклона скважины, азимут и угол положения отклонителя по соответствующему прибору. При необходимости следует производить корректировку. Показания системы навигации производят через каждые 5 метров проходки. На их основе с помощью буровых таблиц строится фактическая траектория проходки.[8]

Усилие проходки и протаскивания рабочего трубопровода контролируется по величине давления на манометре гидросистемы подачи масла в гидроцилиндры проходческой установки. Гидравлические параметры промывочной жидкости (давление, расход) контролируются по показаниям манометров, установленных на напорных линиях.

Все технические параметры проходки заносятся в журнал буровых работ.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

2.9. Методика бурового раствора

Буровой раствор должен быть приготовлен из сухого бентонита (при необходимости полимерных добавок) и воды в стандартной смесительной установке. Компонентный состав раствора и его вязкость уточняются на стадии ППР и корректируются на месте при анализе выбуренной породы скважины.

Воду для приготовления бентонитового раствора забирать из р. Нижняя Тунгуска.

Расчет количества сухого бентонита и раствора, его компонентный состав и вязкость по технологическим операциям выполняются на стадии ППР подрядной организацией, выполняющей работы по укладке ННБ, с учетом геологического строения и свойства грунтов и химического состава воды в р. Нижняя Тунгуска, определенных и указанных в отчете об инженерно-геологических изысканиях.

Потребность бентонита уточняется при производстве работ по двухстороннему акту, составляемому Заказчиком и Подрядчиком.

Бентонитовый раствор является нетоксичным, негативного воздействия на окружающую среду не оказывает и имеет гигиенические заключения на буровой раствор, выданный Министерством Здравоохранения Российской Федерации, а также протоколы токсикологической экспертизы. Грунт на всем протяжении сильно проницаемый, неустойчивый, что может привести к дифференциальным прихватам бурового инструмента, особенно в переходных зонах (из наклонной в горизонтальную часть), обрушиванию стенок расширения и калибрования.

При бурении пилотной скважины не исключается частичное поглощение раствора на всем протяжении производства работ, которое затем перейдет в полное поглощение с образованием грифонов вероятнее всего на береговых участках скважины.[3]

Таблица 4 - Характеристика реагентов

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Название реагента	Краткая характеристика и назначение реагента
Бентонит (глина)	Структурообразователь, отвечает за образование структурированного раствора. Выход раствора не менее 35 м3 с тонны
NGS polymer - 50	Контроль водоотдачи
LUBRIOL	Смазочная добавка

Таблица 5 - Расчет ожидаемого количества материалов для приготовления буровых растворов для дюкера 530 мм L=515 м

Характеристика	мм	Объем, м ³
Диаметр пилотной скважины	180	
Диаметр расширителя	400	
Диаметр расширителя	600	
Диаметр расширителя	800	
Диаметр протаскиваемого дюкера	530	
V скв. при бурении пилотной скважины		16.89
V скв.при расширении 400		45.22
V скв.при расширении 600		101.74
V скв.при расширении 800		180.86
V скв.при калибраторе 600		406.94
V скв. при протаскивании		294.02
Расход на 1 м скважины при бурении пилотной скважины	215.9	1
Расход на 1 м скважины при расширении	400	1.3
Расход на 1 м скважины при расширении	600	1.6
Расход на 1 м скважины при расширении	800	2.2

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Расход на 1 м скважины при калибровке	600	2.1
Расход на 1 м скважины при протаскивании		1.3
V раствора при бурении пилотной скважины	312	360.0
V раствора при расширении	400	452.4
V раствора при расширении	600	565.5
V раствора при расширении	800	791.7
V раствора при калибровке	600	773.6
V раствора при протаскивании	530	467.7

На этапе бурения пилотной скважины необходимо создать условия для закрепления песка. Использовать физико-химические методы для предотвращения образования сальников на инструменте.

Таблица 6 - Свойства раствора

Параметр	Величина
Плотность раствора, кг/м	1040 - 1060
Условная вязкость по АНИ, сек.	70 - 85
Пластическая вязкость, сПз	6-10
ДНС, дПа	15-30
СНС 1/10, дПа	60/ 90
Водоотдача по АНИ, см /30мин	5-10
Содержание частиц размером более 75 мкм, %	до 1
рН	8 - 10

Основное внимание уделяется смазывающей способности бурового раствора. Необходимо добиться снижения коэффициента трения до 0,2-0,25.

Таблица 7 - Свойства раствора

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Параметр	Величина
Плотность раствора, кг/м	1040 - 1060
Условная вязкость по АНИ, сек.	60-70
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-90
СНС 1/10, дПа	80/ 100
Водоотдача по АНИ, см /30мин	9
Содержание частиц размером более 75 мкм, %	до 1
рН	8 - 10

При протаскивании дюкера основное внимание уделять смазывающей способности раствора и прочности фильтрационной корки. От прочности корки зависит способность смазки уменьшать коэффициент трения при высоких удельных нагрузках.[2]

Таблица 8 - Количество компонентов бурового раствора

Наименование материала	Концентрация материала, кг/м ³	Кол-во материалов, кг
Бентонит	40	26364
NGS polymer - 50	0.6	395.46
LUBRIOL	6	3954.6
	ВСЕГО:	30714.06

Параметры бурового раствора можно изменять в зависимости от фактического геологического строения разбуриваемых грунтов и технологического состояния оборудования и инструмента на месте производства работ.

					Прокладка трубопровода методом ННБ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Объём бурового раствора для строительства подводного перехода рассчитан при частичной циркуляции бурового раствора из условия его рециркуляции в процессе бурения. Общий объем бурового раствора равен: $V_{pa}=8956 \text{ м}^3$.

Таблица 9 - Расход реагентов на приготовление бурового раствора

Название реагента	Кол-во материалов, кг
Бентонит	237022.5
NGS polymer – 50	4811.43
LUBRIOL	18567.27
ВСЕГО:	529357.67

Контроль качества бурового раствора осуществляется с помощью комплекта полевой лаборатории по стандартам API, входящей в комплект бурового комплекса, квалифицированными специалистами.

Результаты измерений определяют качество работы системы приготовления и регенерации бурового раствора, используются при изменении компонентного состава (добавка полимеров, изменение вязкости) в зависимости от конкретных ситуаций на объекте производства работ. При необходимости может быть проведена корректировка предлагаемого проектом состава бурового раствора.

3.Технология строительства

3.1 Основные решения по организации работ

Проектом предусмотрена укладка основной и резервной нитки подводного перехода методом наклонно-направленного бурения (ННБ). Прилегающие к ННБ участки укладываются традиционным способом с бровки траншеи.

Технологические операции при строительстве подводного перехода выполняются в следующей последовательности:

- устройство строительных площадок;
- устройство амбаров-шламоприемников для строительства методом ННБ;
- монтаж бурового оборудования для бурения скважины;
- сборка, сварка, контроль, подлежащего протаскиванию, изоляция стыков со всеми сопутствующими работами;
- бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки;
- протаскивание;
- переработка и вывоз на утилизацию оставшегося бурового раствора.
- засыпка амбаров-шламоприемников
- монтаж береговых участков с бровки и врезка в существующий;
- врезка нового участка в действующий существующий;
- демонтаж существующего, заменяемого участка;
- проведение работ по рекультивации временной полосы отвода

Проживание рабочих предусматривается в обустроенных вагончиках непосредственно на участке производства работ.[7]

					Прокладка магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Важов И.А.				Технология строительства	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						41	114
Консул.						ТПУ гр.2Б3Б		
И.О.Зав.Каф.	Бурков П.В.							

Связь между строительными подразделениями на участке работ и участка работ с диспетчером управления предусмотрена мобильными системами связи типа «Моторола».

Электроснабжение временной строительной базы предусматривается осуществлять от ЛЭП, бурового комплекса - от ДЭС, входящей в состав буровой установки.

Обеспечение строительной площадки водой для производственных нужд (гидроиспытания и приготовления бурового раствора) производится из р. Нижняя Тунгуска. Питьевая вода на стройплощадку доставляется из существующей сети водоснабжения автотранспортом ежедневно, хранится в герметичных пластиковых емкостях с соблюдением гигиенических норм.

Медицинское обслуживание работающих производится за счет существующих медицинских учреждений. Строительная бригада должна быть обеспечена аптечкой с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами.

Подготовительные работы включают в себя:

- оформление допускных и разрешительных документов в установленном порядке;
- сдача-приемка геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ, (уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций, геодезическая разбивка оси трассы проектируемых трубопроводов);
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- расчистка полосы отвода от леса и кустарника;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов

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

быта рабочих;

- сооружение временных дорог, обустройство проездов через коммуникации;
- обустройство временных площадок складирования строительных материалов, мест для размещения временных зданий и сооружений, мест базирования и ремонта строительной техники;
- устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюкера, шламоприемников;
- организация системы связи;
- уведомление органов Государственного пожарного надзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых и проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале и сроках проведения работ.[1]

Расчистка трассы

Расчистка трассы от леса и кустарника должна производиться в границах строительной полосы, предусмотренной проектом.

К расчистке от мелколесья и кустарника приступают после получения специального разрешения - лесорубочного билета. В процессе работ по расчистке строительной полосы от леса необходимо контролировать соответствие выполняемых работ проекту и основам лесного законодательства России.

Корчевка пней на сухих участках трассы должна производиться по всей ширине полосы отвода, а на болотистых участках - только на полосе будущей траншеи трубопровода, на остальной части полосы отвода деревья необходимо спиливать на уровне земли.

Уборку строительной полосы от спиленного леса и кустарника производится по предварительно подготовленному волоку к месту складирования.

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

При проведении подготовительных работ контролируются параметры правильности закрепления трассы, соответствие работ по расчистке трассы от леса и кустарника требованиям проекта, соответствие ширины планируемой полосы, особенно в зоне рытья траншеи в приурезной части.[21]

Работы по расчистке строительной полосы должны выполняться в соответствии с требованиями:

СНиП III - 42 - 80*, разд. 2,9;

ВСН 004 - 88, разд.2;

ВСН 012 - 88, ч.1, разд.2[10]

СН 452 - 73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов;

ВСН 014 - 89, разд.4 Земляные работы

Земляные работы выполняются механизированным способом в соответствии с ВСН 005-88 и СНиП 3.02.01 -87. Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 3 метра в обе стороны от пересекаемого трубопровода, должны выполняться вручную.

Планировка площадок для буровой техники и монтажа дюкера выполняется с помощью бульдозера. Площадки выкладываются бетонными плитами с последующим демонтажем.

Для проезда техники вдоль трассы и выполнения строительно-монтажных работ по прокладке трубопровода предусмотрено устройство временных дорог, протяженность которых обусловлена фактической необходимостью, которая уточняется непосредственно на месте производства работ и включается в площадь общей земли временно арендуемой у местных администраций для проведения СМР.[30]

Доставка техники и материалов осуществляется по временным дорогам, а также по имеющимся грунтовым дорогам и полосам вдольтрассового проезда.

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

Ширина проезжей части временных подъездных дорог должна быть не менее 5 м. Устройство временных проездов сводится к планировке проезжей части бульдозером, с подсыпкой песком низменных участков и срезкой бугров.

На подводном переходе устанавливаются створные знаки закрепления трассы, которые располагаются не менее 50 м друг от друга, по два на каждом берегу. В качестве створных знаков используются вехи высотой не менее 4 метров одинакового сечения, расположенные строго вертикально.

Створные знаки устанавливаются за пределами границы земляных работ.

При сдаче трассы заказчик обязан передать подрядчику репер с указанием его отметки и привязкой его к чертежу. В случае, когда рабочий репер или несколько реперов попадают в зону сноса в силу производственной необходимости, следует произвести перенос репера в более надежное место вблизи перехода в места наименее подверженные случайным наездам механизмов, а также избегая осадочных и заболоченных грунтов.[31]

Перед началом производства земляных работ на объекте необходимо пригласить представителя организации эксплуатирующих подземные коммуникации для определения на строительной площадке их фактического местоположения.

Осуществляется проверка и разбивка углов поворота и кривых трассы с выносом закрепляющих знаков за пределы участков работы землеройных механизмов.

После вырубки леса и срезки кустарника производится захоронение порубочных остатков.

При планировке трассы должна быть исключена или максимально ограничена засыпка естественных водотоков всех видов, дренирующих территорию, без строительства водопропускных сооружений. Также должно быть ограничено сооружение земляных перемычек на рельефе местности,

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

перегораживающих образующиеся в первые недели после проведения планировки эрозионные формы.

На всех без исключения пересечениях временными и подъездными дорогами, ручьями, каналами и т.п. должны быть устроены водопропускные сооружения.

Временные запруды водотоков, используемые для движения транспортных средств, должны быть ликвидированы после окончания строительства.

3.2 Технологическая карта на выполнение работ по планировке строительной площадки

Технологическая карта разработана на выполнение работ по планировке строительных площадок при строительстве (ремонте) магистральных газопроводов.

В состав работ по планировке, рассматриваемых технологической картой входят следующие виды работ:

- срезка и перемещение грунта на будущей площадке;
- планировка площадки;

До начала работ по планировке строительных площадок необходимо выполнить следующие работы:

восстановить и закрепить площадки в натуре;

расчистить строительную полосу от лесной растительности.

В условиях открытой (незаселенной) средне холмистой местности при наличии рытвин и косогоров планировка строительной полосы сводится к планировке микрорельефа (см. рис.6).

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

Планировка строительных площадок производится бульдозером в два этапа:

- предварительная планировка всей полосы отвода;
- окончательная планировка с геодезическим контролем качества планировочных работ на площадках.

При предварительной (грубой) планировке резка излишков грунта и засыпка впадин производится «на глаз», в результате чего создается относительно ровная поверхность без заданных отметок. Двигаясь вперед, бульдозер срезает бугры и заполняет впадины.

Планировочные работы производятся при рабочем ходе бульдозера в одном или двух направлениях. При рабочем ходе в одном направлении бульдозер после прохода по всей захватке возвращается в исходное положение порожняком. Для лучшего качества работы при обратном холостом ходе нож бульдозера следует волочить по поверхности, благодаря чему грунт дополнительно разравнивается тыльной стороной ножа.

Планировка поверхности ведется отдельными захватками.

Перед окончательной планировкой площадок должна быть произведена разбивка и определена величина срезов и засыпок. Окончательная планировка поверхности производится по нивелирным отметкам.

Первые проходы должны производиться короткими захватками, а затем сквозными проходами бульдозера по всей длине участка. Каждый последующий проход бульдозера перекрывает предыдущий след на 0,3 - 0,5 м.

Работа производится при рабочем ходе бульдозера в одном или двух направлениях, в зависимости от характера поверхности грунта. Окончательная планировка может выполняться как после предварительной планировки, так и без нее, после закрепления нивелирных отметок.

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

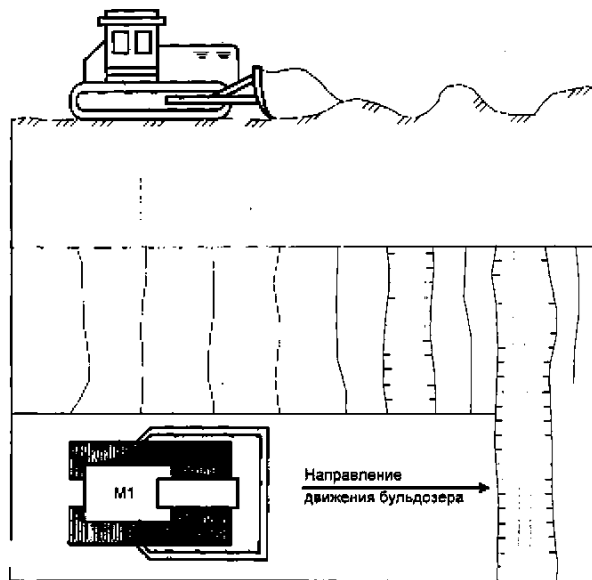


Рисунок 6 - Планировка местности при помощи бульдозера[30]

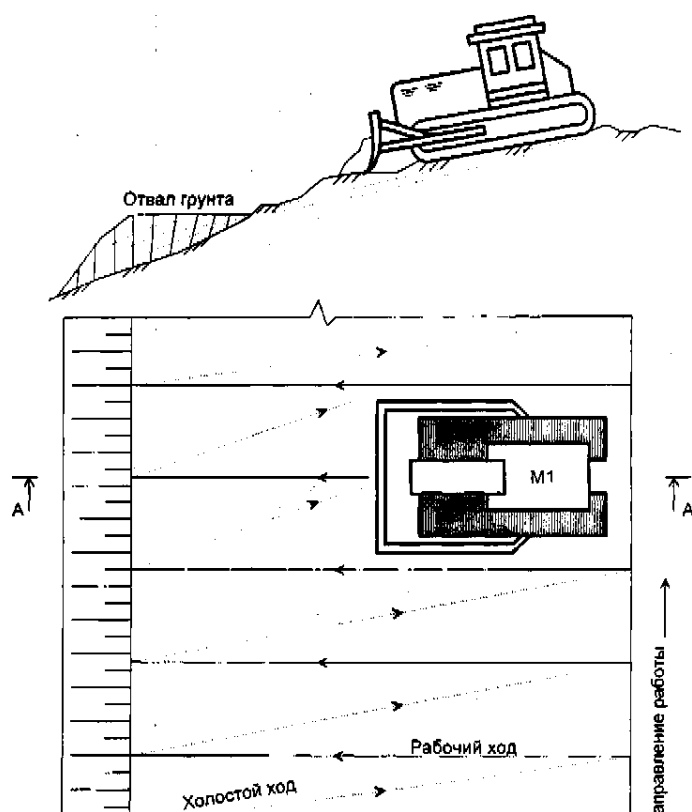


Рисунок 7 – Планировка строительной полосы при поперечном уклоне[30]

При планировке площадок, проходящей в условиях пересеченной местности, производить срезку косогоров, бугров, склонов оврагов и балок (см. рис.7.) при одновременной подсыпке низинных мест.

Подсыпку низин, требующих больших объемов грунта, производить посредством срезки косогоров, бугров или склонов при планировке и за счет привозного грунта.

Планировочные работы начинаются от границ площадок и осуществляются бульдозером при рабочем ходе в двух направлениях. Машинист устанавливает бульдозер вдоль границы, ориентируясь при этом на установленные вешки, включает II скорость и производит планировку грунта.

На конце захватки машинист разворачивает и устанавливает бульдозер так, чтобы его отвал (нож) перекрывал ранее спланированную поверхность на 0,6 - 0,7 м. После этого машинист продолжает выполнять планировочные работы. Осуществляя движение бульдозера «вперед-назад» на планируемой территории, машинист производит ее планировку.

					Технология строительства	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В целях сокращения продолжительности цикла и повышения производительности бульдозера рабочую операцию подъема ножа совмещают с разгрузкой, опускание ножа - с переключением передачи трактора и началом движения бульдозера передним ходом, движение задним ходом - с маневрированием для установки бульдозера в исходное положение.

Площадки отсыпаются грунтом до фактических отметок. В месте монтажа ж/б плит под буровую установку выкладывается экран из нетканого синтетического материала (НСМ) с заведением концов полотна в тело насыпи.

Технико-экономические показатели на срезку и перемещение грунта бульдозером.

Таблица 10 – Расстояние перемещения груза

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	До 10 м			Добавлять на каждые следующие 10 м		
			I	II	III	I	II	III
1	Нормы времени (на 100 куб. м)							
	285 л.с.	час	0,29	0,32	0.35	0,21	0,22	0,24
	320 л.с.	час	0,26	0,29	0,33	0,205	0,215	0,235
	385 л.с.	час	0,25	0,28	0.32	0,2	0,21	0,23
	410 л.с.	час	0,175	0,195	0,22	0,14	0,145	0,16

Продолжение таблицы 10

2	Затраты машиносмен (на 1000 куб.м)							
	285 л.с.	м.см.	0,42	0,47	0,53	0,31	0,32	0,35
	320 л.с.	м.см.	0,38	0,42	0,48	0,3	0,31	0,34
	385 л.с.	м.см.	0,37	0,41	0,47	0,29	0,30	0,33
	410 л.с.	м.см.	0,26	0,29	0,32	0,2	0,21	0,23
3	Количество людей		чел.	1	1	1	1	1
4	Продолжительность смены		час	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83

Таблица 11 - Техничко-экономические показатели на окончательную планировку строительной полосы бульдозером

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	При работе хода в 1 направлении	При работе в 2 направлениях
1	Норма времени (на 1000 кв.м)			
	285 л.с.	час	0,2	0,14
	320 л.с.	час	0,18	0,13
	385 л.с.	час	0,18	0,12
	410 л.с.	час	0,125	0,085
2	Затраты машиносмен (на 1000 кв.м)			
	285 л.с.	м.см.	0,29	0,20
	320 л.с.	м.см.	0,26	0,19
	385 л.с.	м.см.	0,26	0,17
	410 л.с.	м.см.	0,18	0,12
3	Количество людей	чел.	1	1
4	Продолжительность смены	час	6,83	6,83

Таблица 12 - Контроль качества планировочных работ

					Технология строительства	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование процессов, подлежащих контролю	Предмет контроля	Инструмент и способ контроля	Время контроля, режим	Ответственный контролер	Технические критерии оценки качества
Планировка строительной полосы	Состояние поверхности спланированной полосы	Визуальный	Непрерывно	Мастер, прораб	ровная без резких перепадов; Перепад высоты не более 0,1 м на 1 метр полосы
	Срезка и перемещение земляных масс (ширина, глубина срезки и засыпки, крутизна откосов, объем перемещаемых масс)	Нивелир, рейка, рулетка, мерная лента	Сплошной	Мастер, прораб	Параметры срезки и засыпки должны соответствовать проекту

3.3. Инструкция по перевозке и складированию труб

Инструкция распространяется на транспортирование, складирование и погрузо-разгрузочные работы, связанные с трубами и трубными секциями с заводской полиэтиленовой изоляцией.

При разработке учтены особенности производства работ, связанные с климатическими и дорожными условиями, а также:

- технологическая схема транспортировки труб и секций;
- необходимость обеспечения сохранности труб и антикоррозийного покрытия труб;
- обеспечение безопасности работ при производстве работ;
- необходимости правильной загрузки транспортных средств;

- требованиям правил по ТБ автомобильного транспорта.

Выполнение транспортных, погрузо-разгрузочные работ следует выполнять в соответствии с требованиями:

СниП Ш-42-80* «Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы»;

СНИП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве: Ч. 2. Строительное производство».

Строительство предусматривает следующую транспортную схему доставки труб:

- погрузка на автомобильный транспорт;
- перевозка труб на сварочную площадку;
- выгрузка труб на трассе.

До начала работ по выгрузке труб необходимо:

- подготовить подъезды от существующих дорог;
- доставить на площадку и подготовить к работе необходимые механизмы, инструменты, инвентарь и приспособления.

В целях сохранности изоляционного покрытия труб при разгрузке кранами, погрузке на транспортное средство необходимо использовать мягкие полотенца либо прорезиненные стропа.

Грузоподъемные механизмы, предназначенные для работы с изолированными трубами, дополнительно дооборудовать эластичными накладками, которыми облицовывают стрелы, (см. рис.10).

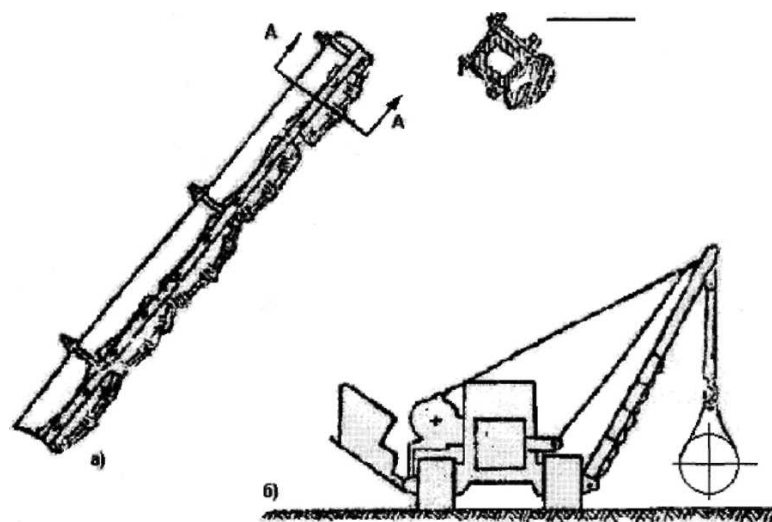


Рисунок 10 - Схема крепления эластичных прокладок на стреле трубоукладчика
 а) участок стрелы с прокладками б) схема трубоукладчика с обрезиненной стрелой

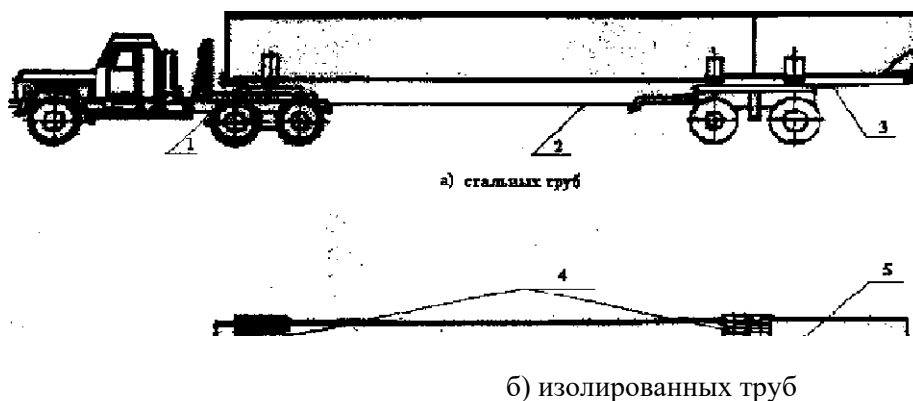


Рисунок 11 - Схема увязки труб на трубовозах а) - увязка стальных труб; б) - увязка изолированных труб 1 - трос стопорный; 2 - трос страховочный, 3 - трос стопорный; 4- коврик-прокладка; 5 - трос обвязочный

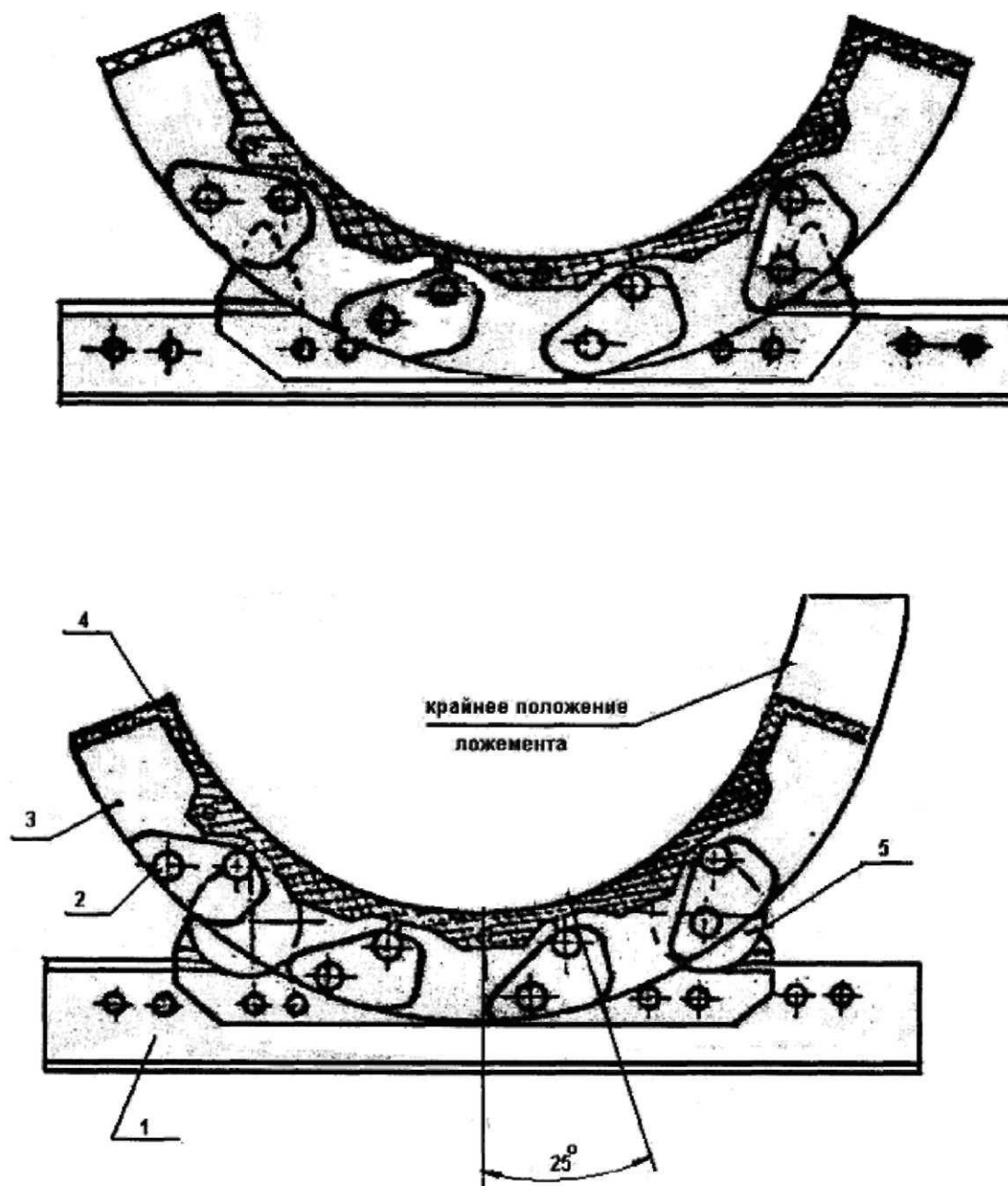


Рисунок 13 – Укладка труб

1 - Основание коника автомобиля; 2 - палец; 3 - звено; 4 - эластичная прокладка;

5 - опорный каток; 6 - стойка.

При перевозке изолированных труб автотранспортом (турбовозами) следует крепить их стопорными тросами с обеих торцов, во избежание продольных перемещений.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Необходимо также тщательно закреплять трубы на концах с помощью увязочных поясов, снабженных прокладочными ковриками

Коники трубовзов (плетевозов) по поверхности операния труб должны быть оборудованы резиновыми прокладками.

Водители транспортных средств, перевозящие трубы и трубные секции, должны пройти специальную подготовку по особенностям вождения и технического обслуживания автомобиля, хорошо изучить местность и дорожные условия маршрута движения

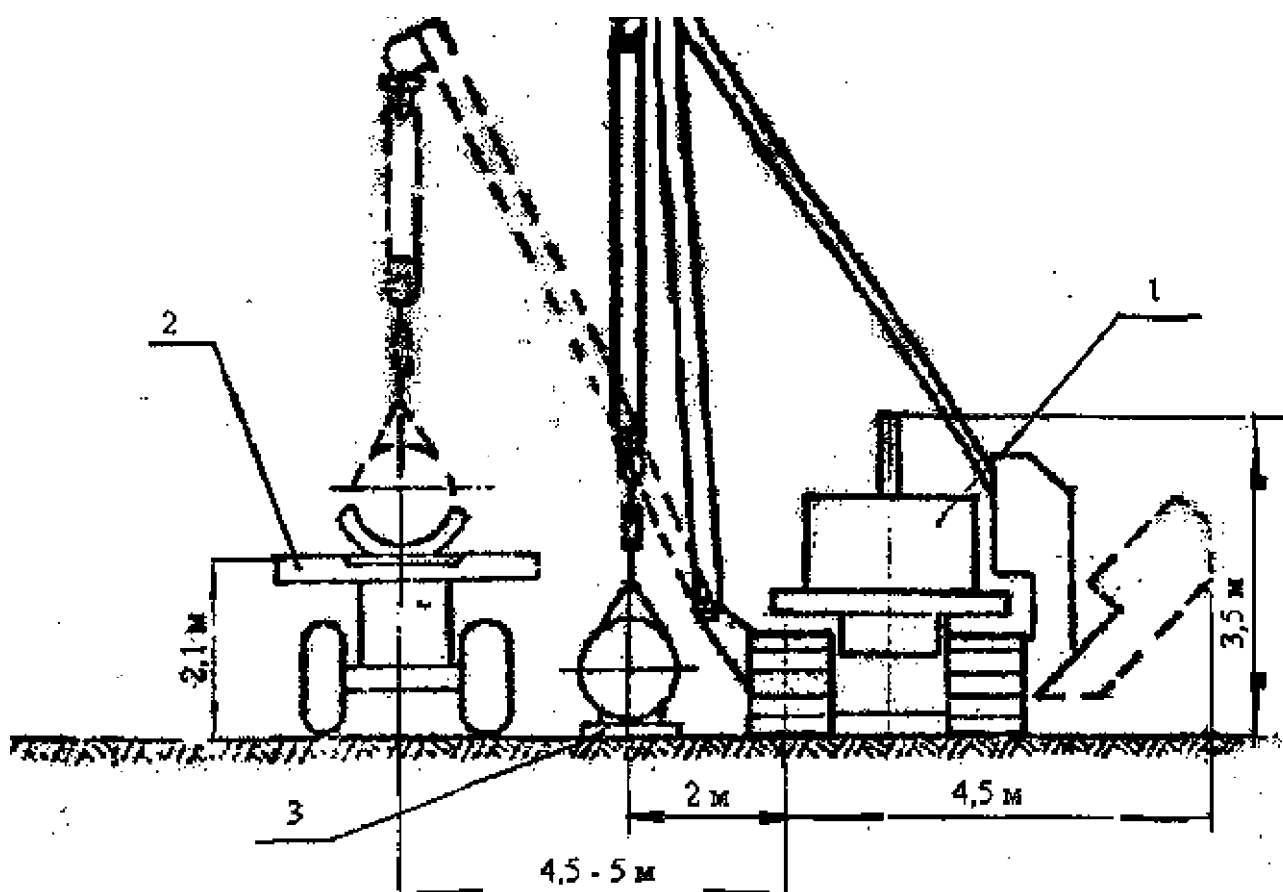


Рисунок 14 - Схема погрузки (разгрузки) трехтрубной изолированной секции методом поочередной погрузки (разгрузки) концов секции на приспособление 1111-31 тягача и прицепа: 1 - кран трубоукладчик; 2- плетевоз; 3 - инвентарная раскладная опора (лежка)

3.4 Технологическая карта организации сварочно-монтажных работ

До начала работ следует проверить наличие сертификатов (паспортов) на трубы и сварочные материалы, которые будут использованы для сооружения объекта, а также соответствие маркировки (клейм) обозначениям, указанным в сертификатах (паспортах).[3]

При отсутствии клейм, маркировки, сертификатов (или других документов, удостоверяющих их качество) трубы к сборке и сварке не допускаются.

При визуальном контроле поверхности труб, включая зоны заводских продольных и спиральных швов, должны быть выявлены недопустимые дефекты, вид и размеры которых определены техническими условиями на поставку труб.

Трубы, детали трубопроводов и арматура с недопустимыми дефектами к сборке не допускаются.

На поверхности труб или деталей не допускаются:

- трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- царапины, риски и задиры глубиной более 0,2 мм;
- местные перегибы, гофры и вмятины;
- расслоения на концах труб

К сборке стыков труб при строительстве подводных переходов не допускаются трубы с отремонтированными заводскими швами и выправленными вмятинами.

Следует проверить перпендикулярность свариваемого торца по угольнику. Отклонение свариваемого торца от угольника для труб, деталей и арматуры должно быть не выше регламентированных значений.

					Технология строительства	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Следует проверить соответствие формы, размеров и качества подготовки свариваемых кромок, требованиям технологической карты.

Точность обработки фасок под сварку и размеры разделки проверяют инструментально.

Перед сборкой труб необходимо очистить внутреннюю полость труб от попавшего грунта, снега и т.п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

Следует проверить качество зачистки наружной и внутренней поверхностей свариваемых торцов.

Обработку (переточку) кромок под сварку следует производить преимущественно механическим способом с помощью резцов, фрез или абразивного круга.

В случае необходимости свариваемые торцы разрешается обрабатывать кислородной, плазменно-дуговой или воздушно-дуговой резкой с последующей зачисткой кромок до чистого металла.

Перед сборкой следует осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб царапины, риски, задиры глубиной до 5% от нормативной толщины стенки, но не более минусового допуска на толщину стенки в соответствии с техническими условиями или ГОСТом на трубы.

Забоины и задиры фасок глубиной до 5 мм труб 1 -й и 2-й групп прочности следует ремонтировать электродами с основным видом покрытия типа Э50А диаметром 2,5-3,2 мм; 3-й группы прочности электродами с основным видом покрытия типа Э60 диам. 3,0-3,2 мм. При этом перед началом сварки осуществляется предварительный подогрев до 100 30 °С.

					Технология строительства	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отремонтированные поверхности кромок труб следует зачистить абразивным инструментом путем их шлифовки, при этом должна быть восстановлена заводская разделка кромок, а толщина стенки трубы не должна быть выведена за пределы минусового допуска .

Допускается правка плавных вмятин на концах труб глубиной не более 3,5% диаметра трубы с помощью безударных разжимных устройств с обязательным местным подогревом изнутри трубы до 100 - 150°С независимо от температуры окружающего воздуха.

Концы труб с забоинами и задирами фасок глубиной более 5 мм или вмятинами глубиной более 3,5% от диаметра труб, а также любые вмятины с надрывами или резкими перегибами, имеющие дефекты поверхности, исправлению не подлежат и должны быть вырезаны.

После вырезки участка с недопустимыми дефектами следует выполнить УЗК участка, прилегающего к торцу шириной не менее 40 мм по всему периметру трубы для выявления расслоений.

Если в процессе УЗК выявлено наличие расслоений, должна быть произведена обрезка трубы на расстоянии не менее 300 мм от торца и произведен ультразвуковой контроль в соответствии с выше приведенными правилами.

Смещение кромок электросварных труб с толщиной стенки 10 мм и более не должно превышать 20% от нормативной толщины стенки, но не более 3 мм. Измерение величины смещения кромок допускается осуществлять шаблоном по наружным поверхностям труб.

Сборку труб диаметром 530 мм и выше следует производить на внутренних центраторах гидравлического или пневматического типов.

Центратор не должен оставлять царапин, задигов, масляных пятен на внутренней поверхности труб.

					Технология строительства	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Освобождать жимки внутреннего центризатора разрешается после выполнения не менее 75% периметра корневого слоя ручной дуговой сваркой электродами с основным покрытием.

При сборке запрещается ударная правка концов труб, как без нагрева, так и с нагревом. При сборке заводские (как продольные, так и спиральные) швы следует смещать относительно друг друга не менее, чем на 100 мм - при диаметре свыше 530 мм.

Рекомендуется располагать заводские продольные швы в верхней половине периметра свариваемых труб.

В случае технической невозможности (захлесты, приварка кривых холодного гнутья и т.д.) соблюдения требований по «разведению» заводских швов, при сборке труб любые изменения расстояния между смежными швами производитель работ должен согласовывать в каждом отдельном случае с представителем Заказчика и отражать в исполнительной документации.

При установке зазора в стыках, выполняемых различными способами сварки, следует руководствоваться таблицей 20.

При сборке под последующую сварку корневого слоя шва электродами с основным видом покрытия количество прихваток, равномерно распределенных по периметру стыка, зависит от диаметра труб и должно соответствовать данным таблицы 20. Сборку на внутреннем центризаторе допускается выполнять без прихваток.

Таблица 20 - Режимы сварки при выполнении прихваток должны соответствовать режимам сварки корневого слоя шва.

Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Величина зазора, мм
Ручная дуговая		

сварка электродами с основным видом покрытия	3,0 / 3,2	2,5 - 3,5
--	-----------	-----------

Перед началом выполнения работ по сварке стыков труб производится сушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков. Необходимость проведения предварительного подогрева и его режим определяются:

видом покрытия электрода;

эквивалентом углерода и толщиной стенки свариваемой стали;

температурой окружающего воздуха.

Сушка или предварительный подогрев должны осуществляться однопламенными или кольцевыми наружными пропановыми горелками. Во всех случаях должна быть обеспечена равномерность нагрева торцов по периметру и прилегающих к ним участков поверхности трубы на ширине 10 -15 мм от торца. (Средства контроля температуры предварительного подогрева: термокарандаши, контактный термометр ТК-5).

Продолжительность подогрева определяется экспериментально для каждого подогревателя в зависимости от температуры окружающего воздуха и стенки трубы.

При наличии изоляции на трубах проведение подогрева не должно нарушать ее целостность. В этом случае следует применять термоизолирующие пояса и/или боковые ограничители пламени.

В случае отсутствия необходимости в проведении предварительного подогрева, производится сушка торцов труб и прилегающих к ним участков до температуры 50 °С при температуре окружающего воздуха ниже +5 °С либо наличия влаги на торцах труб.

При наличии следов влаги или наледи на торцах произвести их осушку путем нагрева до температуры 50 °С.

При выполнении ремонтных работ для устранения дефектов сварных соединений изнутри и снаружи трубы произвести предварительный подогрев до 100 30 °С независимо от температуры окружающего воздуха.

Температуру предварительного подогрева стыков труб различных прочностных классов, разнотолщинных труб или разнотолщинных соединений устанавливают по максимальному значению, требуемому для одного из стыкуемых элементов.

Запрещается приваривать обратный кабель к телу трубы.

Сварка корневого слоя и всех последующих слоев шва выполняются электродами с основным видом покрытия.

Сварку корневого слоя шва стыков труб электродами с основным покрытием следует осуществлять постоянным током обратной полярности методом "на подъем".

При уменьшении зазора в процессе сварки следует выполнить пропил шлифовальным кругом толщиной 2,0-3,0 мм.

Сварку корневого и последующих слоев шва стыков труб диаметром 530 - 1420 мм осуществляют не менее чем 2 сварщика.

Режимы сварки корневого слоя шва и всех последующих слоев должны соответствовать таблице 21 и требованиям соответствующих операционных технологических карт.

					Технология строительства	Лист
						62
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.

Непосредственно после окончания сварки корневого слоя следует произвести его тщательную зачистку снаружи трубы шлифовальным кругом.

Таблица 21- Режимы сварки корневого слоя шва

Сварочные слои	Вид покрытия	Диаметр, мм	Полярность	Сварочный ток, А
Корневой	основной	3,0 / 3,2	Обратная	80 - 120
Подварочный	основной	3,0 / 3,2	Обратная	90 - 120
Заполняющие	основной	4,0	Обратная	140 - 170
Облицовочный	основной	4,0	Обратная	130 - 160

Не допускается перемещать или подвергать любым внешним воздействиям сваренный стык до полного завершения корневого слоя шва.

Корневой слой шва стыков труб диаметром 1020 - 1220 мм, независимо от типа покрытия электрода, которым он выполнен должен быть зачищен изнутри трубы, после чего осуществляется его визуальный контроль.

Следует выполнить подварку изнутри трубы на нижней ее четверти и в местах видимых дефектов - несплавлений, непроваров и смещений кромок более 2 мм (если они допускаются) и других поверхностных дефектов.

Подварка изнутри должна осуществляться электродами с основным покрытием током обратной полярности. Подварочный шов должен иметь ширину 8 - 10 мм, усиление 1 - 3 мм с плавным переходом к основному металлу. Диаметр электрода для выполнения подварочного слоя - 3,0/3,2 мм.

Подварку выполняют до начала сварки заполняющих слоев. Запрещается осуществлять подварку методом «на спуск».

Сварку заполняющих и облицовочного слоев шва электродами с основным покрытием следует осуществлять постоянным током обратной полярности в соответствии с режимами, приведенными в соответствующих операционно-технологических картах. Направление сварки снизу -вверх.

Межслойная температура в процессе выполнения заполняющих слоев шва должна находиться в пределах 50 - 250°C. В случае остывания стыка ниже указанного значения необходимо произвести подогрев до температуры 50+30oC.

В процессе сварки стыка необходимо производить зачистку заполняющих слоев от шлака и брызг металла. Облицовочный слой шва и прилегающая поверхность металла труб должны быть подвергнуты чистовой обработке шлифовальным кругом для очистки поверхности, сглаживания грубой чешуйчатости и улучшения формы шва.

Облицовочный слой шва должен перекрывать основной металл на 1,5 - 2,5 мм с каждой стороны разделки и иметь усиление 1 - 3 мм.

Процесс сварки каждого прохода следует начинать и заканчивать на следующих минимальных расстояниях от продольных швов труб или деталей:

50 мм для диаметров менее 530 мм;

75 мм для диаметров менее 530 - 820 мм;

100 мм для диаметров 1020 мм и более

Места начала сварки каждого слоя относительно начала предыдущего начала должно быть смещено не менее чем на 30 мм.

Места окончания каждого слоя («замки» шва) должны располагаться не ближе 70-100 мм от «замков» предыдущего слоя шва.

					Технология строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

При выборке дефектов снаружи трубы ширина раскрытия кромок должна быть на 2...4 мм меньше ширины облицовочного слоя, а при выборке дефектов изнутри трубы ширина раскрытия кромок должна составлять не более 7 мм.

Подготовку к ремонту осуществляют следующим образом:

по результатам неразрушающего контроля отмечают на стыке место расположения и тип дефекта. Место ремонта и номер ремонтируемого стыка должны быть указаны дефектоскопистом с использованием несмываемой краски;

разметку дефектного участка изнутри трубы производят с помощью мерного кольцевого шаблона с делениями, которые соответствуют показаниям мерного пояса;

разметку дефектного участка под вышлифовку производит бригадир звена ремонтных работ. Длина участка вышлифовки должна превышать фактическую длину наружного или внутреннего дефекта не менее, чем на 30 мм в каждую сторону. Минимальная длина участка вышлифовки - 100 мм. Глубина вышлифованного участка должна быть равна глубине залегания дефекта плюс 1 -2 мм. Во всех случаях выборка дефектных участков должна осуществляться механическим способом с помощью абразивных кругов

Для удаления дефектных участков длиной более 200 мм допускается производить выборку с применением воздушно-дуговой строжки (за исключением сварных соединений из сталей термического упрочнения), с последующей зачисткой поверхности выборки до металлического блеска абразивным инструментом.

Форма выборки в поперечном сечении не должна иметь переломов в очертании. Запрещается выплавлять дефекты сваркой.

					Технология строительства	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Руководитель ремонтных работ должен убедиться, что в процессе вышлифовки дефекты вскрыты и

удалены.

Перед началом сварки ремонтируемого участка следует выполнить обязательный предварительный подогрев до температуры 100 30 ОС независимо от температуры окружающего воздуха и толщины стенки трубы. Для наружных или внутренних дефектных участков длиной менее 100 мм допускается местный подогрев однопламенной горелкой снаружи трубы. В других случаях необходим равномерный предварительный подогрев всего периметра стыка кольцевой газовой горелкой. Перед началом сварки первого ремонтного слоя температура металла должна быть не менее 100 ОС.

К ремонтным работам допускаются сварщики ручной дуговой сварки, успешно прошедшие до-пусковые испытания по выполнению ремонтных работ в соответствии с аттестованной технологией. Работу на стыке от начала до конца выполняет один сварщик. Ремонт дефектного участка разными сварщиками запрещается.

Ручная дуговая сварка в процессе ремонта кольцевых стыков должна осуществляться электродами с основным видом покрытия диаметром 2,5 мм и 3,0/3,2 мм. Сварка производится на режимах, регламентируемых операционной технологической картой.

В процессе сварки следует контролировать межслойную температуру, которая должна быть не менее +50 ОС. В случае остывания зоны сварки следует выполнить подогрев до 100 30 ОС.

Высота каждого слоя при заварке дефектного участка не должна превышать 2,5.3,5 мм. Минимальное количество проходов - 2.

В процессе ремонта следует производить обязательную межслойную и окончательную очистку слоев шва от шлака и брызг. Облицовочный (или

					Технология строительства	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

внутренний подварочный) слой шва должны быть подвергнуты чистовой обработке щеткой, шлифкругом и/или напильником для сглаживания грубой чешуйчатости и улучшения формы шва. Следует также удалить щеткой брызги с прилегающих к шву поверхностей трубы.

При ремонте подрезов или недостаточного перекрытия в облицовочном слое и подрезов в подварочном или внутреннем (при двухсторонней сварке) слоях шва выполняется вышлифовка части сечения соответствующего ремонтируемого слоя заподлицо с трубой. Ширина вышлифовки устанавливается таким образом, чтобы ширина ремонтируемого шва не вышла за пределы допустимой величины (габариты) шва. Ремонт дефектов данного вида рекомендуется выполнять электродами с основным покрытием диам. 2,5-3,2 мм с наложением ниточного «валика». Допускается увеличение ширины шва на участке ремонта не более чем на 2 мм.

Ремонтные работы на стыке от начала до конца должны осуществляться без длительных перерывов.

Все отремонтированные участки стыка должны быть подвергнуты внешнему осмотру и неразрушающему контролю, регламентированному для данного вида работ. Повторный ремонт одного и того же места не разрешается.

При наличии внутренних дефектов, превышающих допустимые нормы, стык следует вырезать и варить катушку.

Все сварные швы должны быть проконтролированы:

операционным контролем, в процессе сборки и сварки;

визуально-измерительным контролем сварного соединения;

проверкой сварных швов радиографическим методом контроля.

					Технология строительства	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перед проведением визуально-измерительного контроля, сварной шов и прилегающий к нему металл труб на расстоянии 20-30 мм. от шва, должен зачищаться от шлака и брызг металла;

При визуально-измерительном контроле стык не должен иметь трещин, подрезов глубиной более 0,5 мм., недопустимых смещений кромок, кратеров и выходящих на поверхность пор;

Сварные стыки труб должны подвергаться радиографическому контролю в объеме 100%;

При проверке радиографическим методом контроля сварной шов должен удовлетворять требованиям п. 4.32 СНиП III-42-80 и табл. 14 ВСН 012-88.

					Технология строительства	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.Расчетная часть

4.1 Расчет на прочность нефтепровода

Исходные данные:

Расчет нефтепровода диаметром $D_H = 1020$ мм

Расчетное рабочее давление $P = 5,4$ МПа

Минимальное значение временного сопротивления металла трубы $R_1^n = 540$ МПа

Минимальное значение предела текучести металла трубы $R_2^n = 380$ МПа

Относительное удлинение при разрыве $\delta_5 = 20\%$

Категория участка трубопровода -1

Коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,75$

Коэффициент надежности по материалу (табл. 9 СНиП 2.05.06-85) $k_1 = 1,4$

Коэффициент надежности по назначению (табл. 11 СНиП 2.05.06-85) $k_n = 1$

Коэффициент надежности по материалу (табл. 10 СНиП 2.05.06-85) $k_2 = 1,15$

Коэффициент надежности по нагрузке (табл. 13* СНиП 2.05.06-85) $n = 1,1$

Расчетный температурный перепад $\Delta_t = 40$ град

Принятый минимальный радиус оси трубопровода $\rho = 1000$ м

Определение толщины стенки нефтепровода Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла: (1-3)

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = \frac{540 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 289,29 \text{ МПа} \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^n \cdot m}{k_2 \cdot k_n} = \frac{380 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1} = 247,83 \text{ МПа} \quad (2)$$

Расчетная толщина стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 102}{2 \cdot (289,29 + 1,1 \cdot 5,4)} = 1.026 \text{ см} \quad (3)$$

Принимаем значение толщины стенки: $\delta = 1,2$ см

					Прокладка магистрального трубопровода методом наклонно-направленного бурения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Важов И.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.					Листов
Консул.							69
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.					114
						ТПУ гр.2Б3Б	

Внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta = 102 - 2 \cdot 1,2 = 99,6 \quad (4)$$

Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и сопротивлений:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}N} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta_t + \mu_0 \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \\ &= -0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} = -24,93 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (5)$$

Где:

$\mu_0 = 0,3$ - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла (табл. 12 СНиП 2.05.06-85)

$E = 206000$ МПа - модуль упругости материала трубы (табл. 12 СНиП 2.05.06-85)

$$\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$$

Проверка наличия продольных сжимающих напряжений и необходимости увеличения толщины стенки:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{пр}N}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{пр}N}}{R_1} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{24,93}{289,29}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{24,93}{289,29} = 0,866 - 0,043 = 0,9541 \end{aligned} \quad (6)$$

$$\delta_2 = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 102}{2 \cdot (289,29 \cdot 0,9541 + 1,1 \cdot 5,4)} = 1,07 \text{ см} \quad (7)$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} = 246,51 \text{ МПа} \quad (8)$$

Интенсивность напряжений:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 + \sigma_{\text{пр}N}^2} - \sigma_{\text{кц}} \cdot \sigma_{\text{пр}N} = \\ &= \sqrt{246,51^2 + (-24,93)^2} - 246,51 \cdot (-24,93) = 259,87 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (9)$$

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения: $\varepsilon = 0,001262$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon - \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0} \cdot \sigma_1 = 0,001262 - \frac{1-2\cdot 0,3}{3\cdot 206000} \cdot 259,87 = 0,001094 \quad (10)$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения:

$$E = \frac{\frac{\sigma_1}{\varepsilon_1}}{1 + \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_1}{\varepsilon_1}} = \frac{\frac{259,87}{0,001094}}{1 + \frac{1-2\cdot 0,3}{3\cdot 206000} \cdot \frac{259,87}{0,001094}} = 206000 \text{ МПа} \quad (11)$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_1}{\varepsilon_1}}{1 + \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_1}{\varepsilon_1}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1-2\cdot 0,3}{3\cdot 206000} \cdot \frac{259,87}{0,001094}}{1 + \frac{1-2\cdot 0,3}{3\cdot 206000} \cdot \frac{259,87}{0,001094}} = 0,3 \quad (12)$$

Тогда уточненное значение продольных осевых напряжений составит:

$$\begin{aligned} \sigma_{прN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta_t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \\ &= -0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} = -24,93 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (13)$$

Дальнейшие итерационные шаги не приводятся по причине большого объема. Процесс останавливается с получением точности в 4-м знаке μ .

Результат вычислений:

$$\begin{aligned} \mu &= 0,3 \\ E &= 206000 \text{ МПа} \\ \sigma_{пр.N} &= -24,93 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Проверка трубопровода на прочность Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\begin{aligned} \psi_2 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{246,51}{289,29} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{246,51}{289,29} = 0,2489 \end{aligned} \quad (14)$$

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$\begin{aligned} |\sigma_{пр.N}| &\leq \psi_2 \cdot R_1 \\ 24,93 &\leq 0,237 \cdot 289,29 \quad (68,56) \end{aligned} \quad (15)$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

$$\Delta_{t-} = - \frac{R_1 - 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{вн}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \frac{289,29 - 0,25 \cdot 1,1 \cdot 5,4 \cdot \frac{99,6}{1,2}}{0,000012 \cdot 206000} = -67,16 \quad (16)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\Delta_t = \frac{\psi_2 \cdot R_1 + 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \frac{0,2489 \cdot 289,29 + 0,25 \cdot 1,1 \cdot 5,4 \cdot \frac{99,6}{1,2}}{0,000012 \cdot 206000} = 78,97 \quad (17)$$

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{KC}^H = \frac{p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} = \frac{5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} = 224,1 \quad (18)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{KC}^H|}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} R_2^n} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{KC}^H|}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} R_2^n} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{224,1}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{224,1}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 380} = 0,4363 \quad (19)$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = 0,5 \cdot \frac{E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R_2^n + \mu \cdot \frac{p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta_t} =$$

$$= 0,5 \cdot \frac{206000 \cdot 102}{0,4363 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 380 + 0,3 \cdot \frac{5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40} =$$

98625 см

Принимаем минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода
 $\rho = 1000$ м

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр}^H(+) = \frac{\mu \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta_t + \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} =$$

$$= \frac{0,3 \cdot 5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 100000} = 73,41 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{пр}^H(-) = \frac{\mu \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta_t - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} =$$

$$= \frac{0,3 \cdot 5,4 \cdot 99,6}{2 \cdot 1,2} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 - \frac{206000 \cdot 102}{2 \cdot 100000} = 136,71 \text{ МПа}$$

Проверка по формуле 29 СНиП 2.05.06-85*

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)| = |73,41| < \Psi_3^+ \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^n = \frac{1 \cdot 0,75 \cdot 380}{0,9 \cdot 1} = 316,67 \quad (23)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)| = |-136,71| < \Psi_3^- \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^n = \frac{0,4363 \cdot 0,75 \cdot 380}{0,9 \cdot 1} = 138,17 \quad (24)$$

Проверка по формуле 30 СНиП 2.05.06-85*

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{\text{H}} \quad (25)$$

$$224,1 \leq 316,67$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

4.2 Расчет усилия протаскивания трубопровода в грунтовую скважину

Расчет тяговых усилий выполнен в соответствии с "Методическим пособием по определению напряженно - деформативного состояния трубопровода при строительстве подводных переходов нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения".

Исходные данные:

Таблица 3.

Расчет усилия протаскивания трубопровода

	Обозначени	Величина
Геометрические параметры скважины		
Угол входа трубы, град.	$\alpha_{\text{ВХ}}$	6.5°
Угол выход трубы, град.	$\alpha_{\text{ВЫХ}}$	-8.0°
Радиус кривизны профиля, м	R	700
Длина скважины по оси, м	$L_{\text{СКВ}}$	477.85
Длина участков		
1. прямолинейный (на входе), м	L_1	172.59
2. криволинейный, м	L_2	177.24
3. прямолинейный, м	L_3	128.01
Балластировка		
Частичное (полное, пуст.) заполнение водой		367
Характеристики		
Наружный диаметр, м	D_m	1.020
Внутренний диаметр, м	d_m	0.992
Толщина стенки, м	δ_m	0.014

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	Обозначени	Величина
Модуль Юнга, Мпа	E_m	206000
Плотность материала труб, кг/м3	ρ_m	7850
Предел прочности стали, Мпа	R_1	540
Предел текучести стали, Мпа	R_2	380
Толщина изоляции, м	δ_u	0.0046
Плотность материала изоляции, кг/м3	$\rho_{и}$	1000
Плотность воды, кг/м3	ρ_v	1000
Коэффициент, учитывающий усиление шва	k	1,01
Дополнительные		
Коэффициент трения трубопровода в скважине	f	1.0
Плотность бурового раствора, кг/м3	$\rho_{бр}$	1200
Динамическое напряжение сдвига бурового	τ_0	100
Ускорение свободного падения, м / сек2	g	9,81

Расчет весовых характеристик трубопровода

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d_m = D_m - 2 \cdot \delta_m = 1,020 - 2 \cdot 0,014 = 0,992 \text{ м} \quad (26)$$

Вес единицы длины трубопровода:

$$q_m = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_m^2 - d_m^2) \cdot \rho_m \cdot g \cdot k = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (1,02^2 - 0,992^2) \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot 1,01 = 3441,4142 \text{ Н/м} \quad (27)$$

Диаметр трубопровода с изоляцией:

$$D_u = D_m + 2 \cdot \delta_u = 1,020 + 2 \cdot 0,0046 = 1,0292 \text{ м} \quad (28)$$

Вес изоляции на единицу длины:

$$q_u = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_u^2 - D_m^2) \cdot \rho_u \cdot g \cdot k = 0,25 \times 3,14 \cdot (1,0292^2 - 1,02^2) \cdot 1000 \cdot 9,81 = 145,2553 \text{ Н/м} \quad (29)$$

Вес трубопровода с изоляцией:

$$q_{mu} = q_m + q_u = 3441.4142 + 145.2553 = 3586.6695 \text{ Н/м} \quad (30)$$

Вес воды в трубопроводе при заполнении водой:

$$q_v = 0,25 \cdot \pi \cdot d_m^2 \cdot \rho_v \cdot g = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 0,992^2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 7581,9907 \text{ Н/м} \quad (31)$$

Вес воды в трубопроводе при частичном заполнении водой в точке x:

$$q_{вч} = q_v \cdot S_q(x), \text{ Н/м} \quad (32)$$

Где $S_q(x)$ – процент заполнения водой трубопровода в точке x

Выталкивающая сила, действующая на трубопровод в буровом

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

растворе:

$$q_n = 0,25 \cdot \pi \cdot d_{ми}^2 \cdot \rho_{бр} \cdot g = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 1,0292^2 \cdot 1200 \cdot 9,81 = 9793,5626 \text{ Н/м} \quad (33)$$

Вес единицы длины трубопровода, заполненного водой и находящегося в буровом растворе:

$$q_0 = q_{ми} + q_в - q_n = 3586,6695 + 7581,9907 - 9793,5626 = 1375,0976 \text{ Н/м} \quad (34)$$

Вес единицы длины трубопровода в точке x, частично заполненного водой и находящегося в буровом растворе:

$$q_u(x) = q_{ми} + q_{вч}(x) - q_n \quad (35)$$

Вес единицы длины пустого трубопровода находящегося в буровом растворе:

$$q_{0n} = q_{ми} - q_n = 3586,6695 - 9793,5626 = -6206,8931 \text{ Н/м} \quad (36)$$

4.3 Расчет тягового усилия протаскивания дюкера при частичном заполнении водой

Усилие определено для конечного момента протягивания дюкера, т.е. когда весь трубопровод находится в скважине, а колонна буровых труб на берегу, усилие сопротивления движению расширителя равно нулю.

Сила сопротивления перемещению трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на единицу длины определена по формуле:

$$F_{сopr} = \pi \cdot D_u \cdot \tau_0 = 3,14 \cdot 1,0292 \cdot 100 = 323,33 \text{ Н/м} \quad (37)$$

Первый расчетный участок профиля представляет собой участок входа трубопровода в скважину.

Длина первого расчетного участка определена по продольному профилю трубопровода,

$$L1 = 172.59 \text{ м}$$

$$\alpha_{вх} = 6.5^\circ$$

$$\sin \alpha_{вх} = 0.113455$$

$$\cos \alpha_{вх} = 0.993543$$

Усилие на прямолинейном участке (интеграл вычисляется численным методом):

$$T1 = \int (f \cdot I_{гч}(x) \cdot I \cdot \cos \beta_{вх} - g_{ч}(x) \cdot \sin \beta_{вх} + \phi) dx = 258570.8 \text{ Н} ; \quad (38)$$

Второй расчетный участок профиля представляет собой криволинейный участок профиля с радиусом искривления $R = 700 \text{ м}$.

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Начальные угловые параметры:

$$\alpha_{BX} = 6.5^\circ$$

$$\sin \alpha_{BX} = 0.113455$$

$$\cos \alpha_{BX} = 0.993543$$

Конечные угловые параметры:

$$\alpha_{ВЫХ} = -8.0^\circ$$

$$\sin \alpha_{ВЫХ} = -0.139054$$

$$\cos \alpha_{ВЫХ} = 0.990285$$

$$L2 = 177.24 \text{ м}$$

Усилие на криволинейном участке находится по итерационной формуле (с шагом 1м).

Величина F в точке x считается по формуле:

$$F(x) = f * \text{sign}(- (T2 * (x-1)): R + g \text{ ч } (x) * \cos \beta(x)) \quad (39)$$

Другие параметры:

$$A(x) = eF(x) * (\beta(x) - \beta(x-1)) ; \quad (40)$$

$$G(x) = (R * g \text{ ч } (x)) : (f2 + 1)) * H \quad (41)$$

Усилие в точке x:

$$T2(0) = T1; \quad (42)$$

$$T2(X) = T2(x-1) * A(x) + ((1 - f^2) * (A(x) * \cos \beta(x)) + \quad (43)$$

$$2 * F(x) * (A(x) * \sin \beta(X) - \sin \beta(x-1))) * G(x) + (R * \phi * (1 - A(x))) : F(X)$$

Усилие на всем криволинейном участке: $T2 = T2(L2) = T2(177.24) = 464498.6$

Третий расчетный участок представляет собой прямолинейный участок:

$$L3 = 128.01 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конечные угловые параметры:

$$\alpha_{\text{вых}} = -8.0^\circ$$

$$\sin \alpha_{\text{вых}} = -0.139054$$

$$\cos \alpha_{\text{вых}} = 0.990285$$

Усилие на прямолинейном участке (интеграл вычисляется численным методом):

$$T_3 = T_2 + \int (f * g_{\text{ч}}(x) * \cos \beta_{\text{вых}} - g_{\text{ч}}(x) * \sin \beta_{\text{вых}} + \phi) dx = 699991.1 \text{ Н} = 700 \text{ кН}; \quad (44)$$

4.4 Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания

Проверка осуществляется для тягового усилия обеспечиваемого буровой установкой,

$$T_{\text{б.у.}} = T_3 * 2 = 700 * 2 = 1400.0 \text{ кН} \quad (45)$$

Расчет площади сечения трубопровода:

$$S = 0.25 * \pi * (D - d_2) = 0.25 * 3.1416 * (1.0202 - 0.9922) = 0.04425 \text{ м}^2; \quad (46)$$

Суммарное напряжение в трубопроводе

$$\sum \sigma = \sigma_p + \sigma_{\text{из}} \quad (47)$$

σ_p — напряжение растяжения от тягового усилия, МПа;

$\sigma_{\text{из}}$ — напряжение от изгиба трубопровода в скважине, МПа;

Напряжение растяжения от тягового усилия:

$$\sigma_p = T_{\text{max}} : S = 1400.0 * 10^{-3} / 0.04425 = 31.64 \text{ МПа} \quad (48)$$

Напряжение от изгиба трубопровода в скважине:

$$\sigma_{\text{из}} = (E * D_{\text{н}}) : 2 * R = 206000 * 1.020 / (2 * 700) = 150.09 \text{ МПа} \quad (49)$$

Расчет суммарного напряжения:

$$\Sigma \sigma = 31.64 + 150.09 = 181.73 \text{ МПа}; \quad (50)$$

Условие пластичности трубопровода под воздействием нагрузок:

$$\Sigma \sigma \leq 0.9 * R_2; \quad (51)$$

$$181.73 < 0.9 * 380 \text{ МПа}$$

Для проверки трубопровода на недопустимые пластические деформации выполняется расчет допустимого усилия растяжения:

$$T_{\text{доп}} = (0.8 * R_2 - \sigma_{\text{из}}) * F = (0.8 * 380 - 150.09) * 0.04425 * 1000 = 6810.14 \text{ кН} \quad (52)$$

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Допустимое усилие протаскивания в несколько раз превышает усилие, которое развивает буровая установка.

$$T_{max} < T_{доп}$$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Б	Важов Илья Андреевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика подводного перехода и область его применения.	Объектом данного исследования является подводный переход выполненный методом ННБ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность: 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при проведении очистке резервуара. 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при проведении очистке резервуара.	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы: – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума; – Превышение уровней вибрации; – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы: – Движущиеся машины и механизмы; – Ожоги при сварке; – Поражения электрическим током; – Пожаро- и взрывоопасность.
2. Экологическая безопасность:	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – анализ воздействия на кормовые ресурсы.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

	– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
--	---

Дата выдачи раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Важов Илья Андреевич		

5. Социальная ответственность

Надежная и эффективная работа магистральных газопроводов зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта.

5.1 Производственная безопасность

Таблица 1.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [3]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

					Прокладка магистрального трубопровода через водные преграды методом наклонно-направленного бурения							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Важов И.А..			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Антропова Н.А.								81	114	
Консул.		Грязнова Е.Н.						ТПУ гр.2Б3Б				
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.										

Подготовительные работы: 1. Земляные работы 2. Устройство площадок монтажа бурового оборудования и дюкера, шламоприемников; 3. Сооружение подъездных путей; 4. Организация связи ремонтной бригады. Основные работы: 1. Бурение, расширение и калибровка скважины для прокладки нефтепровода; 2. Протаскивание нефтепровода 3. Гидроиспытание нефтепровода; Завершающие работы: 1. Переработка и вывоз на утилизацию оставшегося бурового раствора; 2. Рекультивация почвы.	1.Отклонение параметров микроклимата при полевых работах; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми	1. Движущиеся машины и механизмы; 2.Ожоги при сварке; 3. Поражение электрическим током 4. Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.0.003-74 [27] ГОСТ 12.1.003-83 [26] ГОСТ 12.1.004-91 [26] ГОСТ 12.1.005-88 [20] ГОСТ 12.1.019-79 [22] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [21] ГОСТ 12.1.038-82 [24] ГОСТ 12.4.011-89 [3] СниП П-12-77 [29]
--	--	--	--

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия. ГОСТ 12.0.003-74[3]

1. Отклонение параметров микроклимата

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Работы проводились в летнее время года, в период с 20.06.16 по 12.08.16. Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура в Иркутской области составляет в среднем +25 °С. Работать при такой температуре не запрещено.

Так как рассмотренный выше капитальный ремонт газопровода запланирован в летний период, то возможны перегревания организма. Повышенная температура воздуха рабочей среды характерна также для выполнения сварочных работ.

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

2. Повышенный уровень шума

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов (при ведении сварочных работ источниками шума являются пневмоприводы, вентиляторы, плазмотроны, источники питания и др.), установка наклонно-направленного бурения, используемого транспорта. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами и ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ[26]. Приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СНиП П-12-77:

- Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);

- Глушители.

Средства индивидуальной защиты:

- Ушные вкладыши;
- Противошумный шлем;
- Наушники.

3. Повреждения в результате контакта с насекомыми

В Иркутской области, где имеются кровососущие насекомые в большом количестве (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.

При заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы.[25]

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель человека.

1. Движущиеся машины и механизмы

В полевых условиях при прокладке подводного перехода возможность получения механических травм при работе машин и механизмов (экскаваторов, бульдозеров, автокранов, труборезных машин) очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо строго соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ

До начала работ.

1) До начала работ, оформить наряды–допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности.

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5) Проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ.

1. В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 250 м от места производства работ;

2. Перед началом работ в прямке переносным газоанализатором АНТ–2М проверить уровень загазованности воздушной среды согласно разделу При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам (для нефти 0,01 % об. Или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³;

3. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

4. Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

5. Проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.).

2. Ожоги при сварке

Интенсивность излучения сварочной дуги в оптическом диапазоне и его спектральный состав зависят от мощности дуги, применяемых сварочных материалов, защитных и плазмообразующих газов и т.п. При отсутствии защиты возможно поражение органов зрения (электроофтальмия, катаракта и т.п.) и кожных покровов (эритемы, ожоги и т.п.).

Физическая нагрузка на верхние конечности возникают при ручном методе сварки, наплавки и резки металлов и зависит от массы и формы электрододержателей, горелок, резаков, гибкости и массы шлангов, проводов, длительности непрерывной работы. В результате перенапряжения могут возникать заболевания нервно-мышечного аппарата плечевого пояса.[24]

В качестве защиты от повышенное яркости необходимо глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

Для снижения влияния физических нагрузок необходимо соблюдение режима труда и отдыха, а также использование облегченного

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочего инструмента.

Сварку труб производят ручной электродуговой сваркой. Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика:

- поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи;
- ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке;
- взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ;
- травмы механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для защиты от данного опасного фактора необходимо проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.). Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

3. Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Безопасное напряжение соответствует 50 В.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпус;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- 1) поражение электрическим током;
- 2) пребывание в шоковом состоянии;
- 3) ожоги;
- 4) нервное и эмоциональное расстройство;
- 5) смертельный исход.

1 Общие требования и номенклатура защиты разрабатывается согласно ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Общие требования и номенклатура видов защиты.

Защита от электрического тока делится на два типа:

1. Коллективная:

- Применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;

- Изоляция;

- Заземление устанавливается по ГОСТ 12.1.030-81;

- Ограждение

2. Индивидуальная:

- Применение диэлектрической обуви, резиновых диэлектрических перчаток;

- Использование диэлектрических резиновых ковров;

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;

- аттестация оборудования;

- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

4. Пожаро- 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. 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 10 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/м^3 .

При производстве работ по сооружению подводного перехода необходимо руководствоваться следующими нормативно-техническими документами:

- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;

- ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;

а также другими утвержденными в установленном порядке региональными нормами и правилами, нормативными документами, регламентирующими требования пожарной безопасности.

- Подрядчик отвечает за пожарную безопасность при работе и на

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

участках работ в течение всего времени выполнения Контракта.

- Ответственных за пожарную безопасность определяет руководитель объекта. Персональная ответственность за обеспечение пожарной безопасности объекта в соответствии с действующим законодательством возлагается на его руководителей.

- Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение, по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

- Буровая установка, насосные станции, силовой блоки, электростанции, служебно-бытовые и производственно-складские помещения, а также территория расположения указанных помещений и должны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения.

- Площадка буровых работ должна быть укомплектована следующими первичными средствами пожаротушения:

Таблица 8.3 Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество	
	Б уров ой комп лекс	Территория занятая зданиями и сооружениями (каждые 5000 м ²)
Огнетушители ручные воздушно-пенные	3	2
Огнетушители углекислотные (порошковые)	4	1
Ящики с песком (1 м ³)	2	1
Ведро	2	2
Асбестовые полотна, кошма, войлок	1	1
Штыковые лопаты	4	2
Топоры	2	2
Ломы	2	2
Багры	2	2

- Для размещения огнетушителей, ломов, багров, топоров и лопат на территории монтажных площадок должны изготавливаться пожарные щиты, которые располагаются на видных и легко доступных местах. Конструкция ящика для песка должна быть удобной для извлечения песка и исключать попадание в него осадков. Ящик должен укомплектовываться совковой лопатой. Для предупреждения комкования песок перед засыпкой в ящик должен просушиваться и просеиваться. Асбестовую ткань, кошму,

войлок, следует хранить в металлических футлярах с крышками. Огнетушители, ящики для песка, бочки для воды, ведра, ручки для лопат и топоров, футляры для асбестового волокна окрашиваются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76.

- Подрядчик обязан обеспечить наличие в достаточном количестве противопожарного оборудования, а его работники должны быть обучены работе с таким оборудованием.
- Автомашины, тракторы и спецтехника укомплектовывается разными ручными углекислотными или порошковыми огнетушителями из расчета не менее двух на единицу техники.
- На территории производства буровых работ должны отводиться специальные места для курения, оборудованные урнами для окурков.
- Промасленный, либо пропитанный дизельным топливом, бензином или иными горючими жидкостями обтирочный материал должен собираться в специальную металлическую тару (ящики, бачки) с плотно закрывающимися крышками. По окончании рабочей смены тара с использованным обтирочным материалом должна транспортироваться в места утилизации согласно требованиям охраны окружающей среды.

5.2 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении подводного перехода методом наклонно-направленного бурения

Воздействие на атмосферу и мероприятия по ее охране

Уровень загрязнения атмосферы в период проведения работ характеризуется объемом, температурой и скоростью выброса, концентрацией загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Оценка состояния воздушного бассейна проводится методом сравнения реальных (прогнозируемых) концентраций загрязняющих веществ, создаваемых выбросами источников их выделения, с предельно допустимыми концентрациями.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В период проведения работ основными процессами, во время которых выделяются в атмосферу загрязняющие вещества, являются погрузо-разгрузочные операции при складировании сыпучих строительных материалов, работа двигателей строительных машин, механизмов и автотранспорта, сварочные и окрасочные работы, заправка строительной техники и опорожнение газопровода в период проведения демонтажных работ.

Степень воздействия объекта на атмосферный воздух во многом зависит от полноты реализации комплекса мероприятий технологического характера.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период проведения работ предусмотрены следующие мероприятия:

- исключение применения в процессе производства работ веществ и строительных материалов, не имеющих сертификатов качества;
- запрещение разведения костров и сжигания любых видов материалов и отходов;
- контроль соблюдения технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- запрещение использования оборудования, выбросы которого превышают нормативно-допустимые;
- исключение использования материалов и веществ на рабочей площадке, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.п.;
- исключения вероятности использования на стройплощадке машин и механизмов в неисправном состоянии.

В целях уменьшения загрязнения воздушного бассейна продуктами сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания строительной и транспортной техники, проводятся следующие мероприятия :

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- комплектация парка техники строительными машинами с силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- осуществление запуска и прогрева двигателей транспортных средств строительных машин по утвержденному графику с обязательной диагностикой выхлопа загрязняющих веществ;
- запрет на оставление техники, не задействованной в технологии строительства, с работающими двигателями;
- движение транспорта по запланированной схеме, недопущение неконтролируемых поездок;
- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулирования подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание.

Воздействие на гидросферу и мероприятия по ее охране

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество процедур по очистке воды. Работы по прокладке подводного перехода предполагается проводить на левом и правом берегах реки в прибрежной и водоохранной зонах.

Так как прокладка новой нитки МН осуществляется методом наклонно-направленного бурения, то негативное воздействие на поверхностный водный объект заключается в изменении рельефа прибрежной и водоохранной зон.

Забор воды из поверхностного водного объекта предусматривается для бурового раствора и проведения гидроиспытаний. Истощение водного объекта не предполагается ввиду небольшого забора воды для выполнения работ относительного общего объема акватории. Также, согласно Водному кодексу РФ, истощение водного объекта предполагает систематическое сокращение

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

запасов и ухудшения качества вод, чего при выполнении работ не происходит. Сброс стоков в поверхностный водный объект не предусматривается.

Работы проводятся без вскрытия водоносных горизонтов, что исключает загрязнение подземных вод в процессе производства работ.

Для предупреждения и ликвидации последствий негативного воздействия на грунтовые воды и поверхностные водные объекты при производстве работ предусматривается:

- оснащение строительных площадок инвентарными контейнерами для сбора и временного хранения строительных отходов;
- устройство площадки с твердым покрытием и лотками для сбора случайных проливов топлива в местах заправки техники;
- недопущение смыва ГСМ на строительных площадках;
- использование биотуалета на стройплощадке в период проведения ремонтных работ.

Воздействие на кормовые запасы водных биологических ресурсов

В процессе выполнения работ, негативное воздействие будет оказано на кормовые запасы водных биологических ресурсов, ихтиофауну и среду обитания и, как следствие, нанесение ущерба рыбным запасам.

В соответствии с действующим законодательством, при осуществлении работ на водных объектах рыбохозяйственного значения, в пределах водоохранных зон и водосборных (речных) бассейнов, которым был причинен ущерб, должны предусматриваться и осуществляться мероприятия по возмещению утраченной ихтиомассы.

Воздействие на литосферу и мероприятия по ее охране

В период проведения ремонтных работ основными факторами негативного воздействия на земельные ресурсы являются техногенные

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изменения сложившихся природных условий, которые возникают в результате проезда транспорта и строительной техники вне автодорог.

Характер изменения природных условий заключается, главным образом, в изменении условий тепловлагообмена системы грунт – атмосфера в местах устройства защитных сооружений.

Воздействие на территорию может оказывать неорганизованный проезд техники, проведение ремонтных и других видов работ вне предназначенных для этих целей мест, а также неорганизованное размещение различных строительных отходов.

По видам угодий вся площадь отвода состоит из сенокоса и земель, занятых лесом. При выполнении работ негативное воздействие на недра оказано не будет. Сбор, накопление, хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются. За негативное воздействие на земельные ресурсы при образовании, складировании и утилизации отходов при строительстве, определены платежи в денежном выражении и представлены платой за размещение отходов

Охрана земель от негативного воздействия при проведении работ включает реализацию следующих мероприятий:

- исключение нарушений почвенного покрова вне отведенных территорий строительства, захламление зоны строительства мусором и отходами производства и потребления, а также загрязнение горюче-смазочными материалами;
- выполнение технической и биологической рекультивации площадки производства работ.
- основными мероприятиями по сбору отходов и условиям временного хранения являются:
- установка контейнеров на площадке производства работ в период проведения строительно-монтажных работ для сбора отходов;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- своевременный вывоз отходов в места утилизации;
- оборудование мест для временного хранения отходов;
- отдельный сбор и хранение отходов по классам опасности.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

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

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- 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.).

Рассмотрим основные сценарии возникновения ЧС при разрыве нефтепровода.

Существует два вида сценариев развития возможной ЧС: наиболее вероятный и с наибольшими последствиями. Для ЧС с разливом нефти наиболее вероятно протекание ЧС без воспламенения, в этом случае образуется облако опасных для человека концентраций паров нефти. Сценарий с наибольшими последствиями менее вероятен, но влечет за собой большие потери - это пожар или взрыв пролива нефти.

Практика показывает, что ЧС, как правило, характеризуются комбинацией случайных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях возникновения и развития ЧС. Так, например, для образования облака опасных концентраций паров нефти необходимо наличие разлива, определенных метеоусловий. При движении

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

образовавшегося облака в сторону населенного пункта происходит отравление людей, проживающих в нем

При возникновении ЧС сотрудник должен:

- обезопасить собственную жизнь и помочь другим сотрудникам;
- оповестить диспетчера о месте, времени и характере возникновения ЧС, приблизительное количество пострадавших, а также свою фамилию;
- принять меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Диспетчер путем телефонной связи быстрого набора связывается с оперативным дежурным Главного управления МЧС России по области и с оперативно-дежурной сменой, которые выделяют средства и направляют их в зону ЧС. Сбор руководящего персонала, при аварии, предусмотрен в кабинете руководителя объекта в течении 20 минут.

Для беспрепятственного ввода и передвижения на территорию проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС предусмотрены существующие постоянно действующие грунтовые подъезды.

Решение проблем безопасности обеспечивается целым комплексом мероприятий. К таким мероприятиям в первую очередь относятся:

- нормативно-правовое регулирование безопасности;
- непрерывное повышение технического уровня эксплуатации, развитие средств автоматизации и методов слежения;
- развитие системы диагностики технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса;
- совершенствование организации контроля и надзора за безопасностью трубопроводного транспорта.

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Производственный контроль является составной частью системы управления производственной безопасностью и осуществляется путем проведения комплекса мероприятий.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Сидячие рабочие места сотрудников оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [8]. Конструкцией рабочего места обеспечено

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

Для обеспечения безопасности организационными мерами предусмотрено: наличие собственного подразделения для ликвидации аварии; проведение аттестации работников в соответствии с законодательством РФ; оснащение специальными техническими средствами; разработка планов ликвидации аварии и другие.

В соответствии с трудовым кодексом РФ, работникам, занятым на работах с вредными и опасными условиями труда, полагается:

– Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, минимальная продолжительность которого составляет 7 дней. При работе в районах Крайнего Севера и приравненных к ним - 24 календарных дня.

– Оплата в повышенном размере, в зависимости от условий труда, но не менее 4% от тарифной ставки. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа;

– Ежегодное бесплатное лечение и оздоровление.

Согласно статьям 315, 316, 317 Трудового кодекса РФ оплата труда работников в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате, утверждаемых нормативными актами правительства РФ, а также нормативными актами субъектов РФ.

Выполнение всех работ возможно только мужчинами в возрасте от 18 лет, женщины на место проведения огневых работ не допускаются.

На работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов.

Перевозка в медицинские организации или к месту жительства работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по иным медицинским показаниям производится транспортными средствами работодателя либо за его счет.

При причинении сотруднику производственной травмы по вине производства, организация обязана осуществить выплаты в размере, указанном в коллективном договоре.

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю, но работодатель, в соответствии с 103

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

статьей Трудового кодекса РФ, может устанавливать сменный график работы. Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального числа рабочих часов.

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗБ	Важову Илье Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Организационная структура управления
- Линейный календарный график выполнения работ
- Графики динамики и сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗБ	Важов Илья Андреевич		07.03.2017г

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Расчет сметной стоимости по прокладке подводного перехода методом наклонно-направленного бурения

Буровая бригада является основным производственным звеном при проводке скважины и состоит из нескольких вахт. Бригада состоит из 24 -26 человек, возглавляет бригаду буровой мастер.

Численный и квалификационный состав буровой бригады определяется согласно действующих норм обслуживания одного бурового станка.

На месторождении буровые бригады работают вахтовым методом. В буровой бригаде работы ведутся двумя вахтами:

- первая вахта находится непосредственно на рабочем месте
- вторая вахта находится на отдыхе.
- Численность рабочих дней - 28.
- Работы ведутся в две смены по 12 часов.

Таблица 22 - Численный и квалификационный состав буровой бригады

					<i>Прокладка магистрального трубопровода через водные преграды методом наклонно-направленного бурения</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Важов И.А.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					<i>Листов</i>
<i>Консул.</i>		<i>Романюк В.Б.</i>					100 114
<i>И.О.Зав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>				<i>ТПУ гр.2Б3Б</i>	

Таблица 6 - Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, суток
1	Подготовка площадок: монтажных и под буровой комплекс	10
2	Сварка участка перехода	10
3	Предварительное гидроиспытание	3
4	Изоляция сварных стыков	5
5	Монтаж бурового комплекса	12
6	Бурение пилотной скважины	10
7	Расширение пилотной скважины	21
8	Калибровка скважины	2
9	Протаскивание дюкера	1
10	Демонтаж бурового оборудования	6

Основные методы расчёта сметной стоимости работ отражены на рисунке 3.

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Ресурсно-индексный метод предполагает дополнительное использование индексов цен на ресурсы, используемые при осуществлении строительства.

Базисно-индексный метод основан на применении системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости строительства, определенной в базисном уровне. Для приведения в уровень текущих (прогнозных) цен базисная стоимость объекта по отдельным строкам сметы и

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений умножается на соответствующий индекс по отрасли (подотрасли), виду работ с последующим суммированием итогов сметы.

Базисно-компенсационный метод - это суммирование стоимости, исчисленной в базисном уровне сметных цен, и дополнительных затрат, связанных с ростом цен на используемые в строительстве ресурсы, с уточнением указанных расчетов в процессе строительства в зависимости от реального изменения цен.

В качестве еще одного метода определения сметной стоимости может использоваться информация о стоимости ранее построенных или запроектированных аналогичных объектов.

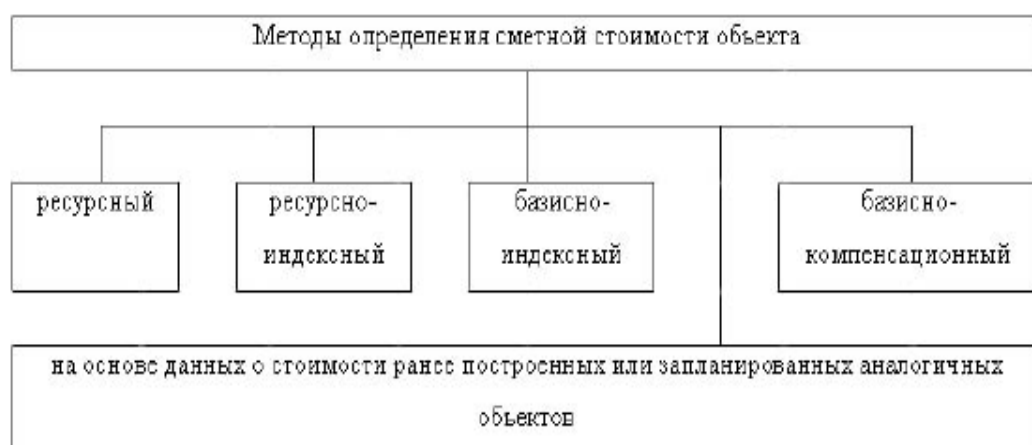


Рис. 3 Методы определения сметной стоимости

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ представлены в **таблице 2.4**.

Таблица 2.4 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями
2	Материалы и комплектующие
3	Оплата труда
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
5	Амортизация основных средств
6	Накладные расходы
7	Командировки и служебные разъезды
8	Прочие расходы, в т.ч.:

8.1	Оплата транспортных услуг
8.2	Оплата услуг связи
8.3	Коммунальные услуги
9	Итого собственных затрат
10	Уровень рентабельности (рекомендуется принимать от 10 до 20%)
11	Договорная цена (сумма строк 1-11)
12	Налог на добавленную стоимость (НДС) 18%
13	Всего стоимость

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы: амортизация основных фондов.

Результаты сметного расчета затрат для каждой статьи приведены в следующих таблицах.

Таблица 10. Затраты на спецоборудование

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Внутренний центратор	шт.	2	21 000	42 000
2	Передвижная сварочная установка	шт.	2	186 000	372 000
3	Передвижная электростанция	шт.	1	500 000	500 000
4	Наполнительный агрегат	шт.	1	132 000	132 000
5	Газоанализатор	шт.	1	5 250	5 250
6	Буровая установка	шт	1	30000000	30000000
7	Машина для резки труб	шт.	1	12 000	12 000
8	Насос	шт.	10	5 200	5 2000
	ИТОГО:				31113450

Таблица 31 Материалы и комплектующие

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерени я	Количество	Цена	Сумма
1.	Бентонит	т	238	23000 ,00	5474000,00
2.	ГСМ	т	60	35000	2100000,00
	ИТОГО:				7574000,00

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Таблица 2.6 - Расчет заработной платы

Таблица 2.6 – Расчет заработной платы

Должность	Колич ество Чел.	Разряд	Тариф Руб./час	З/плата работников руб
Мастер	1	7	160	166500
Бурильщик	2	7	120	119469,15
Первый помошник	2	6	115,75	115734,82
Второй помошник	2	5	100,35	100249,65
Третий помошник	2	5	100,35	100249,65
Машинист буровых установок	2	5	110,5	110389,5
Сварщик	1	6	98,7	73260

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Электрик	2	6	95,3	76173,76
Слесарь	2	6	110,5	110389,5
Иные работники	6	-	100	80000
ИТОГО	24			1052416,03

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ, представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Заработная плата	% (согласно уведомлению Фонда Социального страхования)	Сумма
1052416,03	0,2	2104,83

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		одного объекта	всего		
Внутренний центратор	2	21000	42000	8	3360
Передвижная сварочная установка	2	186000	372000	10	37200
Передвижная электростанция	1	500000	500000	10	50000

Насосы	10	5200	52000	9	4680
Буровая установка	1	30000000	30000000	8	2400000
Газоанализатор	1	5200	52000	10	5200
Машина для резки труб	1	12000	12000	10	1200
Наполнительный агрегат	1	132000	132000	9	11880
Итого:					2513520

В таблице 7 приведены накладные расходы.

Таблица 7 - Накладные расходы

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Всего прямых расходов		10747705	10,00	6516918,1
1	Материалы и комплектующие	7574000	10,00	757400,00
2	Спецоборудование	31113450	10,00	3111345,00
2	Оплата труда	1052416,03	10,00	105241,60
3	Начисления на оплату труда	294115,00	10,00	29411,50
4	Амортизация основных средств	2083434,00	10,00	2513520,00

Таблица 9. Прочие расходы

Виды оплаты	Норматив, тариф руб/время, кв м. в мес.	кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи.	Время полезного использования в разработке, мес.	Сумма оплат, руб.

Транспортные услуги	0	0	0,00	0
Услуги связи	13,27	28	0,29	107,75
	тариф, руб/кв.м в месяц	кол-во используемой площади согласно СНиП (на 1 чел 6 м2)	время использован ия в рамках данной работы, мес.	
Коммунальные услуги		30		3 836,38
Электроэнергия	1,06	31,80	2,05	65,19
Теплоснабжение	21,95	658,50	2,05	1349,93
Канализация	16,06	481,80	2,05	987,69
Водоснабжение	23,31	699,30	2,05	1443,57

Таблица 10. Смета затрат на выполнение проектно-изыскательных работ

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2	Спецоборудование	31113450
3	Материалы и комплектующие	7574000
4	Оплата труда	1052416,03
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	294115,00
6	Амортизация основных средств	2513520,00
7	Накладные расходы	6516918,1
8	Прочие расходы, в т.ч.	3 944,13
9	Командировки и служебные разъезды	42500,00
8.1	Оплата транспортных услуг	0,00

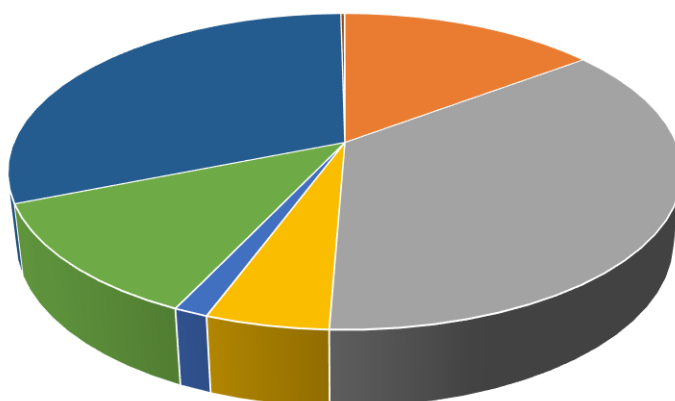
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность	<i>Лист</i>
					и ресурсосбережение	107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8.2	Оплата услуг связи	107,75
8.3	Коммунальные услуги	3 836,38
9	Итого собственных затрат	21108758,26
10	Уровень рентабельности до 10%	2110875,83
11	Договорная цена (сумма строк 1-11)	23219634,09
12	НДС 18%	4179534,14
13	Всего стоимость договора	27399168,23

6.2 Обоснование эффективности проекта

Эффект – это определённый результат, полученный в течение какого – либо периода. Эффект – всегда абсолютная величина (например, национальный доход, объём произведённой продукции, прибыль и т. д.). При оценке эффекта сравниваются фактические или ожидаемые показатели с установленным стандартом, эталоном, заранее принятой целью и др. Эффект в общем виде представляет собой разность между результатами и затратами, ценой товара и его себестоимостью, между плановыми и фактическими значениями показателя и т. д. Эффективность характеризует соотношение полученного эффекта с затратами на его осуществление.

Продажи



- Оплата работ, выполняемых соисполнителями
- Спецоборудование
- Материалы и комплектующие
- Оплата труда
- Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
- Амортизация основных средств
- Накладные расходы
- Командировки и служебные разъезды
- Прочие расходы, в т.ч.:
- Оплата транспортных услуг
- Оплата услуг связи
- Коммунальные услуги

7. Заключение

В данной работе был произведен анализ процесса прокладки магистрального трубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» методом наклонно-направленного бурения с переходом через косогоры.

В первом разделе: «горно – геологические условия бурения проектируемой скважины» дана характеристика района работ, описаны горно – геологические условия бурения, а также возможные осложнения при бурении проектируемой скважины.

Во втором разделе: «технологическая часть», дано описание конструкции скважины, расчет глубины спуска кондуктора и описание профиля ствола скважины.

Третьей части дипломного проекта произведен расчет параметров бурового раствора для проектируемой скважины, а также расчет плотности бурового раствора по интервалам бурения. Кроме того третья часть содержит специальный пункт о особенностях применения горизонтальных скважин.

В четвертом разделе: «социальная ответственность» дан перечень мероприятий по технике безопасности и противопожарной технике, раскрыто понятие взрывобезопасность и мероприятия по ее обеспечению.

В экономическом разделе работы дан численный и квалифицированный состав буровой бригады, а также произведен расчет заработной платы.

					<i>Прокладка магистральных трубопроводов через водные преграды методом наклонно-направленного бурения</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Важов И.А.			<i>Заключение</i>	Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.					Листов
Консул.							110
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.					114
						ТПУ гр. 2535	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы;
2. СНиП Ш-42-80*. Магистральные трубопроводы;
3. СНиП 12-01-2004. Организация строительного производства;
4. СНиП 3.01.04-87. Приёмка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения;
5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования». Часть I;
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Строительное производство». Часть II;
7. СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов;
8. ВСН 010-88/Миннефтегазстрой «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы»;
9. ВСН 011-88/Миннефтегазстрой «Строительство магистральных трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
10. ВСН 012-88/Миннефтегазстрой «Строительство магистральных трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ. Часть I и II»;
11. ВСН 014-89/Миннефтегазстрой «Строительство магистральных трубопроводов. Охрана окружающей среды»;
12. ВСН 39-1.9-003-98 «Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов» с изменениями ОАО «Газпром»;
13. РД 102-011-89/Миннефтегазстрой «Охрана труда»;
14. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах»;

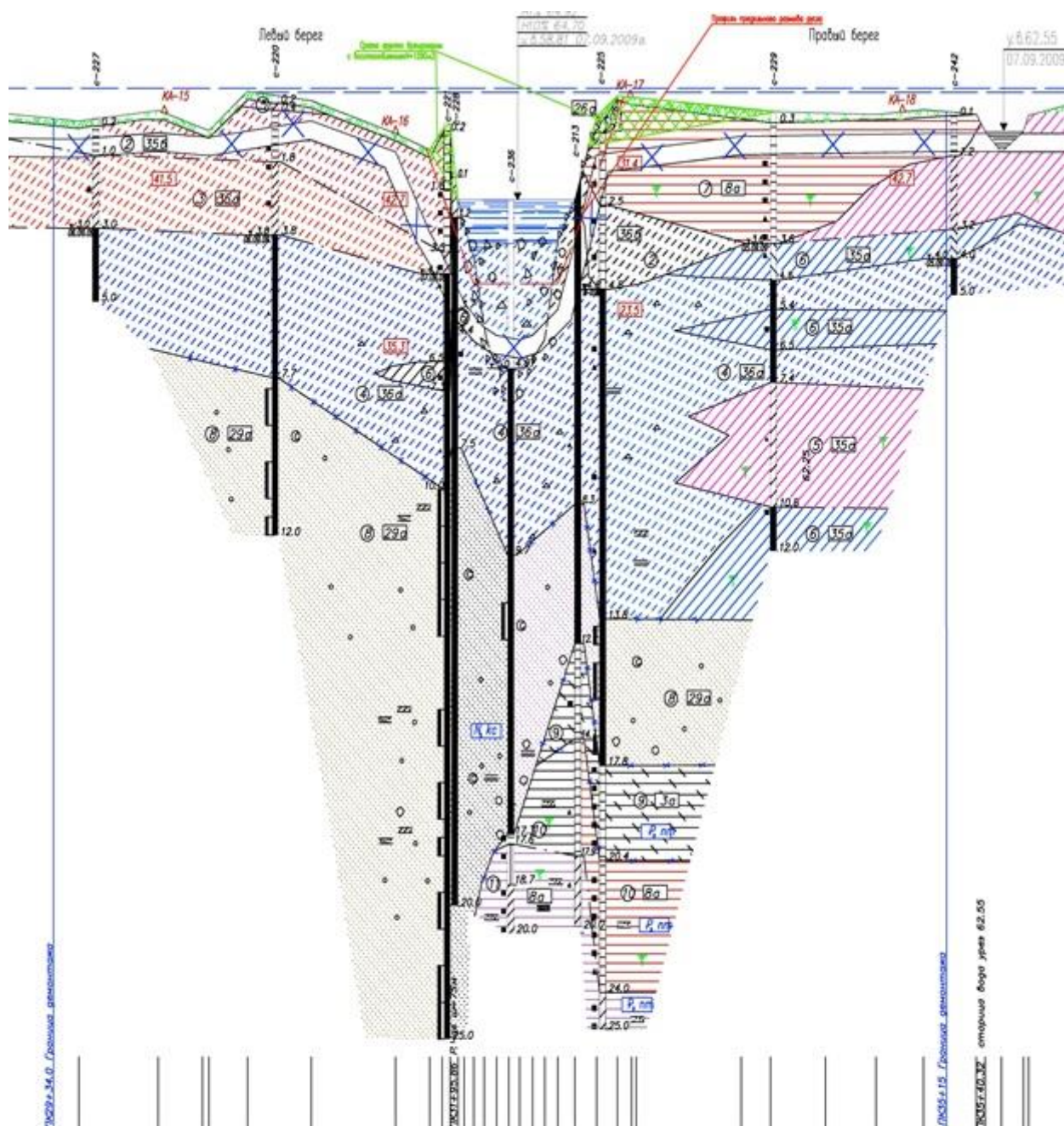
					<i>Прокладка магистральных трубопроводов через водные преграды методом наклонно-направленного бурения</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Важов И.А.			<i>Список литературы</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					111	114
Консул.						<i>ТПУ гр. 2535</i>		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.						

16. Правила охраны магистральных трубопроводов, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России от 24 апреля 1992г., №9;
17. СП 103-34-96. Свод правил по сооружению линейной части газопроводов «Подготовка строительной полосы»;
18. СП 104-34-96. Свод правил по сооружению линейной части газопроводов «Производство земляных работ»;
19. СП 105-34-96. Свод правил по сооружению линейной части газопроводов «Производство сварочных работ и контроль качества сварных соединений»;
20. СП 108-34-97. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. «Сооружение подводных переходов»;
21. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;
22. ГОСТ 17.1.3.3-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения;
23. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования подземных вод;
24. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования;
25. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 69.ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. 70.Р 51-31323949-58-2000 Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности.
26. РД 102-011-89 Охрана труда. Организационно-методические документы. 72.РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше, утвержд. Министерством нефтяной и газовой промышленности.

27. РД 39-90-925-83 Методические указания по биологической рекультивации земель, нарушенных при сборе, подготовке и транспорте нефти. 74.СНиП 12-01-2004 Организация строительства.
28. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. 76.СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.
29. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия.
30. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. 79.СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
31. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
32. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.
33. СТН 51-4-92 ГГК «Газпром» «Строительство подводных переходов трубопроводов бестраншейным способом»
34. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2002
35. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2002
36. В. Т. Борисович, Р. В. Зеленцов, В. В. Чуносков, Д. А. Алексеев, А. М. Гельфгат, Д. В. Кожухов. Бурение скважин большого диаметра. М., «Недра»
37. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2003

39. Гукасов Н. А. Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. — М: Недра, 1982. 302 с.
40. Гульянц Г. М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. — М: Недра, 1983.
41. Грей ДЖ.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов,- М.: Недра, 1985.
42. Демихов В. И. Средства измерения параметров бурения скважин: Справочное пособие. - М.: Недра, 1990.
43. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, В. И. Крылов и др. — М.: Недра, 1981.
44. Ясов В. Г., Мыслюк М. А. Осложнение в бурении: Справ. пособие. — М.: Недра, 1991.

Приложение А: Продольный профиль участка бурения

[illegible]