

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

Институт Природных ресурсов (ИПР)

Направление подготовки Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа (ТХНГ)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды

УДК 622.692.4.053(26)(470.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Минин Дмитрий Михайлович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Требования к результатам освоения программы бакалавриата
21.03.01 Нефтегазовое дело
Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Институт Природных ресурсов (ИПР)
Направление подготовки (специальность) Природообустройство и водопользование
Кафедра Гидрогеологии инженерной геологии и гидрогеоэкологии (ГИГЭ)

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Рудаченко А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Минин Дмитрий Михайлович

Тема работы:

Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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 окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<u>Диаметр МН D = 530мм; рабочее</u> <u>давление p = 6,3МПа.</u>
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Анализ аварийных разрушений действующих нефтепроводов. 2. Существующие методы прокладки нефтепроводов через естественные преграды. 3. Техническая часть. 4. Требования к выбору участков переходов и инженерным изысканиям при сооружении трубопроводов через водные преграды. 5. Оборудование для выполнения работ по ГНБ. 6. Проектирование переходов, сооружаемых методом ГНБ. 7. Технология строительства перехода методом ГНБ. 8. Расчет напряженного состояния трубопровода при протаскивании. 9. Контроль качества изоляции. 10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 11. Социальная ответственность.
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
Социальная ответственность	Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2016г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.кафедры ТХНГ	Рудаченко А.В.	К.Т.Н.		10.02.2016г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Минин Дмитрий Михайлович		10.02.2016г

Реферат

Выпускная квалификационная работа _____ с., _____ рис., _____ табл.,
_____ источников, _____ прил.

Ключевые слова: Горизонтальное направленное бурение, преграды, прокладка трубопровода, протаскивание, изоляция.

Объектом исследования является участок находящийся в Иглинском районе республики Башкортостан

Цель: Разработка проекта строительства методом горизонтально-направленного бурения через р.Сим

В результате проведенного проекта рассмотрено строительство перехода через естественную водную преграду - методом горизонтально-направленного бурения. Данный проект разработан в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, и предусматривает экологическую, санитарно-гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Минин Д.М.			Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Рудаченко А.В.								6	
Реценз.								ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б			
Н. Контр.											
Утв.		Рудаченко А.В.									

das Referat

Die Abschlußqualifikationsarbeit mit., die Abb., die Tabelle, _____ der Quellen,
die Anlage

Die Stichwörter: das Horizontale gerichtete Bohren, des Hindernisses, die Verlegung der
Rohrleitung, das Durchschleppen, die Isolierung.

Ein Objekt der Forschung ist das Grundstück sich befindend in der Bedienung
Sosnogorski ГПЗ und sich befindend im Sosnogorski Bezirk Republik der Komi.

Das Ziel: die Entwicklung des Bauentwurfes von der Methode des horizontalen-
gerichteten Bohrens durch Fluss von Diesem

Infolge des durchgeführten Projektes ist der Bau des Übergangs durch das natürliche
Wasserhindernis - die Methode des horizontalen-gerichteten Bohrens betrachtet. Das
vorliegende Projekt ist entsprechend den Normen und den Regeln, die auf die
Territorien der Russischen Föderation gelten entwickelt, und sieht ökologisch, sanitär-
hygienisch, explosions-, feuer- und взрывопожарную die Sicherheit beim Betrieb vor.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Минин Д.М.				Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Провер.	Рудаченко А.В.									7	
Реценз.								ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б			
Н. Контр.											
Утв.	Рудаченко А.В.										

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ РАЗРУШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	11
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ ПРЕГРАДЫ.....	15
3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	18
4. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫБОРУ УЧАСТКОВ ПЕРЕХОДОВ И ИНЖЕНЕРНЫМ ИЗЫСКАНИЯМ ПРИ СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ	27
5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ГНБ.....	29
6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДОВ, СООРУЖАЕМЫХ МЕТОДОМ ГНБ.....	33
7. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРЕХОДА МЕТОДОМ ГНБ	40
8.РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОТАСКИВАНИИ	56
9. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИИ.....	76
10.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
11. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ЧЕРЕЗ Р.СИМ.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	106
ПРИЛОЖЕНИЯ	111

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Минин Д.М.				Оглавление	Лит.	Лист
Провер.	Рудаченко А.В.						8
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б	
Н. Контр.							
Утв.	Рудаченко А.В.						

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным средством доставки этих продуктов от мест добычи, переработки или получения к местам потребления. Сеть таких магистральных трубопроводов характеризуется значительной протяженностью, большим диаметром, значительным возрастом и высоким давлением перекачки. Трубопроводы такой протяженности пересекают огромное число разнообразных препятствий: малых и больших рек, водохранилищ, озер, глубоких болот, сложенных слабыми грунтами.

Необычайно широк диапазон различного рода воздействий, оказываемых на подводные трубопроводы в зависимости от вида пересекаемых водных препятствий: течение, волны, лед поверхностный, донный, переформирование дна водоемов, наружное давление воды при укладке на больших глубинах, воздействие якорей, волокуш и других предметов, опускаемых судами на дно водоемов.

Практически при проектировании и строительстве переходов должна быть решена задача создания подводных трубопроводов, которые могли бы работать без аварий и ремонтов в течении 40-50 лет. Только в этом случае средства, затрачиваемые на их строительство, можно считать оправданными, а водоемы – защищенными от возможного попадания в них вредных для животного и растительного мира продуктов.

Трубопроводы же линейной части магистральных нефтепроводов практически не имеют резерва, и поэтому их отказ может привести к длительному простоею всего магистрального нефтепровода и системы магистральных нефтепроводов.

АК "Транснефть" с 1998 года проводит ежегодную диагностику и техническое перевооружение, капитальный ремонт своих магистральных нефтепроводов

В соответствии с этой программой в проекте предусматривается ряд мероприятий:

повышение категорий участка нефтпроводов;
замена труб на новые с более высокими прочностными характеристиками.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Минин Д.М.			Введение			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Рудаченко А.В.								9	
Реценз.								ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б			
Н. Контр.											
Утв.		Рудаченко А.В.									

1. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ РАЗРУШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Аварией на объекте магистрального нефтепровода - неожиданный вылив либо истечение нефти (утечки) в следствии полного разрушения либо выборочного дефекты нефтепровода, его частей, резервуаров, оборудования и приспособлений, сопровождающиеся одним либо несколькими событиями

Инцидент на магистральном нефтепроводе - отказ либо дефект оборудования, технических приспособлений, используемых на объектах, отклонение от режима научно-технического процесса, несоблюдение положений Федерального закона о промышленной сохранности небезопасных производственных объектов, иных Федеральных законов и других нормативных правовых актов РФ, также нормативных технических документов, устанавливающих верховодила ведения дел на объектах магистрального нефтепровода

В зависимости от расположении дефекта на трубопроводе аварии бывают:
по основному металлу труб;
в сварных соединениях (продольный и поперечный швы);
на запорной арматуре;
на устройствах трубопровода.

По последствиям различают аварии категорий I и II.

Авария, характеризующаяся нарушением герметичности нефтепровода с потерей перекачиваемого продукта более 10 т или простоем трубопровода более 24 ч, классифицируется как авария категории I.

Авария, характеризующаяся нарушением герметичности нефтепровода с потерей перекачиваемого продукта менее 10 т или простоем нефтепровода от 8 до 24 ч, классифицируется как авария категории II.

Нарушение герметичности нефтепровода с потерей перекачиваемого продукта до 1 т и простоем в работе нефтепровода до 8 ч классифицируется как повреждение.

Виды аварий, повреждений и причины, сопутствующие этим ситуациям, представлены в табл. 1.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ аварийных разрушений действующих нефтепроводов			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Минин Д.М.								10		
Провер.		Рудаченко А.В.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б				
Реценз.												
Н. Контр.												
Утв.		Рудаченко А.В.										

Таблица 1.1

Виды аварий и повреждений

Виды аварий и повреждений	Характер проявления аварии, повреждения	Возможные причины
Свищи (одиночные)	Сквозные локальные повреждения стенок трубопровода, заводских продольных швов на малой площади	Коррозионный износ трубопровода; накопление коррозионных повреждений в металле трубы; повышенное содержание солей в водоеме, выполняющих роль электролитов; действие физических лиц (<u>засверловки</u>) с целью хищения нефтепродукта
Свищи (групповые)	Сквозные поражения стенок трубопровода и продольных швов площадью до 5 мм^2	Дефекты сварочных работ; <u>коррозионные дефекты</u>
Трещины	Трещины в стенке или сварных швах трубопровода, на переходнике и т.д.	Концентрация напряжений, обусловливаемых дефектами сварных швов, отклонениями геометрического сечения труб выше нормы и т.п.; механические повреждения; неудовлетворительные условия <u>опирания</u> на естественные выступы или искусственные конструкции
Разрывы	Разрывы по целому металлу, кольцевому монтажному шву, <u>околошовной</u> зоне заводского продольного (спирального) шва и т.д., сопровождающиеся деформацией разорванных кромок	<u>Неблагоприятный режим эксплуатации (резкое повышение давления); низкое качество сварных швов (поры, неметаллические включения, непровары, подрезы сварных швов); расслоение металла: макро- и микротрещины, возникающие от задигов, вмятин, царапин и т.п.</u>

Изломы	всплытие, разрушение трубы, деформация	Попадание в полость подводного трубопровода воздуха; деформация береговой линии, вызванная изменениями прочностных свойств грунтов в период строительства, землетрясениями, наводнениями, оползнями.
Пробоины	Нарушения герметичности трубы	Воздействие волокуш, якорей; действие сторонних организаций, чьи трубопроводы находятся в одном техническом коридоре; действие физических лиц
Повреждения	Различные по происхождению гофры, вмятины, каверны, царапины, забоины, непровары, поры, неоднородность металла, отклонения выше нормы геометрического сечения труб, размыв ложа трубопровода.	Дефекты стенки магистральных трубопроводов, возникающие на стадии строительства и изготовления; деформация руслового процесса
	Вибрация трубопровода на провисшем участке, возникновение усталостных явлений в материале трубы из-за знакопеременных нагрузок	Воздействие гидродинамической силы
	Местная эрозия	Взаимодействие трубопровода с окружающей средой
	Нарушение устойчивости земляных масс в береговой зоне	Деформация береговой зоны, вызываемая изменениями прочностных свойств грунтов в период строительства

Причины аварий: при анализе аварийности в нефтяной промышленности рассматривают три группы причин: неисправность оборудования, низкий уровень организации работ и группу причин, включающую нарушения установленной технологии, недостаток средств обеспечения безопасности, низкую квалификацию персонала и внешние причины.

Для обеспечения надежной работы важно прогнозирование возможных повреждений и своевременное устранение причин, которые могут вызвать предаварийное и аварийное состояние.

К ним относятся:

- переформирование русла и берегов реки в створах переходов, в результате чего размываемые участки нефтепровода подвергаются силовому воздействию потока, льда, опасности механического разрушения;

- экстремальные природно-климатические изменения;
- коррозионное разрушение металла трубы вследствие химического или электрохимического взаимодействия с внешней (коррозионной или агрессивной) средой;
- возникновение и развитие эрозионных зон вдоль прибрежной трассы перехода (растущие овраги, промоины и т.п.).[31]

						Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ ПРЕГРАДЫ

Магистральные нефтепроводы, которые размещаются на земной поверхности, встречают на своем пути препятствия – реки, озера, водохранилища, болота и т.п., которые называются естественными преградами.

Пересечения магистральными нефтепроводами естественных преград бывают надземными (надводными) и подводными.

Надземные переходы в зависимости от конструктивной схемы пролетов бывают балочными, арочными и висячими.

Выбор конкретной схемы перехода зависит от диаметра нефтепровода, удобства его обслуживания и гидрологических условий водной преграды. Опоры, на которых устраивают нефтепровод, могут быть свайными, кольцевыми, стоечными или плитными, а опорные части – катковыми, скользящими или неподвижными.

По конструкции надземные переходы подразделяются на висячие, гибкие, «провисающая нить» и вантовые. В гибких и висячих системах нефтепровод прикрепляют с помощью подвесок к одному или нескольким несущим тросам, перекинутым через пилоны.

В вантовых системах нефтепровод удерживается в проектном вертикальном положении с помощью несущих тросов, в горизонтальном – с помощью жестких ферм или оттяжек, обеспечивающих геометрическую форму нефтепровода при возникновении колебательных движений.

Однако опыт показал, что на горных реках с меандрирующим руслом, где в основном применялись висячие системы, их долговечность, а следовательно, и безопасность были относительно, прежде всего, из-за меандрирования, которое приводит к размыву грунтов вокруг опор. Поэтому такие системы постепенно пришлось заменить на многопролетные балочные.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Минин Д.М.</i>			2.Существующие методы прокладки нефтепроводов через естественные преграды			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Провер.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>								14	
<i>Реценз.</i>								ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б			
<i>Н. Контр.</i>											
<i>Утв.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>									

В природе не существует естественных преград с одинаковыми рельефами. Поэтому поддержание безопасности подводных переходов на каждом объекте будет различным и требует осуществления индивидуальных программ, разработки рекомендаций и мероприятий по ремонту, модернизации и предупреждению аварий.

Наиболее сложными являются подводные переходы, размещаемые на дне или ниже дна естественных преград.

В таблице 2.1. рассмотрены главные способы прокладки переходов в их области внедрения и технического лимитирования на их использование.

Таблица 3.1

Область применения методов прокладки трубопроводов через естественные препятствия

Метод прокладки перехода трубопровода	Область применения и	Ограничения применения и недостатки
Траншейные методы в грунте, в защитном канале, в кожухе, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.).	Переходы через водоемы, дороги, существующие коммуникации.	В ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща. возникают воздействия на пересекаемый объект
Бестраншейные методы: прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротуннелирование, горизонтально-направленное бурение.	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными участками моря. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности в ходе строительства.	Ограничения, связанные с геологическими условиями. Дороговизна строительства

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Краткая характеристика района проектируемого объекта

В административном отношении участок работ расположен в Иглинском районе Республики Башкортостан. Ближайший населённый пункт – с.Казаяк-Хуснуллино.

Участок работ удален от ЛПДС «Улу-Теляк» на 35 км. К месту производства работ возможен подъезд по существующим автодорогам.

Река Сим-1(далее р.Сим) несудоходная, несплавная, является правым притоком реки Белая.

Ширина зеркала воды в проектном створе перехода 45 м, максимальная глубина – 3.67 м при СРГ 117.00 м.

Местоположение объекта, населённые пункты, автомобильные дороги, реки, трасса нефтепровода, временный полевой городок, ЛПДС «Улу-Теляк», участок работ приведены на ситуационном плане (см. рисунок 1).

Существующая резервная нитка подводного перехода нефтепровода ТОН–1 проложена из труб диаметром 530 мм с толщиной стенки 9 мм. Нефтепровод введен в эксплуатацию в 1952 году. Рабочее давление в трубопроводе – 6.3МПа. Минимальная температура эксплуатации плюс 4 °С, максимальная – плюс 21 °С.

Рельеф трассы в начале трассы крутопокатый, представляет собой склон г.Змеиной, далее равнинный, представляет собой долину р.Сим. Высотные отметки поверхность земли в границах проектирования изменяются от 113.33 м до 147.57 м. Трасса проходит в основном по заболоченным землям, растительность луговая болотная. Почвы, в основном, глинисто-песчаные, на горе известняковые. Преобладают ветра западного направления.

Карта-схема района расположения проектирования представлена на рисунке 4.1.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Минин Д.М.			3. Техническая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
Провер.		Рудаченко А.В.					17
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б	
Н. Контр.							
Утв.		Рудаченко А.В.					

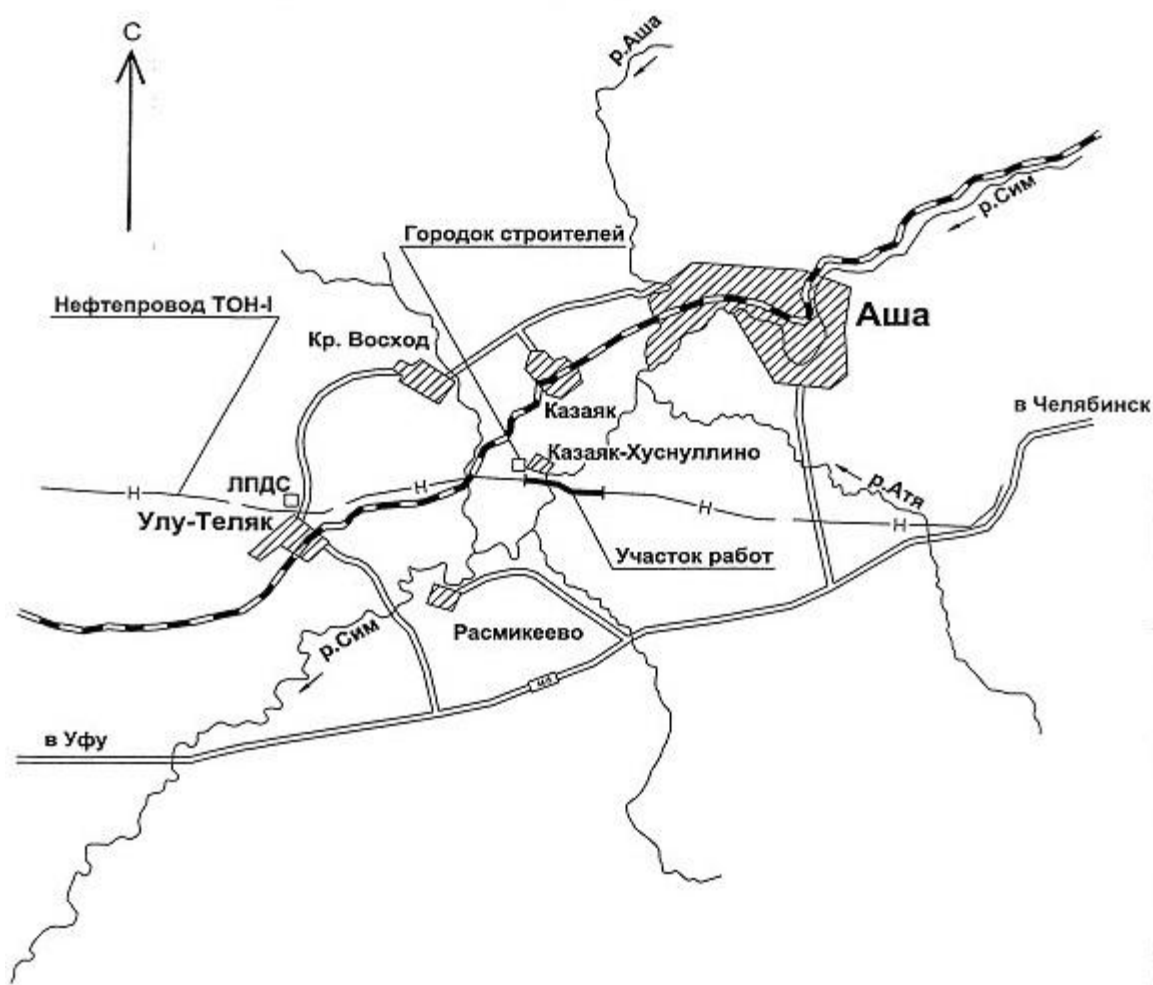


Рис3.1. Карта-схема района расположения участка проектирования

3.1.1 Инженерно-геологические и гидрологические условия

Территория входит в область развития осадочных пород среднедевонского-верхнепермского структурного яруса, перекрытых отложениями четвертичного возраста.

В пределах исследованной территории имеются только искусственные обнажения скальных пород.

Склоны долины р. Сим сложены террасовыми аллювиальными отложениями, а пойма – аллювиальными и аллювиально-болотными отложениями.

Почвенно-растительный слой мощностью 0,1-0,2 м, а на участках с активной производственно-хозяйственной деятельностью человека – техногенные грунты мощностью 1-2 м.

По литологическому составу, состоянию и физико-механическим свойствам в разрезе выделены 15 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Сводный

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

геолого-литологический разрез площадки представлен следующими разновидностями грунтов (сверху в низ):

Техногенные образования (tQ_4) встречаются в местах пересечения трассы с существующими трубопроводами. Техногенные образования представлены насыпными грунтами (ИГЭ-1), являющимися обсыпкой или обратной засыпкой траншей для трубопроводов, относятся к отвалам грунтов. Грунт отсыпан сухим способом, слежавшийся.

Почвенно-растительный слой (ИГЭ-2) суглинистый, серовато-черный. Встречен на площадках камеры приема и запуска СОД, на склонах. Мощность 0,1-0,2 м.

Аллювиально-болотные и аллювиальные отложения (aQ_4) слагают русло, низкую и высокую поймы долины р. Сим. В литологическом отношении представлены:

Торф (ИГЭ-2а) черный, среднеразложившийся; мощность 0,2-0,3 м.

Суглинок (ИГЭ-3) мягкопластичный, темно-коричневый, бурый; мощность 0,4-2,2 м.

Глина (ИГЭ-4) тугопластичная с линзами мягкопластичной, голубовато-серая, слабозаторфованная; мощность 0,8-2,5 м.

Ил суглинистый (ИГЭ-5) тиксотропный, от зеленоватого до темно-серого, слабозаторфированный, с редким гравием и галькой; мощность 0,8-1,4 м.

Песок (ИГЭ-6) средней крупности, коричневый, темно-коричневый, с гравием и галькой до 5-28%; мощность 0,2-0,6 м.

Песок гравелистый (ИГЭ-7) коричневый, темно-серый, с гравием и галькой 25-30%; мощность 0,2-0,5 м.

Гравийный грунт (ИГЭ-8) с супесчаным коричневым заполнителем 30-35%, водонасыщенный. Крупнообломочный материал представлен корбонатными породами, кварцем, песчаником, в основном хорошо окатан. Мощность от 0,3 до 1,7 м.

Галечниковый грунт (ИГЭ-9) с песчаным средней крупности заполнителем 30%, с прослойками супеси, водонасыщенный. Мощность изменяется от 1 до 1,6 и более 3,6 м.

Глина мягкопластичная (ИГЭ-10) мягкопластичная, коричневая, массивной текстуры; мощность 1,5-2,3 м.

Аллювиальные отложения (aQ_3) встречаются на площадках камер приема и запуска СОД. В литологическом отношении представлены:

Суглинок (ИГЭ-11) тугопластичный, коричневый, с присутствием органических веществ, массивной текстуры, с редкими галькой и гравием; мощность 0,8-4 м.

						Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глина (ИГЭ-12) мягкопластичная, коричневая, без крупных включений; мощность 1,3-2,9 м.

Суглинок (ИГЭ-13) полутвердый, светло-коричневый, с неравномерно распределенным гравием, с включением песка, с отдельными макропорами; мощность 1-4,7 м.

Суглинок (ИГЭ-14) твердый, галечниковый, с включением песка, массивной текстуры; мощность 1 м.

Аллювиальные отложения (N) залегает в долине р. Сим. В литологическом отношении это суглинок (ИГЭ-15) тугопластичный, голубовато-серый, с присутствием органических веществ, без крупных включений, мощность 1,4-4,5 м.

Гидрогеологические условия трассы неоднородны. 1-ый и 2-ой участки характеризуются условно благоприятной для строительства гидрологической обстановкой, а 3-ий – неблагоприятной.

Болотные воды встречаются в пойме левого берега р. Сим. Формируются в почвенно-растительном слое, который подстиляется суглинком с меньшей водопрпускной способностью. Мощность до 0,2-0,3 м. Избыточное увлажнение местности способствует ее постепенному заболачиванию.

Грунтовые воды в долине р. Сим встречены повсеместно, уровень залегания зафиксирован на глубине 1,40-2,45 м (правый берег) и 1,10-1,35 м (левый берег). Они приурочены в основном к аллювиальным песчаным и крупнообломочным грунтам ИГЭ №9, частично содержатся в ИГЭ № 3, 5. Область распространения и область питания грунтовых вод совпадают. Они классифицируются как поровые не напорные. Режим зависит от гидрологического и климатического факторов. Повышение уровня грунтовых вод в паводок возможно до земной поверхности с образованием единой свободной поверхности с водами р. Сим.

По химическому составу болотные, грунтовые воды являются гидрокарбонатно-кальциевыми, пресными. Воды реки Сим имеют аналогичный состав, так как гидравлически тесно связаны с грунтовыми водами, но минерализация их меньше. В зимний период грунтовые воды получают скудное питание, поэтому в них происходит концентрация химических элементов, увеличивается величина сухого остатка. «Верховодка» по химическому составу резко отличается от грунтовых и речных вод, имеет гидрокарбонатно-сульфатно-кальциево-натриевый состав, невысокую минерализацию. Подземные воды в основном не агрессивны по отношению к бетону с маркой по водонепроницаемости W_4 , но в отдельных пробах отмечена слабая углекислотная и выщелачивающая агрессивность. С учетом содержания хлоридов способны проявлять слабое агрессивное воздействие на арматуру железобетонных конструкций в условиях периодического смачивания. Воды р. Сим не агрессивны по отношению к бетону с маркой по водонепроницаемости W_4 .

						Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.2 Гидрография

Река Сим является правым притоком реки Белой. Берет свое начало на северном склоне хребта Амшар Южного Урала в Челябинской области, протекает по территории Иглинского, Архангельского районов РБ. Основные притоки: Лемеза, Инзер – слева.

Длина водотока 239 км. Ширина русла реки в межень около 50 м, глубина 2,5-3 м. Скорость течения при дождевом паводке достигает 2,0-2,5 м/с.

Среднегодовой расход воды в устье 145 м³/с. Водохранилища Симского и Миньярского заводов Челябинской области регулируют сток воды.

3.1.3 Описание перехода

Долина реки трапециидальная, ассиметричная. Пойма реки двухсторонняя, правобережная, шириной в месте перехода 150-200 м. Пойма затапливается ежегодно как во время половодья, так и во время высоких дождевых паводков. Запорная арматура, СКЗ и другие наземные сооружения в настоящее время находятся в зоне регулярного затопления не только в период весеннего половодья, но и дождевых паводков.

На правом берегу для защиты наземных сооружений от плывущих во время ледохода льдин и деревьев сооружена противоледоходная защита, состоящая из врытых в землю металлических свай и натянутых между ними металлических тросов.

Существующий коридор трубопроводов пересекает р. Сим на относительно прямолинейном участке под углом примерно 60⁰-75⁰. В связи с отсутствием мостов и удобных подъездов на левый берег в коридоре существующих трубопроводов насыпан искусственный брод-перекат.

На участке перехода русловый процесс проходит по типу незавершенного меандрирования. В створе существующих трубопроводов ТОН-I и ТОН-II плановые деформации незначительны.

3.1.4 Водный режим р. Сим

По характеру водного режима р. Сим относится к рекам Восточно-Европейского типа. Значительная часть общего годового стока проходит в период весеннего половодья (апрель-июнь), минимальный сток отмечается в зимнее время (декабрь-март), когда река полностью переходит на грунтовое питание, летне-осенняя межень часто прерывается дождевыми паводками.

Весенний подъем уровня воды начинается в среднем в третьей декаде апреля, средняя продолжительность половодья составляет 48 дней, продолжительность стояния высоких уровней – 1-2 дня.

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовая амплитуда колебаний уровня воды р. Сим в районе перехода составляет в среднем 347 см. Выход воды на пойму начинается при отметке 117,0 м БС.

После прохождения весеннего половодья устанавливается летне-осенняя межень, которая начинается с середины июня и длится по октябрь месяц. Дождевые паводки летом отмечаются не ежегодно, в среднем 1 раз в 2 года, продолжительностью от 6 до 20 дней.

Зимняя межень на реке начинается с появлением ледовых образований, в среднем в первой декаде ноября. Становление ледостава в среднем происходит в конце второй декады ноября. При ледоставе на перекатах отмечаются полыньи, а иногда ледостава не бывает вообще. Наибольшей толщины лед достигает в первой половине марта; в среднем толщина льда на плесах к концу зимы составляет 56 см, на перекатах (в случае их замерзания) – не превышает 10-15 см. Средняя продолжительность ледостава составляет 141 день. Начало весеннего ледохода отмечается в среднем в третьей декаде апреля.

3.1.5 Почвы, растительность.

Почвы. Почвы в районе проведения работ нейтральные, с низким содержанием гумуса.

Растительность. Правый склон в районе перехода покрыт лиственным лесом (дуб, клен, береза, сосна). Левый берег покрыт преимущественно мелколиственным лесом (ольха, вяз, осина, черемуха). Пойма реки занята в основном луговой растительностью, хотя встречаются и небольшие группы деревьев (преимущественно ольха). Кроме того, встречаются небольшие участки заболоченных земель с осокой, рогозом и др. влаголюбивыми растениями. Ниже существующего коридора трубопроводов правобережная пойма покрыта березово-ольховым мелколесьем. Левобережная пойма полностью, за исключением существующего коридора трубопроводов, занята лиственным лесом с преобладанием ольхи, вяза и ветлы, произрастающей на наиболее низких и влажных местах.

Вдоль дорог естественный биоценоз носит следы разрушения. Здесь растительность деградирует до низкотравного состояния с преобладанием подорожника, лапчатки гусиной, одуванчика, клевера ползучего и др.

Редких видов флоры в районе проведения работ не обнаружено, поэтому возможный ущерб, причиненный растительности во время проведения работ, оценивается как минимальный.

3.2. Метод горизонтально-направленного бурения

Метод применяется при пересечении водоемов как альтернатива траншейной или воздушной прокладке. При пересечении дорог традиционно используются бестраншейные методы прокола, продавливания или горизонтального бурения.

						Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные преимущества метода горизонтально-направленного бурения:

- Сокращение эксплуатационных затрат.
- Сокращение сроков строительства.
- Круглогодичность строительства.
- Экологическая чистота строительства.
- Сокращение материалоемкости объекта
- Неимение помех судоходству.
- Малый размер вынутого грунта.
- Надежная защита от внешних механических повреждений, в том числе от воздействия льдов и якорей судов в результате более глубокого заложения нефтепровода.
- Бестраншейная прокладка трубопроводов в стесненных условиях, где нет возможности применять землеройную технику;

3.3 Основные технологические принципы метода горизонтально-направленного бурения

Прокладка переходов способом ГНБ выполняется в 3 стадии (см. рис. 3.2.).

На первой стадия делается нацеленное бурение пилотной скважины небольшого диаметра по заданной траектории, При бурении используется гидромониторная буровая головка, либо забойный турбинный двигатель и шарошечное буровое долото (шарошечное долото может применяться и без забойного двигателя, в этом случае роторное бурении осуществляется непрерывным вращением бурильной колонны). Для определения фактической траектории прохождения пилотной скважины в головной части колонны устанавливается датчик (зонд) системы ориентирования, Сопла буровой головки расположены под углом к оси колонны, и для задания требуемого направления буровую колонну поворачивают, меняя направление размыва. По мере продвижения пилотной колонны концентрично сверху нес сможет надвигаться

						Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

промывочная колонна, предотвращающая падение скважины над пилотной колонной и облегчающая перемещение пилотной колонны и бурового раствора.

На второй стадии скважину расширяют до диаметра, который позволит проложить трубопровод. После выхода буровой головки на противоположном («трубном») берегу к буровой колонне (промывочной, а при ее отсутствии - к пилотной) прикрепляется расширитель и колонна с расширителем, вращаясь, вытягивается в направлении буровой установки. При этом с трубного берега непрерывно наращивается «хвост» буровой колонны, с тем, чтобы в скважине постоянно находилась колонна на всей ее длине. Последовательными проходами расширителей все большего диаметра скважина расширяется до диаметра примерно 1,5 диаметра рабочего трубопровода.

Третья стадия является заключительной, на ней производится протаскивание плети рабочего трубопровода в расширенную скважину. Плеть должна быть заранее сварена, заизолирована и испытана на «трубном» берегу, противоположном от буровой установки. К концу буровой колонны крепится расширитель максимального диаметра, который через шарнир соединяется с тяговым оголовком плети, и плеть протаскивается в направлении буровой установки.

Более детально технология выполнения работ на всех этапах описана в Разделе 7.

Как уже было отмечено, оборудование и технология, используемые при горизонтально-направленном бурении, во многом заимствованы из техники и технологии бурения скважин на нефть и газ. Узлы буровых установок, применяемых при строительстве трубопроводов, подобны аналогичным узлам буровых станков для бурения нефтегазовых скважин, с тем существенным отличием, что установка для ГНБ установлена на наклонной раме, а не на вертикальной буровой вышки. Процесс бурения пилотной скважины при ГНБ не отличается существенно от процесса бурения наклонно-направленной скважины. Бурильные трубы и скважинный инструмент в общем взаимозаменяемы с используемыми при бурении нефтегазовых скважин, в процессе бурения применяется буровой раствор. Учитывая данное сходство, можно сказать, что процесс горизонтально-направленного бурения имеет гораздо больше общего с процессом наклонно-направленного бурения скважин, чем с процессом горизонтального шнекового бурения (продавливания и т.п.).

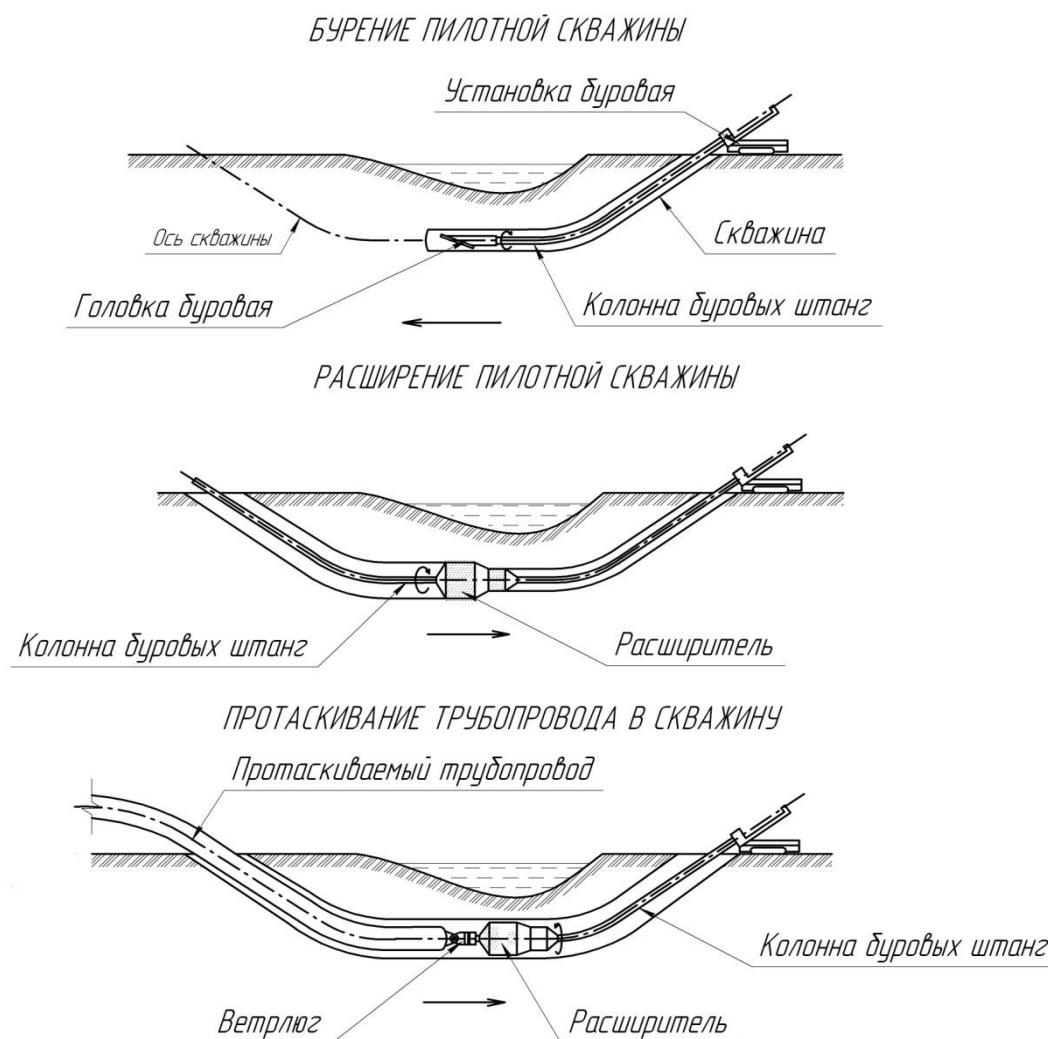


Рис 3.2. Основные рабочие этапы процесса горизонтально-направленного бурения

Западные поставщики считают (и западные клиенты согласны с ими), собственно разработка горизонтально-направленного бурения считается технологией, связанной с высочайшей степенью риска. Данный риск в первую очередь состоит в том, собственно контроль за действиями, происходящими в скважине, считается достаточно косвенным и корректность решений, принимаемых в процессе бурения, расширения скважины и протаскивания плети, в огромной степени зависит от личного опыта и интуиции руководителя буровых работ. Даже самые полные данные изысканий не застрахуют буровика от неожиданностей, которые могут осложнить процесс бурения и вызвать аварийную ситуацию: в любой момент на пути скважины может оказаться подземный поток, который нарушит циркуляцию бурового раствора, или буровой инструмент может оказаться заклиненным обрушившимся валуном, и так далее. Диапазон технических рисков при горизонтально-направленном бурении шире, чем при вертикальном бурении скважин. Это, в первую очередь, связано с горизонтальным расположением скважины и ее большим диаметром.[46]

4. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫБОРУ УЧАСТКОВ ПЕРЕХОДОВ И ИНЖЕНЕРНЫМ ИЗЫСКАНИЯМ ПРИ СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

4.1 Выбор участков расположения подводных переходов трубопроводов

Выбор участков месторасположения подводных переходов трубопроводов, являющийся первым шагом инженерных исследований, проводимых в местах предполагаемого пересечений водных препятствий магистралями нефтепроводов, содержит в себе комплекс неотклонимых дел, производимых в два шага - в предполевой и полевой периоды.

Предполевые работы, включаемые в размер инженерных исследований, производятся спец проектно-изыскательской организацией согласно с совместными притязаниями тех. задания, утвержденными Заказчиком. При предварительном выборе вариантов расположения участков переходов должно приниматься во внимание расположение поблизости указанных в материалах населенных пунктов, промышленных предприятий, отдельных зданий и сооружений, железных и автомобильных дорог и др., ведомственные притязания о малых расстояниях от данных сооружений до трубопровода, нрав береговых очертании водного препятствия, предполагаемая длина перехода, топографические, геологические, экологические и др эти региона перехода. На основании анализа наличествующих которые были использованы по данному региону месторасположения участков переходов проектная организация оформляет предварительную оценку данного региона имея цель представления на втором шаге дел собственных услуг по 1 либо нескольким вариантам переходов комиссии, участвующей и рекогносцировочном осмотре местности и конечном выборе участка перехода в полевых критериях.

Применение способа строительства трубопроводов с использованием ГНБ может быть ограничено (в случаях невозможности применения дополнительных технических решений) на участках:

- рек, русло и берега которых сложены на скальных пород выше II категории прочности или грунтов с большим содержанием галечника (более 30%, крупностью 20-40 мм) и валунов;
- устьев участков зарегулированных рек с труднопрогнозируемым развитием их многочисленных рукавов и эстуариев (глубоких заливов, примыкающих к морю), имеющих ширину русла свыше 1,2 км;

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Минин Д.М.			4.Требования к выбору участков переходов и инженерным изысканиям при сооружении трубопроводов через водные преграды	Лит.	Лист
Провер.		Рудаченко А.В.					26
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б	
Н. Контр.							
Утв.		Рудаченко А.В.					

- горных рек, имеющих русло каньонообразной формы, исключающих размещение на берегу стройплощадок и укладку трубопроводов по радиусу естественного изгиба;
- рек, с развитыми на береговых участках солифлюкцией, присадками грунтов, оползнями, а также расположенных в зонах с высокой сейсмичностью (более 8 баллов);
- участков рек, расположенных ниже плотин, где русловые процессы определяются часто меняющимся режимом водного потока при работе ГЭС;
- широких озер и озер котловинного типа, образующихся в результате карстовых, тектонических, вулканических и других процессов или химического воздействия поверхностных и грунтовых вод.

Сооружение переходов трубопроводов способом ГНБ через каналы различного назначения и типа является приемлемым при выполнении соответствующих требований их пользователей, обеспечивающих им в дальнейшем сохранение и надежную эксплуатацию этих сооружений.[57]

						Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ГНБ

5.1 Буровые установки

Выбор вида буровой установки по тех. характеристикам (табл. 5.1) делается с учетом критерий возведения определенного подводного перехода трубопровода: длины криволинейного участка перехода, поперечника и толщины стены трубы, геологических критерий в створе перехода, величины нужных тяговых усилий для протаскивания трубопровода в скважину и прочих критерий. Мощность буровой установки рекомендуется принимать из расчета обеспечения максимальных усилий для протаскивания трубопровода в скважину с коэффициентом запаса не менее 1,25.

Буровое оборудование выбирается исходя из условий:

- обеспечения проходки пилотной скважины и ее расширения в различных (в т.ч. скальных) грунтах;
- обеспечения надежности протаскивания в скважине рабочего трубопровода заданной длины и диаметра;
- возможности многократного использования бурового раствора (при значительных расходах бетонита) за счет его очистки и регенерации;
- использования оборудования, допускающего его безаварийную эксплуатацию и открытое хранение на площадках в конкретных климатических условиях.

5.2 Оборудование для контроля бурения

Перемена направления базовой скважины достигается использованием невращающейся бурильной колонны маленького диаметра (обычно 5 дюймов) с корректировкой на угловое положение и отклоняющим башмаком на режущей кромке, который даст возможность изменять направление и плоскость бурения. Если требуется изменение направления, то бурильная колонна вращается так, что смещение осуществляется в направлении желаемого изменения направления движения. Механическое бурение, когда это необходимо, производится гидравлическим двигателем с позитивной подачей, либо бурение осуществляется резанием водяными струями из реактивного сопла.

Реальная траектория базовой скважины во время бурения контролируется периодическим снятием показаний склонения и азимута режущей кромки. Эта информация, согласованная с данными о расстоянии пробуренном с момента последнего снятия показаний, используются для расчета горизонтальных и вертикальных координат вдоль базовой скважины относительно точки начала бурения па поверхности. Показания снимаются после прохода каждой свечи (номинальное расстояние 30 футов).

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Минин Д. М.			5.Оборудование для выполнения работ по ГНБ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Рудаченко А.В.					28	
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б		
Н. Контр.								
Утв.		Рудаченко А.В.						

Таблица 5.1

Техническая характеристика буровых установок

Тип Установки	Ширина, м	Длина, м	Вес, т	Тяговое (сцепляющее) устройство, т	Диаметр прохода, мм	Макс. длина бурения, м	Макс. расширение	Глубина измерения приборов от поверхности	Давление бурового раствора, кгс/см²	Удельный расход бурового раствора, м³	Объем резервуара бурового раствора, м³	Расширители	Двигатели, л/с
8/60 Jet Trac	1,8	5,9	4,6	10,2	57-175	280	440	до 10	103	115	3,5-4,0	160-500	2x80
DD-40	1,3	5,5	3,6	18,2	100-500	500	600	до 10	85	340	4,5	200-600	
DD-160T	2,4	14,6	36,5	72,6	200-800	900	1500		65-105	760-1250	19	400-800	
3000.9	3,3	16	70	300	800-1400	1800	1400					600-1800	
Cherrington 60/300R	Модульного исполнения (по станине 2,4x13)		18*	320*	200-1400	2000*	1600	до 20*	1-350	185-460	36.6	711-1600	3x57 7
УББП-1	3,6	19,4	84	2000	1000	2000	800	-	-	-	20	300-800	-
Д-450А	3,2	18	56	100	114-219	800	530	-	-	-	10	200-530	-

Примечание:

1. Указан вес (максимальный) контейнера со станиной буровой установки.
2. С дополнительным трубопротаскивающим устройством («Л»-рама).
3. В зависимости от диаметра трубопровода.
4. В условиях производства работ с системой "Tru Tracer", в других зонах ограничений нет.

5.3 Бурильные трубы и забойный инструмент

Методы бурения пилотной скважины:

- роторным бурением;
- гидромониторным бурением;
- турбобурением;
- электробурением.

Роторное бурение выполняется методом разрушения породы долотом, приводимым в перемещение ротором средством буровой колонны. Ротор устанавливается в устье скважины и производит вращательное перемещение буровой колонны, Перемена направления перемещения забойного прибора случается методом ориентирования отклонителя в подходящем направлении и следующего осевого перемещения до укрепления траектории. Ориентирование отклонителя выполняется методом поворота буровой колонны. Перемещение по прямой выполняется при осевом перемещении и вращении буровой колонны сразу. Положительные факторы: ротор ремонтпригоден при производстве работ; отсутствуют помехи для оптимальной установки и функционирования телеметрии; способ применим в грунтах любой категории; позволяет осуществлять прямолинейную проходку скважин.

Отрицательные факторы: требует увеличения забойной мощности в 5-7 раз; создает постоянный крутящий момент на буровой установке и буровой колонне.

Гидромониторное бурение осуществляется путем разрушения породы водой из гидромониторной насадки и дальнейшей ее эвакуации по стволу скважины к устью. Изменение направления движения забойного инструмента происходит путем ориентирования отклонителя в нужном направлении и последующего осевого движения до закрепления траектории. Ориентирование осуществляется путем поворота буровой колонны. Движение по прямой осуществляется при осевом движении и вращении буровой колонны одновременно.

Угол отклонителя гидромониторной насадки (по зарубежным данным) 1 град., угол наклона сопла к оси буровой колонны 5 град.

Положительные факторы: простота в изготовлении и эксплуатации; ротор ремонтпригоден при производстве работ; отсутствуют помехи для оптимальной установки и функционирования телеметрии; возможность осуществлять прямолинейную проходку скважин.

Отрицательные факторы: не может быть использован в скальных породах; имеет ограниченное применение в других породах при включении скальных фрагментов с диаметром, превышающим диаметр скважины; требует увеличения забойной мощности в 5-7 раз; создает постоянный крутящий момент на буровой установке и буровой колонне.

Бурение турбобуром осуществляется путем разрушения породы долотом, приводимым в движение валом забойного двигателя. Изменение направления движения происходит путем ориентирования отклонителя в нужном направлении поворотом всей буровой колонны. Движение по прямой исключено. Угол отклонителя 1-3 град. Применение дистанционно регулируемого отклонителя требует испытаний.

Положительные факторы: отсутствуют помехи для оптимальной установки и функционирования телеметрии; применим в грунтах любой категории; отсутствуют постоянные нагрузки от вращения буровой колонны.

Отрицательные факторы: сложность в эксплуатации; высокий расход бурового раствора и высокое давление в системе; негарантированная реакция отклонителя (требуются испытания).

Бурение электробуром осуществляется путем разрушения породы долотом, приводимым в движение валом забойного двигателя. Изменение направления движения происходит путем ориентирования отклонителя в нужном направлении поворотом всей буровой колонны. Движение по прямой исключено. Угол отклонителя 1 -3 град. Применение дистанционно регулируемого отклонителя требует испытаний.

Положительные факторы: применим в грунтах любой категории; отсутствуют постоянные нагрузки от вращения буровой колонны; хорошо управляем, возможность регулирования размыва и промывки скважин. Применение регулируемого отклонителя требует испытаний.

Отрицательные факторы: сложность в эксплуатации (требует периодической ревизии); создаваемое электромагнитное поле вынуждает удалить блок датчиков от забоя на 13350 мм; применение кабельной системы токоподвода.

Буровые долота, калибраторы и центраторы подбираются в зависимости от данных геологических изысканий в створе подводного перехода и применяемого забойного двигателя по принятой методике.

Буровая колонна формируется в зависимости от диаметра и длины протаскиваемого трубопровода из буровых труб наибольшей прочности (СБТ) I класса, категории Е; Л (соответственно G, S). Длина буровых труб определяется конструкцией буровой установки. Опыт показывает, что она не должна превышать 9 м.

Целесообразным представляется наварка на трубы в заводских условиях псевдомуфт, что увеличит жесткость буровой колонны и упростит технологию осевого перемещения.

Внутри буровой колонны кренится каротажный кабель съемки данных телеметрии, а при применении электробурения - силовой кабель. Крепление сухарное, в каждой трубе.

						Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДОВ, СООРУЖАЕМЫХ МЕТОДОМ ГНБ

6.1 Требования к проектированию подводных переходов нефтепроводов

Горизонтально направленное бурение считается спец способом постройки трубопроводов, который применяется для преодоления препятствий, которые с трудом поддаются пересечению посредством открытой выемки грунта. При проектировании переходов должны учитываться факторы, относящиеся к технической, контрактной и экономической осуществимости или обоснованности метода ГНБ. В настоящем разделе описываются общие принципы детального проектирования переходов, сооружаемых методом бурения.

В комплекс работ, выполняемых на стадии проектирования, входят:

- выбор оптимального варианта створа подводного перехода на основе представленных материалов инженерных изысканий и рекомендаций межведомственной комиссии;
- разработка конструкции перехода;
- разработка организационно-технических, сметно-финансовых и других технологических решений по строительству перехода;
- согласование проектных решений со всеми заинтересованными организациями (органы контроля, местные органы, строители и др.) и утверждение проекта в соответствии с требованиями СНиП 11-01-95 и других норм.

Длина скважины для прокладываемого трубопровода определяется расстоянием между местом забуривания и местом ее выхода на противоположном берегу водной преграды. При этом допустимые отклонения места выхода пилотной скважины на дневную поверхность не должны превышать значений, приведенных в табл. 6.1.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Минин Д.М.			6.Проектирование переходов сооружаемых методом ГНБ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Рудаченко А.В.					32	
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б		
Н. Контр.								
Утв.		Рудаченко А.В.						

Таблица 6.1.

Параметры отклонений места выхода скважин на поверхность

Условия строительства подводного перехода	Максимальные отклонения по длине полосы, м		Максимальные отклонения по ширине полосы, м
	ближе точки	дальше точки выхода	
Строительство подводных переходов на новой территории	3,5	9,1	3
При реконструкции переходов и строительстве в стесненных условиях	3,0	3,0	3

Примечание: Величина отклонения уточняется проектом и заказчиком.

В одной скважине можно устанавливать несколько трубопроводов посредством их подсоединения к общей тяговой головке перед протаскиванием. Трубопроводы не нужно связывать друг с другом, но необходимо обеспечить их свободное следование за тяговой головкой по мере затаскивания в скважину. Такой метод установки нескольких трубопроводов в одну скважину довольно распространен. Если трубы необходимо разъединив с целью обеспечения электрохимической защиты, то для этого можно применять резиновые разделители или толстое эластичное покрытие труб. Трубы будут поворачиваться по время установки. Поэтому за пределами скважины необходимо предусмотреть средства для надлежащего позиционирования труб перед врезкой, оценки высотных отметок существующей поверхности, а также возможность учесть будущие изменения высотных отметок поверхности.

Минимальное расстояние между параллельными нефтепроводами, прокладываемыми способом ГНБ, или между существующими и новыми определяется проектом в соответствии с действующими нормами и должно быть не менее 15 м, с учетом возможной реконструкции действующих и строительства новых трубопроводов.

В стесненных условиях при соответствующем технико-экономическом обосновании это расстояние может быть уменьшено до 10 м.

Угол входа скважины должен определяться техническими характеристиками буровой установки и намечаемой схемой протаскивания трубопровода (с подвесок, роликовых опор и др.) и приниматься в пределах 6-20°. Угол выхода

скважины должен приниматься в зависимости от диаметра и напряженного состояния протаскиваемого трубопровода, рационального места расположения точки выхода скважины и составлять 5-12°.

Необходимость прокладки резервных ниток нефтепроводов на переходах, сооружаемых способом ГНБ, должна быть обоснована проектной организацией и согласована с заказчиком.

Радиус изгиба проектируемой скважины должен быть не менее радиуса упругого изгиба нефтепровода, укладываемого способом ГНБ. Минимально допустимые радиусы упругого изгиба, обеспечивающие прокладку трубопроводов без опасных напряжений и стенках трубы, должны быть не менее

$$R_g > 1200 D_H,$$

где D_H - наружный диаметр трубопровода, мм.

В наиболее ответственных точках сопряжения скважины (наклонных и горизонтальных ее участков) проектной организацией может рекомендоваться больший радиус кривизны пилотной скважины ($R_g > 1500 D_H$), исходя из необходимости обеспечения безопасного протаскивания трубопровода в скважине для ее расширения.

В процессе проектирования для максимального использования преимуществ метода ГНБ следует уделить особое внимание определению характеристик преодолеваемого препятствия. Например, река представляет собой динамичный объект. При проектировании следует учитывать не только ширину и глубину водного потока, но также и потенциальную миграцию берегов и подмыв дна в течение расчетного срока эксплуатации перехода. Не следует забывать о том, что при использовании метода ГНБ можно выбирать наиболее благоприятные маршруты прокладки трубопровода не только в горизонтальной, но и в вертикальной плоскости. Инженерное определение характеристик преодолеваемого препятствия может быть получено на основании результатов работ по изучению характеристик площадки.

Проектирование траектории бурения. Расчетная траектория бурения состоит из ряда прямолинейных и криволинейных отрезков. Прямые линии обычно называют тангентами (касательными), а криволинейные участки - провесными, навесными или боковыми кривыми, в зависимости от того, в какой осевой плоскости они находятся. Можно также применять сложные пространственные кривые, но, как правило, этого следует избегать, чтобы упростить бурение. Местонахождение и конфигурация профиля скважины определяются точками входа и выхода, углами входа и выхода, радиусом кривизны и точками сопряжения прямолинейных и криволинейных участков.

Точки входа и выхода. Точки входа и выхода является конечными точками профиля скважины. Буровой станок размещается у точки входа. Трубопровод протягивается через точку выхода назад к точке входа. Относительное расположение точек входа и выхода, и соответствующее направление бурения направляющей скважины, расширения скважины и протаскивания трубопровода определяются в зависимости от геотехнических и топографических параметров

						Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

площадки. При выборе относительного размещения точек входа и выхода следует отметить, что точность управления и эффективность бурения будут выше вблизи бурового станка. По мере возможности, точка входа должна быть расположена как можно ближе к предполагаемому наиболее неблагоприятному для проходки участку недр.

Дополнительным соображением является наличие места для монтажа протягиваемой плети трубопровода. Предпочтительно отвести рабочее место на одной оси со скважиной, простирающееся назад от точки выхода на длину протягиваемой плети, увеличенную на 200 футов (61 м). Это позволит смонтировать всю протягиваемую часть трубопровода в виде одной плети до укладки в скважину. При отсутствии достаточного места протягиваемая плеть может монтироваться в виде двух и более секций, свариваемых друг с другом в процессе укладки. Однако сварка в процессе укладки замедляет процесс и приводит к повышению затрат. Замедление укладки также попытает вероятность застревания трубы в скважине,

Углы входа и выхода. Углы входа должны составлять от 8° до 20° к горизонтали. Эти пределы обусловлены в основном возможностями бурового оборудования, Станки для горизонтального бурения обычно рассчитаны на работу под углом $10-12^{\circ}$. Углы выхода должны быть рассчитаны так, чтобы облегчить опирание в точке перегиба. Это означает, что угол выхода не должен быть настолько крутым, что протягиваемую плеть придется поднять на большую высоту для направления в скважину. Требуемый угол для трубопроводов большого диаметра обычно составляет менее 10° .

Глубина покрывающего слоя. Глубина покрывающего слоя определяется в зависимости от характеристик преодолеваемого препятствия. Необходимо обеспечить глубину покрывающего слоя, достаточную для сохранения целостности перехода в течение его расчетного срока эксплуатации. При выборе положения трубопровода в вертикальной плоскости также можно учитывать геотехнические факторы, влияющие на технологичность бурения. При проектировании профилей скважин следует обеспечивать высоту покрывающего слоя не менее 4,6 м. Это позволит предотвратить непреднамеренные выходы на поверхность, обеспечить запас заглубления в случае ошибочной оценки высотных отметок существующей поверхности, а также позволит учесть будущие изменения высотных отметок поверхности,

Основным критерием, определяющим выбор технических характеристик труб, устанавливаемых методом ГНБ, является их назначение. В большинстве случаев значения толщины стенки и заданного минимального предела текучести определяются по соответствующим стандартам и нормативным документам. Однако также следует учитывать напряжения и нагрузки и процессе монтажа и установки, и если это целесообразно, эти напряжения следует анализировать в сочетании с эксплуатационными напряжениями, чтобы не превысить допустимые пределы.

Наружные покрытия трубопроводов, устанавливаемых методом ГНБ, должны быть гладкими и стойкими к истиранию. Как правило, трубопроводы,

устанавливавшиеся методом ГНБ в аллювиальных грунтах, снабжались только антикоррозионным покрытием. Утяжеляющее покрытие обычно не требуется. Большая глубина ненарушенного покрывающего слоя, обеспечиваемая при применении метода ГНБ, обеспечивает достаточную защиту от "всплывания" трубопроводов под действием архимедовой силы. В качестве антикоррозионного покрытия для переходов ГНБ чаще всего применяется тонкопленочное наплавное эпоксидное покрытие толщиной от 0,014 до 0,022". Популярность этого покрытия объясняется не только его высокой стойкостью, но также возможностью снабжения монтажных швов совместимым наплавным эпоксидным покрытием. Если при применении наплавного эпоксидного покрытия для монтажных сварных соединений труб большого диаметра с утолщенной стенкой возникают какие-либо проблемы, то можно использовать эпоксидное покрытие соединений с армированием стекловолокном. Такая система покрытия сварных стыков успешно применялась в Европе. Однако при этом следует увеличить допустимый радиус кривизны изогнутых участков, чтобы предотвратить образование микротрещин в покрытии со стекловолоконным армированием.

Трубы с экструзионным покрытием также можно применять при использовании усадочных муфт на монтажных стыках. Такая система приемлема с точки зрения технологичности установки, если при этом будет обеспечено надлежащее, применение усадочных муфт и их достаточное соединение с трубой. Ленточное покрытие для труб и монтажных стыков не должно применяться из-за тенденции к разматыванию во время протаскивания трубы.

При прокладке переходов в скальных породах, грунтах с абразивными свойствами или в таких условиях, которые могут привести к возникновению сосредоточенных (точечных) нагрузок, в дополнение к антикоррозионному покрытию следует применять армирующее покрытие. Армирующее покрытие может не обладать антикоррозионными свойствами, но должно обеспечивать механическую защиту для подстилающего антикоррозионного покрытия.

Тип и конструкцию изоляционного покрытия трубопровода, прокладываемого методом горизонтально-направленного бурения, следует выбирать с учетом технологических условий. Рекомендуются следующие виды изоляционных покрытий (табл.6.2).

В любом случае изоляционное покрытие должно отвечать следующим требованиям:

- суммарная толщина покрытия - не менее 5 мм;
- сопротивление ударной нагрузке - не менее 18 Нм;
- сопротивление отслаиванию изоляции - не менее 35 Н/см.

Таблица 6.2.

Виды изоляционных покрытий с учетом геологических условий.

Геологические условия	Заводское покрытие тела трубы	Полевая изоляция сварных стыков
Глинистые и мелкопесчаные грунты	- Полиэтиленовое экструзионное покрытие - Трехслойное полипропиленовое покрытие (эпоксидная грунтовка + адгезив + полипропилен)	- Армированными термоусадочными манжетами типа DIRAX
Грунты с наличием гравия или скальных пород	- Трехслойное полиэтиленовое либо полипропиленовое покрытие плюс слой полимербетона (например, типа Powercrete)	- Эпоксидным составом с армированием стеклохолстом (плюс слой полимербетона)

Покрытие должно выдерживать испытание на сплошность искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, (напряжение на щупе должно составлять для полимерных покрытий - 5 кВ на мм толщины, для эпоксидных - 2 кВ на всю толщину).

При любой конструкции изоляционного покрытия риск повреждения при протаскивании имеется всегда. Заказчику следует всегда иметь это обстоятельство в виду, и в том случае, если после протаскивания катодная поляризация покажет наличие значительных повреждений изоляционного покрытия, заказчику следует быть готовым организовывать сепаратную электрохимзащиту перехода. Это, конечно, не снимает с Подрядчика ответственности за принятие максимальных мер по обеспечению сохранности покрытия, включая разработку скважины достаточно большого диаметра, минимальной кривизны, обеспечение устойчивости скважины и регулирование плавучести плети.

При строительстве нефтепроводов методом ГНБ существуют некоторые особенности.

Перед началом работ при реализации сложного проекта в конкретном проблемном регионе необходимо уделить время для надлежащего планирования и подготовки дорогих превентивных мер. Три простых, но часто упускаемых из внимания правила помогут сохранить целостность скважины и улучшить скольжение при ее разбуривании и протаскивании нефтепровода:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
						37

- 1) контроль используемой воды;
- 2) контроль вязкости бурового раствора;
- 3) контроль за потерей воды из бурового раствора.

Потеря устойчивости формы протаскиваемого нефтепровода может произойти при комбинации растягивающего напряжения, вызванного осевой нагрузкой, напряжения изгиба вследствие искривления скважины и напряжения от давления жидкости, транспортируемого по нефтепроводу. При проектировании нефтепроводов, сооружаемых способом направленного бурения, должны проводиться исследования возможной потери устойчивости формы, подбор физико-механических характеристик труб и расчет усилий и напряжений при их протаскивании и дальнейшей эксплуатации.

Для балластировки нефтепровода в скважине используется заполнение протаскиваемой трубы водой. Эта труба не перемещается вместе с нефтепроводом, она как бы выползает из него. Заполнение производится только в трубах большого диаметра, но так, чтобы нефтепровод не стал слишком тяжелым. Иногда в нефтепроводе размещается полиэтиленовая труба, которая и заполняется водой, постепенно продвигаясь в нем. При необходимости прикладывать дополнительное усилие применяется трубопротаскивающее устройство, так называемая А-рама. При работе с помощью А-рамы начало протаскивание обязательно идет от буровой установки.[38]

7. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРЕХОДА МЕТОДОМ ГНБ

7.1 Подготовка строительной площадки и установка бурового оборудования

Участок производства работ по ГНБ, расположенный по обеим сторонам пересекаемой преграды (в типичном варианте - по обоим берегам реки), представляет из себя две отдельных строительных площадки, которые по-английски называются «rig site» и «pipe site», или «pipe side». Мы будем называть эти площадки соответственно «Площадка буровой установки» и «Строительная площадка на трубной стороне». Рассмотрим, как должны быть подготовлены и организованы строительные площадки на примере сооружения перехода трубопровода диаметром 1020 мм с использованием буровой установки с тяговым усилием 250 т.

Установка горизонтально-направленного бурения доставляется на строительную площадку в виде блоков, составляющих несколько загрузок прицепа тягача. Для выполнения большинства работ достаточна площадка, имеющая размеры 80х80м. Размещение основных компонентов буровой установки (наклонной платформы, бурильных труб и передвижной будки оператора) «привязывается» к точке входа. Наклонная платформа буровой установки располагается на одной линии с направлением ствола и смещена от точки входа назад приблизительно на 8 м. Передвижная будка оператора и бурильные трубы размещаются рядом с буровой установкой.

Рабочая площадка должна быть расчищена и выровнена. Технологическое оборудование устанавливается на железобетонные плиты 1,5х3,0 м в количестве 52 шт. Подъездные дороги и разворотные площадки должны быть отсыпаны песчано-гравийной смесью под нагрузку до 10тс на ось автотранспорта. Для восприятия нагрузки, развиваемой буровой установкой в процессе протаскивания плети трубопровода 40", перед передней кромкой буровой установки должна быть сооружена шпунтовая стенка глубиной 10-12 м и шириной около 10 м. При выборе площадки для буровой установки также необходимо избегать мест прохождения ЛЭП и других сооружений, которые могут осложнить движение транспорта и работу грузоподъемных механизмов.

Схема размещения оборудования и сооружений на строительной площадке на трубной стороне приведена на рис.3. Площадка размером 75х125 м служит для сбора бурового раствора, вытекающего из скважины при ее бурении и расширении. Кроме того, на площадке предусмотрено размещение вспомогательного оборудования для накручивания штанг и расширителей. Под технологическое оборудование предусматривается укладка железобетонных плит 3,0х1,5 в количестве 46 шт.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Минин Д.М.				7.Технология строительства перехода методом ГНБ			Лит.	Лист	Листов	
Провер.	Рудаченко А.В.									39	
Реценз.								ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б			
Н. Контр.											
Утв.	Рудаченко А.В.										

Подъездные дороги и разворотные площадки необходимо отсыпать песчано-гравийной смесью под нагрузку до 10 тс на ось автотранспорта.

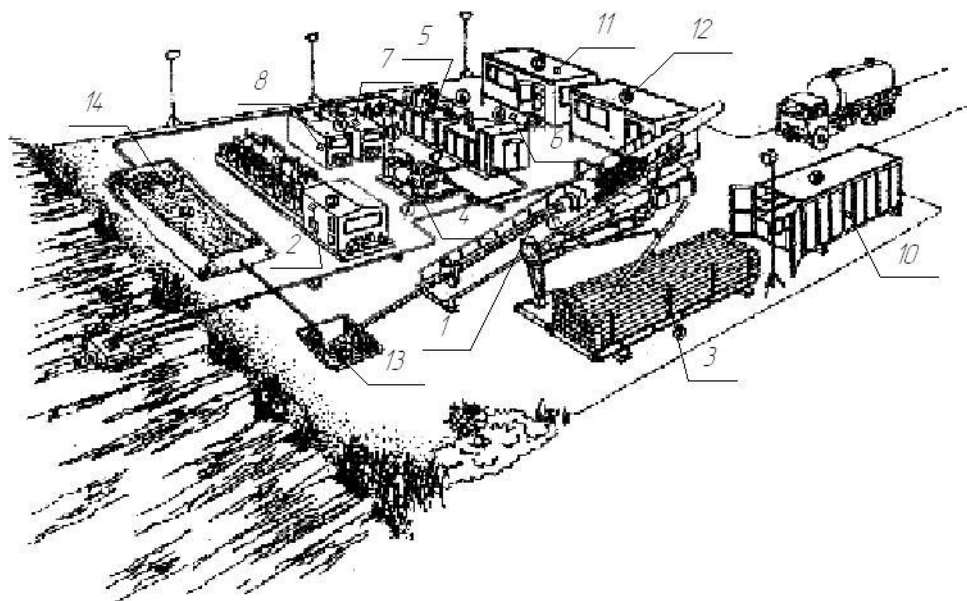


Рис 7.1 Схема размещения установки ГНБ на строительной площадке

1. Буровая установка ГНБ
2. Пульт управления (приводной блок)
3. Склад буровых штанг
4. Водяной насос
5. Промывочный блок
6. Резервуар для приготовления буровой смеси
7. Промывочный блок
8. Генераторы
10. Контейнеры для материала
- 11, 12. Служебные и бытовые помещения
13. Буровой вход
14. Буровая промывочная яма (для временного хранения использованной промывки).

Предлагаемые размеры буровых площадок являются рекомендуемыми и определены исходя из удобства производства работ. При необходимости габариты площадок могут быть уменьшены до размеров соответственно 45х75 м (площадка буровой установки) и 30х100 м (площадка на трубной стороне).

Для подготовки плети рабочего трубопровода будет использоваться площадка, длина которой соответствует длине бурения, а ширина составляет 12 м. Подготовка протаскиваемой плети трубопровода должна производиться с использованием той же технологии, которая обычно применяется при

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

строительстве трубопровода. Поэтому здесь требуется аналогичная рабочая площадка. Местонахождение рабочей площадки для сборки плети трубопровода определяется положением точки выхода пробуренной пилотной скважины. При этом передний конец подготавливаемой плети должен отстоять от точки выхода не менее чем на 60 м, чтобы обеспечить место для складирования бурильных штанг, расширителей и для операций с ними.

Для снижения сопротивления при протаскивании ось выложенной на роlikоопоры плети должна находиться на прямой в створе пилотной скважины, однако во многих случаях из-за недостатка места или наличия помех приходится выкладывать плеть с изгибами. Наихудшим вариантом является случай, когда условия не позволяют выложить плеть рабочего трубопровода даже по кривой, и плеть не может быть окончательно подготовлена до начала протаскивания. В этом случае один или несколько стыков должны быть сварены и заизолированы в процессе протаскивания, то есть, во-первых, эти стыки не будут испытаны до протаскивания, во-вторых, при протаскивании будет иметь место задержка, повышающая риск обвала, заиливания скважины и других осложнений.

Рабочая площадка для сборки протягиваемого трубопровода должна быть расчищена, и выровнена в той степени, которая позволит проводить работы по выставлению роlikоопор на грунтовое основание или на железобетонные плиты. Роlikоопоры для протаскивания плети должны устанавливаться с расчетным шагом (например, для трубы диаметром 1020 мм шаг должен составлять не более 15 м), и выравниваться по высоте с точностью, которая позволит избежать зависания трубы над опорой (например, для плети диаметром 1020 мм необходима нивелировка с точностью 5 см).

7.2 Подготовка плети трубопровода

Подготовка плети включает следующие технологические операции:

1. Вывозка труб и раскладка.
2. Сборка стыков и сварка плети трубопровода.
3. Контроль качества сварных стыков.
4. Изоляционные работы.
5. Гидроиспытание плети (I этап) - до протаскивания.
9. Расстановка роlikоопор.
9. Укладка плети на роlikоопоры.

Сварочные технологии, а также методы и объем контроля качества сварных стыков должны соответствовать действующим нормативным документам. Как правило, применяется ручная или полуавтоматическая дуговая сварка. В процессе сборки стыков и сварки труба должна быть выложена на подкладках на высоте не менее 0,5 м от поверхности грунта с тем, чтобы обеспечить достаточное пространство для выполнения пескоструйной очистки и изоляционных работ. Общая длина сваренной плети должна быть больше расчетной длины скважины на величину, равную (25 м + 2% от расчетной длины скважины). Между точкой выхода скважины и началом плети следует оставить

						Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расстояние 30 м (по створу трубопровода) для предотвращения повреждения трубы в процессе буровых работ.

Как правило, для переходов, сооружаемых методом ГНБ, применяют трубы с заводской трехслойной полиэтиленовой изоляцией, обеспечивающей высокую механическую прочность, хорошее сопротивление истиранию и низкий коэффициент трения. В этом случае изоляционные работы по подготовке плети заключаются в изоляции сварных стыков. В большинстве случаев рекомендуется изолировать стыки плетей подводных переходов, сооружаемых методом ГНБ, термоусадочными манжетами DIRAX производства фирмы RAYCHEM. Более детально требования к изоляционному покрытию трубы и сварных стыков рассмотрены в Разделе 4.

7.3 Бурение пилотной скважины

Основная цель при бурении лидерной скважины заключается в прохождении по проектному профилю с минимальным отклонением. В зависимости от геологического строения лидерная скважина разрабатывается гидравлическим либо механическим способом, Гидравлический способ разработки скважины заключается в размыве породы высоконапорной струей бурового раствора. При механическом способе в скважину погружают гидромотор, приводимый буровым раствором, и буровой инструмент (коронки). Буровые коронки обладают повышенной прочностью за счет впрессованных зубьев или вставных резцов из карбида вольфрама для бурения твердых пород, включая скальные.

Траектория лидерной скважины отслеживается проводным контролирующим прибором. Этот прибор расположен за кривой вставкой в забойной части буровой колонны и записывает местоположение забоя относительно магнитного поля земли (азимут) и магнитное наклонение. Эта информация передается на поверхность, сопоставляется с данными о длине участка, пробуренного с момента предыдущего измерения и служит для расчета вертикальных и горизонтальных координат забоя и изображения траектории на чертеже. Такая информация записывается с шагом, равным длине буровой трубы (9,14 м). Поскольку принцип измерения связан с магнитным полем земли, любые аномальные магнитные поля могут вызвать ошибку при определении азимута. В этом случае для уточнения положения забоя используется дополнительная отслеживающая система. Эта система создает по длине скважины магнитное поле, которое фиксируется измерительными приборами, Эта вторая система требует прокладки провода по поверхности земли и может применяться только на сухопутных участках переходов. Фактическое положение забоя сравнивается с проектной траекторией, и при появлении отклонения выполняется корректировка.

Направление бурения задается с помощью небольшой кривой вставки, расположенной позади буровой головки. Буровая труба (обычно 127 мм) не вращается, за исключением случаев изменения положения кривой вставки.

						Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Направление проходки задается положением кривой вставки и, соответственно, бурового инструмента. Когда направляемая буровая штанга выйдет на поверхность, бурение лидерной скважины завершено.

Поскольку для задания траектории бурения используется магнитный измерительный инструмент, существует определенная погрешность измерений. Кроме того, отклонение траектории может быть вызвано наличием булыжников, скальных грунтов, щебня, а также силами отпора грунта. Вообще, отклонение в горизонтальной плоскости составляет менее 1 % от длины бурения в плане, а отклонение по вертикали составляет менее 1% от максимальной разницы вертикальных отметок скважины. В случае, если эта погрешность окажется неприемлемой, она может быть устранена перебуриванием после завершения лидерной скважины. Согласно нормам утвержденным Газпромом, допустимое отклонение места выхода пилотной скважины не должно превышать площади 3х3 м.



Рис 7.2 Строительство пилотной скважины

Среди рисков при бурении следует отметить опасность отклонения буровой колонны при попадании на булыжник или скальный обломок, что вызовет неприемлемое отклонение траектории. В этом случае придется сместить створ перехода влево или вправо и бурить скважину заново. Кроме того, может произойти обрушение стенок скважины, что также повлечет перебуривание в том же створе или в новом.

Управление траекторией пилотной скважины обеспечивается путем применения невращающейся бурильной колонны с асимметрично расположенной торцевой рабочей поверхностью. Асимметричное расположение передней торцевой рабочей поверхности обеспечивает управляемое смещение, в то время как отсутствие вращения колонны позволяет поддерживать заданное управляемое смещение в процессе бурения. Если требуется изменить направление траектории, то колонну бурильных труб поворачивают таким образом, чтобы направление смещения соответствовало требуемому изменению ориентации забоя. Направление смещения определяется как ориентация рабочей плоскости режущего инструмента. В тех случаях, когда не требуется осуществлять управление траекторией скважины, можно использовать режим бурения, при котором происходит непрерывное вращение колонны бурильных труб.

При работе в мягких грунтах продвижение забоя скважины обычно достигается посредством резания струями воды, которое осуществляется с помощью гидромониторной насадки. Смещение забоя достигается за счет асимметричного корпуса гидромониторной насадки. Если во время бурения встречаются зоны твердого грунта, колонна бурильных труб может быть приведена во вращение для бурения без управления ориентацией, пока указанные зоны не будут пройдены.

Предусматривается следующий состав бурового инструмента для мягких и твердых грунтов:

- гидромониторная буровая головка (мягкий грунт) или забойный двигатель с шарошечной буровой колонкой (твердый грунт);
- немагнитная буровая штанга с зондом системы ориентирования;
- пилотные буровые штанги;
- буровая корона промывочных штанг;
- промывочная колонна;
- кабельная линия связи системы ориентирования.

В больших буровых установках, таких как DD-550 и 3000.9 используется промывочная колонна большего диаметра, установленная концентрично по отношению к бурильной колонне с управляемой ориентацией. Это позволяет предотвратить прихват управляемой бурильной колонны и обеспечить возможность свободной ориентации рабочей поверхности режущего инструмента. Кроме того, при таком техническом решении обеспечивается сохранение ствола пилотной скважины в случае необходимости извлечения бурильной колонны с управляемой ориентацией.

Фактическая траектория пилотной скважины контролируется во время бурения путем периодического измерения угла наклона и азимута, которыми определяется положение торцевой плоскости гидромониторной насадки. Соответствующие измерения производятся прибором, обычно именуемым зондом, встроенным и немагнитную буровую штангу.

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 действию забойного инструмента, бурильной колонны и магнитных полей соседних сооружений. По этой причине зонд должен устанавливаться в немагнитной буровой штанге и размещаться таким образом, чтобы была обеспечена его достаточная изоляция от забойного инструмента и бурильной трубы.

При производстве работ на переходах через водные преграды контроль и управления за траекторией бурения будут выполняться модульной системой ориентирования фирмы "SPERRY-SUN" MS3 (таб.7.1).

						Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1

Состав системы ориентирования

1. Наземное оборудование	Персональный компьютер Принтер Табло телеметрических измерений Источник питания Монитор бурильщика
2. Сбор данных	Телеметрическая связь по одножильному кабелю.
3. Конфигурация скважинного прибора	Передающий зонд
4. Дополнительное оборудование	Защитный кожух 2,7 м.

Погрешность системы ориентирования:

зенитный угол $\pm 0,05^\circ$ 0,09/100 м;

азимут $\pm 0,2^\circ$ 0,35/100 м;

угол установки отклонителя $1,5^\circ$.

Контроль траектории направляющей скважины может осуществляться с использованием установленной на поверхности контрольно-измерительной системы. Такие системы определяют местоположение зонда на забое с помощью замеров, выполняемых относительно координатной сетки или точки на поверхности. В ней используется размещаемый в определенной точке на поверхности узел, содержащий обмотку для возбуждения магнитного поля. Получаемая зондом информация об его положении относительно этого наведенного магнитного поля передается на поверхность. На переходах через водные преграды дополнительный контроль траектории пилотной скважины осуществляется системой "MAGNAV", разработанной фирмой "SPURRY-SUN". Суть его заключается в наведении с поверхности земли магнитного поля, направленного на скважинный зонд. Данные замера поступают на компьютер, который выдает точные координаты положения буровой головки относительно точки замера. Таким образом осуществляется дополнительная корректировка направления бурения, что может гарантировать точное приведение бурового инструмента в желаемую точку выхода.

Перед началом работ по бурению пилотной скважины на переходе должен быть выполнен весь комплекс организационных и подготовительных работ, включающий в себя:

- подготовку на обоих берегах строительно-монтажных площадок;
- расстановку, подготовку к работе и опробование всего оборудования, механизмов (буровая установка, шланги, насосы и др.);

						Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- подготовку емкостей или резервуаров (амбаров) для хранения бентонитового раствора и бурового шлама;
- организацию связи и сигнализации между работающими установками и механизмами на обоих берегах;
- размещение командных пунктов с хорошими условиями для обозрения рабочих площадок.

Технологическая схема и последовательность выполнения работ по бурению пилотной скважины определяются проектом, исходя из геологического строения дна водной преграды, вида применяемого бурового оборудования, сезонности, сроков выполнения работ и других факторов.

Комплекс работ при бурении пилотной скважины включает:

- подготовку бурового оборудования, насосных установок и других механизмов к бурению скважины, проверку правильности их расстановки на площадках и опробование;
- закрепление буровой установки в точке бурения и установление наклона рамы в соответствии с углом входа в грунт, установленным в проекте;
- проверку надежности и устойчивости связи между всеми задействованными в работе механизмами и людьми на обоих берегах;
- геодезическую привязку створа бурения, ориентирование зонда и ввод данных в компьютер навигационной аппаратуры;
- выбор режима бурения пилотной скважины с учетом вида различных грунтов, скорости вращения бурового инструмента и усилия его подачи на забой скважины, давления и расхода бурового раствора;
- бурение скважины по проектной траектории путем постоянной разработки забоя с параллельной подачей промывочной колонны;
- слежение за положением буровой головки, фиксацию фактического курса проходки скважины и сравнение его с проектным положением;
- откачку шлама и подачу его на станцию регенерации бурового раствора;
- извлечение пилотных штанг и демонтаж буровой головки после выхода их на противоположном берегу.

Завершение бурения пилотной скважины оформляется актом приемки пилотной скважины, в котором указываются фактические координаты и углы наклона точек входа и выхода скважины. К акту прилагается компьютерная распечатка координат траектории скважины.

						Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.4. Расширение скважины

Площадь поперечного сечения скважины должна быть больше поперечного сечения рабочего трубопровода. Поэтому перед протаскиванием трубопровода скважина должна быть расширена.

Расширение пионерной скважины возможно в процессе протаскивания рабочего трубопровода при его небольшом диаметре (200-300 мм) или в виде отдельных операций с использованием одного или нескольких расширителей.

Величина расширения скважины зависит от грунтовых условий и диаметра трубопровода. Обычно принимается условие, по которому площадь поперечного сечения скважины должна не менее, чем на 25% превышать площадь поперечного сечения протаскиваемого в ней трубопровода.



Рис 7.3 Предварительное расширение скважины

Расширение скважины осуществляется путем последовательного протаскивания специальных устройств-расширителей через ствол пилотной скважины. Применительно к грунтовым условиям прохождения трассы на подводных переходах может быть применен нормальный ряд расширителей для мягкого грунта (241,321,401,481,561). Эти расширители имеют бочкообразную форму и содержат расположенные по окружности режущие элементы, а также струйные насадки для подачи бурового раствора. В случае необходимости на площадки переходов могут быть доставлены расширители шарошечного типа, предназначенные для проходки твердых фунтов.

Расширители закрепляются на бурильной колонне в точке выхода ствола, приводятся во вращение и протаскиваются по направлению к буровой установке, благодаря чему производится расширение пилотной скважины. По мере продвижения расширителей в сторону буровой установки производится соответствующее наращивание бурильных труб за точкой крепления расширителей. Тем самым обеспечивается постоянное нахождение колонны труб в пробуренной скважине.

К началу работ по расширению пилотной скважины на подводном переходе выполняется весь комплекс организационных и подготовительных работ, включающий.

- приемку и активирование всех видов работ, связанных с разработкой пилотной скважины и подготовкой ее к расширению;

- расстановку, подготовку к работе и опробование всего оборудования и механизмов, необходимых при расширении скважины;
- подготовку новых объемов бентонита и бурового раствора, необходимых при расширении скважины.

Технологическая схема и последовательность выполнения работ по расширению пилотной скважины определяются, исходя из геологического строения в створе пилотной скважины, вида и состава применяемого оборудования для расширения скважины, количества проходок по ее расширению, сроков проведения работ и других факторов.

В состав работ, выполняемых при расширении скважины входят:

- выбор режима работ по расширению скважины с учетом вида грунтов, параметров оборудования, скорости расширения, давления и расхода бентонитового раствора;
- корректировка режимов с учетом проходки пилотной скважины;
- проверка применяемого оборудования и его опробование;
- проходка скважины расширителем по оси пилотной скважины;
- подача в промывочные трубы бурового раствора;
- откачка шлама и подача его на станцию регенерации бурового раствора.

7.5 Протаскивание плети

Оголовок для протаскивания должен быть смонтирован на передний конец плети. Для изготовления оголовка требуется полусферическая заглушка. На заглушку будет наварена тяговая рама из конструкционной стали и кронштейн для закрепления переднего конца трубы кабеля связи.

После завершения последнего прохода расширителя к концу буровой колонны у места выхода скважины последовательно присоединяются: калибратор (диаметром меньше, чем скважина), шарнир и оголовок плети. Шарнир служит для того, чтобы на плеть не передавался крутящий момент. Одновременно с вращением калибратора буровая установка тянет плеть на себя. В процессе протаскивания трубопровод перемещается по роликоопорам. Площадка в зоне выхода скважины должна быть тщательно спланирована для того чтобы трубоукладчики и/или краны могли вывесить плеть перед входом в скважину по расчетной кривой, обеспечивающей изгибные напряжения в трубе не более допустимых и входение плети в скважину без перекоса. Для поддержания трубопровода в зоне входа в скважину используются троллейные подвески и мягкие полотенца.

В процессе протаскивания плети необходимо регулировать ее нес (плавучесть) для уменьшения трения плети о стенки скважины. С этой целью в трубу закачивается расчетное количество воды, обеспечивающее примерно нулевую плавучесть плети.



Рис 7.4 Протягивание трубопровода

Перед протаскиванием трубопровода необходимо определить величину тягового усилия и возможность его изменения. Величина тягового усилия принимается с коэффициентом 1,5.

Тяговое усилие для протаскивания трубопровода в скважине к буровой установке зависит от диаметра и веса трубопровода и вида грунта, кривизны скважины и качества бетонитового раствора.

При движении трубопровода в скважине двумя главными составляющими тягового усилия будут: усилие, необходимое для движения расширителя и усилие на преодоление сил трения трубопровода о стенки скважины.

При расчете тягового усилия следует учитывать возможное изменение необходимой тяговой силы на криволинейных участках скважины.

Протаскивание плети трубопровода осуществляется усилием, развиваемым буровой установкой и передаваемым на плеть через колонну буровых труб, за которой расположен расширитель бочкового типа, который соединен с тяговым оголовком плети через вертлюг. При протаскивании секция труб опирается на опоры, снабженные роликами с полиуретановым покрытием для сведения к минимуму растягивающих усилий и предотвращения повреждения изоляции трубопровода,

Роликоопоры должны быть расставлены в створе перехода с расчетным шагом. После отвердения изоляционного покрытия трубная плеть укладывается на роликоопоры с помощью мягких полотенец,

Перед протаскиванием, но после гидроиспытания плеть выкладывается на роликовые опоры, расставленные с шагом 12 м. Роликовые опоры устанавливаются на железобетонные плиты. Правильность установки опор как в плане, так и по высоте контролируется геодезистом. Отклонения при установке опор не должны превышать: по высоте: 2,5 см, по оси плети -23 см, перпендикулярно оси-2,5 см.

В процессе протаскивания плеть будет поддерживаться пятью трубоукладчиками Komatsu D355C, расположенными между точкой выхода скважины и рядом роликовых опор, плюс одним трубоукладчиком, который будет нести хвостовую часть плети по мере ее продвижения во избежание ударов о землю и об опоры. Пять передних трубоукладчиков будут стоять неподвижно, а плеть будет перемещаться по троллейным подвескам.

Подъемные силы, создаваемые плавучестью трубопровода большого диаметра, могут быть весьма значительными. При протаскивании труб может потребоваться

						Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приложение больших усилий для преодоления сил сопротивления, обусловленных подъемной силой, создаваемой за счет плавучести труб. Для уменьшения трения плети о стенки скважины возможно использовать различные методы регулирования плавучести, которые, как правило, заключаются в заполнении полости плети водой. Для равномерного распределения расчетного количества воды вдоль плети используются пластиковые трубы (воздух в пластиковой трубе, вода в межтрубном пространстве, либо наоборот), или цепи из пенопластовых поплавков. Указания в нормах на то, в каких случаях работы по регулированию плавучести являются обязательными, в каких - желательными и т.д., будут полезными в плане определения состава работ и, соответственно, цены работ.

Перед началом работ по протаскиванию трубопровода в скважину должен быть выполнен весь комплекс организационных и подготовительных работ, включающий:

- приемку и активирование всех видов работ, предшествующих протаскиванию нефтепровода с оценкой их объема и качеств;
- подготовку и расстановку на обоих берегах технических средств и оборудования, используемых при протаскивании;
- расчистку и освобождение от техники, оборудования и материалов площадок на обоих берегах в границах, необходимых для выполнения работ по протаскиванию;
- организацию связи и видимой сигнализации между работающими механизмами и людьми на обоих берегах;
- уточнение условий, технических и других требований по применению оборудования, материалов, инструментов и др., используемых при протаскивании;
- разработку и согласование схемы расстановки роликовых опор, грузоподъемных и других механизмов на площадке протаскивания;
- инструктаж привлеченных работников, участвующих в протаскивании трубопровода.

Комплекс работ при протаскивании трубопровода включает:

- подготовку всего оборудования, необходимого для протаскивания, проверку правильности его расстановки на площадках и опробование (буровой установки, трубоукладчиков, роликоопор, искровых дефектоскопов и др.);
- проверку надежности и устойчивости связи между берегами и объектами;
- выбор режима протаскивания трубопровода;
- слежение за работой буровой установки и других механизмов.

7.6 Очистка полости и испытание перехода

При строительстве в нефтепровод попадают грунт, вода, различные предметы, инструмент, на внутренней поверхности трубы имеется окалина, иногда ржавчина.

Если не удалить их, то при эксплуатации нефтепровода может произойти закупорка нефтепровода в одном или даже нескольких местах. Неудаленные предметы, если даже и не закупорят трубы, вывести из строя оборудование перекачивающих станций, качество перекачиваемого продукта будет низким в результате его загрязнения. Поэтому перед сдачей в эксплуатацию, обычно перед испытанием на прочность, нефтепровод должен быть полностью очищен не только от крупных посторонних предметов, но и от грязи и пыли. Только в этом случае качество очистки можно считать хорошим, а внутреннюю полость подготовленной к перекачке продукта.

Очистка полости – это технологическая операция, которая выполняется в процессе сооружения трубопровода и обеспечивает на всем протяжении объекта:

- установленное проектом полное расчетное проходное сечение;
- заполнение объекта транспортируемой средой без изменения ее физико-химических свойств;
- беспрепятственный пропуск по трубопроводу очистных, разделительных или других специальных устройств в процессе эксплуатации.

В процессе очистки полости удаляются окалина, ржавчина, сварочный шлак, земля и случайно попавшие в полость трубопровода предметы. К процессу очистки полости относится также процесс удаления из трубопровода испытательной среды (воды, воздуха и т.д.).

Испытание трубопровода – технологическая операция, которая позволяет определить механическую прочность и герметичность построенного объекта. Для испытания в трубопровод под определенным давлением закачивают сжатый воздух, природный газ, воду или другую жидкость.

Внутреннее давление – одна из основных и решающих силовых нагрузок, которые трубопровод испытывает при эксплуатации. Поэтому испытание внутренним давлением является важнейшей технологической операцией.

Процесс испытания по существу сводится к проверке качества поперечных сварных стыков, выполненных непосредственно на трассе. Однако во многих случаях выявляются дефекты продольных швов, стенок труб и арматуры, не обнаруженные при заводских испытаниях, а также дефекты, образовавшиеся в результате нарушения технологии погрузочно-разгрузочных, сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ.

Для очистки полости подводных переходов могут применяться эластичные очистные устройства.

После сварки трубопровода на монтажной площадке производятся очистка внутренней полости трубы полости и гидравлическое испытание руслового участка.

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Очистка полости подготовленного к испытанию трубопровода производится струёй воды с целью удаления из него различных экологически не опасных загрязнений (окалины, ржавчины, грунт, мусор и т.д.), случайно попавших при монтаже.

Очистка трубопровода осуществляется потоком воды с пропуском очистного устройства и совмещается с удалением из него воздуха и заполнением водой в объеме 43 м^3 для последующего гидравлического испытания. Скорость перемещения поршня-разделителя должна быть не менее 1 км/час, но не более 1,5 км/час. При промывке трубопровода перед поршнем разделителем должна быть залита вода в объеме 10-15% объема полости очищаемого участка.

Очистка будет закончена, когда из сливного патрубка будет выходить струя незагрязненной жидкости и поршень выйдет неразрушенным.

Сброс воды после очистки осуществляется в существующие нефтеловушки, объемы которых позволяют принять объем сбрасываемой воды, расположенные в зоне защитных сооружений на правом и левом берегах, за границей водоохранной зоны реки. Процесс промывки трубопровода совмещается с удалением из него воздуха и заполнение его водой в объеме:

- 43 м^3 при испытании подводного перехода длиной 206 м.

Забор воды производится из реки Сим. Технология очистки испытания трубопровода производится в соответствии с ВСН 011-88.

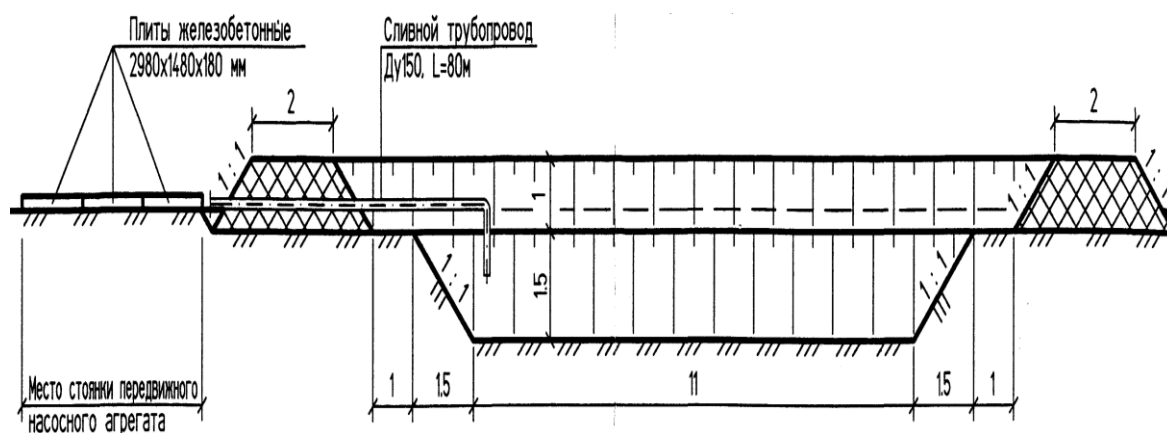


Рис 7.5 Отстойник

Для проведения испытания должны быть созданы два специализированных звена:

- звено гидравлического испытания;
- звено ремонтных работ.

Испытание трубопровода производится в два этапа:

I ЭТАП: После сварки испытывается на сварочно-монтажной площадке плеть длиной 206 м:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	52

В нижней точке $P_{исп} = P_{зав} = 143 \text{ кг/см}^2$

Время испытания - 6 часов.

По первому этапу давление в верхней и нижней точках будет одинаковым, т.к. испытание проводится на горизонтальной площадке.

II ЭТАП: после протаскивания по скважине. С циклическими нагрузками на испытательное давление $P_{исп} = P_{зав} = 143 \text{ кг/см}^2$ - в нижней точке, но не менее $1,25 \times P_{раб}$ в верхней точке. Количество циклов должно быть не менее трех. Общее время выдержки участка трубопровода под испытательным давлением без учета времени циклов снижения и восстановления должно быть не менее 24 часов.

Время выдержки участка под испытательным давлением должно быть не менее, часов:

- до первого цикла снижения давления – 6;
- между циклами снижения давления – 3;
- после ликвидации последнего дефекта или последнего цикла снижения давления – 3.

Гарантированное заводом испытательное давление ($P_{зав}=6,4\text{МПа}$).

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если за время испытания труба не разрушилась, а давление осталось неизменным за все время испытания. При подготовке к испытанию трубопровода выполняются следующие операции:

- концы труб глушатся заводскими сферическими заглушками;
- монтируются и испытываются обвязочные трубопроводы наполнительных и опрессовочных агрегатов и шлейф присоединения к трубопроводу;
- устанавливаются контрольно-измерительные приборы.

После испытания трубопровода на прочность давление сбрасывается до проектного рабочего давления $P_{раб}=6,3 \text{ МПа}$, и трубопровод подвергается испытанию на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

При испытании трубопровода должны применяться проверенные, опломбированные и имеющие паспорт манометры класса точности не ниже первого и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного. •

Удаление воды из трубопровода после первого этапа производится самотеком, а после второго (в период пусконаладочных работ) - силами эксплуатирующей организации.

Очистку полости трубопровода, испытание его на прочность и проверку на герметичность осуществляют по специальной рабочей инструкции, под руководством комиссии, состоящей из представителей подрядчика, заказчика и органов надзора, которая назначается совместным приказом заказчика и подрядчика.

						Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Количественно-квалификационный состав звена представлен в таблице 8.2.

Таблица 7.2.

Наименование профессии	Разряд	Количество
1.Машинист трубоукладчика	6	1
2.Машинист наполнительно-опрессовочного агрегата	6	1
3.Электросварщик-газорезчик	6	1
4.Слесарь-монтажник	5	1
	3	2

Потребность персонала в машинах, механизмах, оборудовании и инструментах представлена в таблице 7.3 .

Таблица 7.3.

Наименование	Количество
1. Трубоукладчик Т-12-24	1
2.Агрегат наполнительный АН-261	1
3. Агрегат опрессовочный АО-161	1
4. Вантуз	2
5. Манометр	2
6. Задвижки	4
7. Заглушка сферическая	2
8. Сварочный агрегат АДД-502	1

8. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОТАСКИВАНИИ

8.1 Расчет коэффициента трения при вращении бурильной колонны

Бурильная колонна диаметром $D_{БК}=0,159$ м движется со скоростью $V=0,025$ м/с при вращении с угловой скоростью $n=15$ об/мин. Коэффициент трения для колонны в отсутствие вращения $f=0,5$.

Угловая скорость вращения бурильной колонны:

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} = \frac{\pi \cdot 15}{30} = 1,571 \text{ с}^{-1}$$

Касательная скорость точек наружной поверхности бурильной колонны:

$$V_r = 0,5 \cdot \omega \cdot D_{БК} = 0,5 \cdot 1,571 \cdot 0,159 = 0,125 \text{ м/с}.$$

Эффективный коэффициент трения:

$$f' = \frac{f}{\sqrt{1 + \left(\frac{V_r}{V}\right)^2}} = \frac{0,5}{\sqrt{1 + \left(\frac{0,125}{0,025}\right)^2}} = 0,1$$

Таким образом, за счет вращения бурильной колонны коэффициент трения уменьшился для нее в пять раз.

8.2 Расчёт толщины стенки трубопровода

Расчётную толщину стенки нефтепровода определим в два этапа: без учёта осевых напряжений (предварительный расчёт) и с учётом осевых напряжений

Предварительный расчёт

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (1.1)$$

где n_p – коэффициент надёжности по нагрузке $\square$ $\square$ внутреннему давлению в нефтепроводе, $n_p=1,15$;

P – рабочее давление в нефтепроводе, $P=6,3$ МПа;

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Минин Д.М.				8. Расчет напряженного состояния трубопровода при протаскивании	Лит.	Лист
Провер.	Рудаченко А.В.						55
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б	
Н. Контр.							
Утв.	Рудаченко А.В.						

D_n – наружный диаметр трубопровода, $D_n=530$ мм;

R_1 - расчётное значение предела прочности материала трубы

$$R_1 = \frac{R_n * m}{k_1 * k_n}, \quad (1.2)$$

где R_n - нормативное значение предела прочности материала трубы

$R_n=510$ МПа(17Г1С К-52 электросварные прямошовные из стали контролируемой прокатки по ТУ 14-3-1573-96);

m – коэффициент условий работы трубопровода, $m=0.75$ для трубопроводов I категории;

k_1 – коэффициент надёжности по материалу, $k_1=1.4$;

k_n – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $k_n=1.0$;

$$R_1 = \frac{510 * 0.75}{1.4 * 1} = 273.21 \text{ МПа.}$$

$$\delta \geq \frac{1.15 * 6.4 * 530}{2(273.21 + 1.15 * 6.4)} = 7.95 \text{ мм.}$$

Принимаем ближайшую большую толщину стенки трубопровода согласно типового ряда на трубы $D_n=530$ мм $\delta=8$ мм;

Учитывая осевые продольные напряжения:

$$\delta \geq \frac{n_p * P * D_n}{2(R_1 * \psi_1 + n_p * P)}, \quad (1.3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (1.4)$$

где $\sigma_{np.N}$ - продольное осевое сжимающее напряжение от действия двух расчётных нагрузок: давления P и температуры t :

						Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha * E * \Delta t + \mu \frac{p_p * P * D_{\text{вн}}}{2\delta_n}, \quad (1.5)$$

где E - модуль Юнга, $E=2.06 * 10^5$ МПа;

α - коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали

$$\alpha = 1.2 * 10^{-5} \text{ град}^1;$$

Δt – расчетный температурный перепад;

μ - коэффициент поперечной деформации стали, для стали, $\mu=0.3$;

$D_{\text{вн}}$ -внутренний диаметр трубопровода, $D_{\text{вн}}=514$ мм;

δ_n -номинальная толщина стенки трубы, $\delta_n=8$ мм;

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -1.2 * 10^{-5} * 2.06 * 10^5 * 35 + 0.3 \frac{1.15 * 6.4 * 514}{2 * 8} = -15.62 \text{ МПа};$$

Если $\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$, то $\psi_1 = 1$, если $\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$, то ψ_1 вычисляется по формуле (1.4):

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{15.62}{273.21} \right)^2} - 0.5 \frac{15.62}{273.21} = 0.970;$$

Толщина стенки с учётом осевых продольных напряжений:

$$\delta \geq \frac{1.15 * 6.4 * 530}{2(273.21 * 0.970 + 1.15 * 6.4)} = 8.16 \text{ мм};$$

Принимаем расчётную толщину стенки трубопровода $\delta=9$ мм

8.3 Описание хорды окружности упрощенной зависимостью

Для середины участка профиля длиной 2/ - 200 м при радиусе кривизны R = 1000 м разность между дуговой координатой s и координатой x принимает значение:

$$\Delta S = \frac{l^3}{6R^2} = \frac{100^3}{6 \cdot 1000^2} = 0.167 \text{ м}$$

Расчет по точным формулам дает следующее значение:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	57

$$\alpha = \arcsin \frac{l}{R} = \arcsin \frac{100}{1000} = 0.100167 = 5.74^\circ$$

Половина дуги имеет длину:

$$s = R \cdot \alpha = 1000 \cdot 0.100167 = 100.167 \text{ м}$$

и разность между длиной дуги и длиной хорды

$$\Delta s = s - l = 100.167 - 100 = 0.167 \text{ м}$$

Таким образом, сопоставление приближенного Δs_{np} и точных выражений Δs показывает малость погрешности приближенных вычислений при данных соотношениях параметров.

8.4 Расчет осевых усилий при протягивании

Диаметр бурильной колонны $D_{бк}=0,159$ м, толщина стенки $\delta_{бк}-16$ мм,, плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1200 \text{ кг/м}^3$. Радиус искривленного участка профиля $R=1200$ м.

Вес единицы длины бурильной колонны $q_{обк}=469 \text{ Н/м}$.

Для этих условий подучим:

$$T_{бр} = q_{обк} \cdot R = 469 \cdot 1200 = 563 \text{ кН}$$

Превышение осевым усилием T в бурильной колонне в пределах искривленного участка профиля усилия $T_{бр}$ создает условия для воздействия бурильной колонны на верхнюю образующую стенки скважины.

Параметры скважины

Профиль подводного перехода через полную преграду включает в себя три участка.

Вход в скважину происходит под углом $\alpha_1 = 6^\circ 35'$ к плоскости горизонта, длина входного участка $L_1=124,36$ м. Затем идет дуга окружности с радиусом $R=700$ мм длиной $L_2 = 150,68$ м до выхода на угол наклона касательной к профилю $\alpha_2 = 5^\circ 45'$ (с переходом через нуль). Заключительный отрезок прямой имеет длину $L_3=149,96$ м.

Длина подводного перехода по его оси $L = 425$ м.

Таблица 8.1

Наименование параметра	Обозначение	Значение
1	2	3
Диаметр скважины	D_c	0.7 м
Угол входа	α_1	6°35'
Угол выхода	α_2	5°45'
Радиус кривизны профиля	R	700 м
Длина скважины по оси	L	425 м
Участки:		
1 - первый прямолинейный	L_1	124.36 м
2 - криволинейный	L_2	150.68 м
3 - второй прямолинейный	L_3	149.96 м

Таблица 8.2

Характеристики трубопровода

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Наружный диаметр	D_n	0,53 м
Внутренний диаметр	$D_{вн}$	0,503 м
Толщина стенки	δ	0,014 м
Модули Юнга	E	$2,1 \cdot 10^5$ МПа
Плотность материала труб	ρ_T	7850 кг/м ³
Предел текучести стали	σ_T	470 МПа
Предел прочности стали	$\sigma_{ПР}$	600 МПа
Тип изоляции	экструдированный полиэтилен	
Толщина изоляции	$\delta_{И}$	0,003 м
Плотность материала изоляции	$\rho_{И}$	1000 кг/м ³

Таблица 8.3

Характеристики бурильной колонны

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Наружный диаметр	$D_{БК}$	0,159 м
Внутренний диаметр	$d_{БК}$	0,127 м
Толщина стенки	$\delta_{БК}$	0,016 м
Плотность материала труб	$\rho_{БК}$	7850 кг/м ³

Дополнительные данные

Давление на выходе нагнетательной линии $P_B = 10$ МПа.

Усилие, действующее на расширитель от давления бурового раствора $T_p = 20$ кН.

Коэффициент трения трубопровода и бурильных труб о стенки скважины $f = 0,5$.

Коэффициент трения при движении трубопровода на роликовых опорах $f_{on} = 0,05$.

Максимальная сила тяги буровой установки $T_{бу} = 800$ кН,

Скорость движения трубопровода $V = 0,025$ м/с.

Угловая скорость вращения бурильной колонны $n = 5$ об/мин.

Угол наклона линии роликовых опор $\alpha_0 = 1^\circ$.

Расход (подача насосов) $Q = 2$ м³/мин.

Плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1200$ кг/м³

Динамическое напряжение сдвига бурового раствора $\tau_\delta = 100$ Па.

Проведем расчет усилия протягивания для двух моментов времени -начального и конечного.

Расчетные весовые характеристики трубопровода

Находим внутренний диаметр трубопровода :

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 0,530 - 2 \cdot 0,014 = 0,502 \text{ м.}$$

Вес единицы длины трубопровода (металл):

$$q_T = 0,25 \cdot \pi (D_H^2 - D_{ВН}^2) \cdot \rho_T \cdot g =$$

$$= 0,25 \cdot 3,142 (0,530^2 - 0,502^2) \cdot 7850 \cdot 9,81 = 1748 \frac{H}{м}.$$

					Лист
					60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Диаметр трубопровода с изоляцией:

$$D_u = D_n - 2\delta_u = 0,530 + 2 \cdot 0,003 = 0,536 \text{ м.}$$

Вес изоляции на единицу длины:

$$q_u = 0,25 \cdot \pi (D_u^2 - D_n^2) \cdot \rho_u \cdot g = 0,25 \cdot 3,14 (0,536^2 - 0,530^2) \cdot 1000 \cdot 9,81 = 49 \frac{H}{м}.$$

Вес трубопровода с изоляцией:

$$q_{ТИ} = q_T + q_u = 1748 + 49 = 1797 \text{ Н/м}$$

Вес воды в трубопроводе при заполнении водой:

$$q_v = 0,25 \cdot \pi \cdot D_{вн}^2 \cdot \rho_u \cdot g = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 0,502^2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1942 \frac{H}{м}.$$

Выталкивающая сила, действующая на трубопровод в буровом растворе:

$$q_m = 0,25 \cdot \pi \cdot D_u^2 \cdot \rho_{бр} \cdot g = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 0,536^2 \cdot 1200 \cdot 9,81 = 2656 \frac{H}{м}.$$

Вес единицы длины полого трубопровода в буровом растворе:

$$q_{01} = q_{ТИ} - q_m = 1797 - 2656 = -859 \text{ Н/м}.$$

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

$$q_0 = q_{ТИ} + q_v - q_m = 1797 + 1942 - 2656 = 1083 \text{ Н/м}.$$

Полученные параметры трубопровода для удобства использования сведем в таблицу 8.4

Таблица 8.4

Вес на единицу длины

Единица	Обозначение	Значение
1	2	3
- металл	q_T	1748 Н/м
- изоляция	q_u	49 Н/м
- труба с изоляцией	$q_{ТИ}$	1797 Н/м
- вода внутри трубопровода при	q_v	1942 Н/м

- выталкивающая сила	q_m	2656 Н/м
- полый трубопровод с изоляцией в буровом	q_{01}	-859 Н/м
- заполненный водой трубопровод с изоляцией	q_0	1082 Н/м

Расчет весовых характеристик бурильной колонны:

Внутренний диаметр бурильной колонны:

$$d_{\text{бк}} = D_{\text{бк}} - 2 \cdot \delta_{\text{бк}} = 0,127 - 2 \cdot 0,012 = 0,103 \text{ м}$$

Площадь сечения бурильной колонны:

$$S_{T\text{бк}} = 0,25 \cdot \pi (D_{\text{бк}}^2 - d_{\text{бк}}^2) = 0,25 \cdot 3,14 (0,127^2 - 0,103^2) = 4,335 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Вес единицы длины бурильной колонны:

$$q_{T\text{бк}} = S_{T\text{бк}} \cdot \rho_{\text{бк}} \cdot g = 4,335 \cdot 10^{-3} \cdot 7850 \cdot 9,81 = 334 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Если учесть, что и в колонне и снаружи находится буровой раствор, вес единицы длины бурильной колонны в буровом растворе находится по формуле:

$$q_{\text{обк}} = q_{\text{бк}} \frac{\rho_{\text{бк}} - \rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{бк}}} = 0,557 \frac{7850 - 1200}{7850} = 283 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Таблица 8.5.

Характеристики бурильной колонны

Площадь сечения труб	$S_{T\text{бк}}$	$4,335 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$
Весовые параметры на единицу длины	$q_{T\text{бк}}$	334 Н/м
- труба в буровом растворе (раствор)	$q_{\text{обк}}$	283 Н/м

Коэффициент трения для бурильной колонны:

Угловая скорость бурильной колонны:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} = \frac{3.14 \cdot 5}{30} = 0.524 \text{ с}^{-1}$$

Окружная скорость точки бурильной колонны:

$$V_r = 0.5 \cdot \omega \cdot D_{\text{бк}} = 0,5 \cdot 0,524 \cdot 0,127 = 0,0333 \text{ м/с}$$

Эффективный коэффициент трения:

$$f' = \frac{f}{\sqrt{1 + \left(\frac{V_r}{V}\right)^2}} = \frac{0.5}{\sqrt{1 + \left(\frac{0.0333}{0.025}\right)^2}} = 0.3$$

Начальный момент протягивания дюкера.

Расчет тягового усилия ведется от конца скважины. При вычислениях проводим округление до целых значений.

В начальный момент протягивания весь дюкер находится на берегу, т.е.

$$L_{m\delta} = L$$

Вес труб на берегу:

$$G_{\delta} = q_{\text{ТИ}} \cdot L_{m\delta} = 1797 \cdot 425 = 763717 \text{ Н}$$

Определяем значения тригонометрических функций для угла наклона линии роликовых опор:

$$\sin \alpha_0 = 0.01745,$$

$$\cos \alpha_0 = 0.9998.$$

Усилие необходимое для движения трубопровода по роликовым опорам находим с помощью соответствующей формулы:

$$T_{\delta} = (f_{\text{он}} \cdot \cos \alpha_0 - \sin \alpha_0) \cdot G_{\delta} = (0,05 \cdot 0,9998 - 0,01745) \cdot 763717 = 24851 \text{ Н}$$

От расширителя бурильной колонне передается растягивающее усилие T_{δ} , суммарное осевое усилие, передающееся от трубопровода на берегу бурильной колонне в скважине.

$$T_o = T_{\delta} + T_p = 24851 + 20000 = 44851 \text{ Н}$$

Первый расчетный участок

Первый расчетный участок профиля представляет собой участок выхода скважины на поверхность. Длина участка:

$$L_a = 149.96 \approx 150 \text{ м}$$

Угол выхода $\alpha_2 = 5^{\circ}45'$ в обозначениях, принятых в расчете, имеет вид

$\alpha_{a1} = 5^{\circ}45'$. Определяем значения тригонометрических функций:

$$\sin \alpha_{a1} = 0.1002,$$

$$\cos \alpha_{a1} = 0.9950.$$

Используя формулу для определения прироста осевого усилия на прямолинейном участке, находим:

					Лист
					63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$T_{b1} = T_{a1} + (f' \cdot q_{m\delta k} \cdot \cos \alpha_{a1} - q_{m\delta k} \cdot \sin \alpha_{a1}) \cdot L =$$

$$= 24851 + (0.3 \cdot 0.9950 - 283 \cdot 0.1002) \cdot 150 = 33269H.$$

Второй расчетный участок

Радиус искривления расчетного участка $R = 700$ м.

Начальные угловые параметры:

$$\alpha_{a2} = 5^\circ 45',$$

$$\sin \alpha_{a1} = 0.1002,$$

$$\cos \alpha_{a1} = 0.9950.$$

Конечный угол на интервале имеет отрицательное значение:

$$\alpha_{b2} = -6^\circ 35',$$

$$\sin \alpha_{b2} = -0.1147,$$

$$\cos \alpha_{b2} = 0.9934.$$

Величина F в начале расчетного участка имеет значение:

$$F = f' \cdot \sin \left(-\frac{T_{a2}}{R} + q_{\delta k} \cdot \cos \alpha_{a2} \right) - 0.3 \cdot \sin \left(-\frac{33269}{700} + 283 \cdot 0.9950 \right) = 0.3.$$

$$A = e^{F(a_1+a)} = e^{0.3(-0.1149-0.100356)} = 0.9375.$$

$$G = \frac{R \cdot q_0}{f^2 + 1} = \frac{700 \cdot 283}{0.3^2 + 1} = 181743H.$$

$$T_b = T_a \cdot A + \left[(1 - f^2) (A \cdot \cos \alpha_a - \cos \alpha_b) + 2F (A \cdot \sin \alpha_a - \sin \alpha_b) \right] \cdot G + \frac{R \cdot \tau_0}{F} (1 - A);$$

$$T_b = 33269 \cdot 0.9375 +$$

$$+ \left[(1 - 0.3^2) (0.9375 \cdot 0.9950 - 0.9934) + 2 \cdot 0.3 (0.9375 \cdot 0.1002 - (-0.1147)) \right] \cdot 181743 =$$

$$= 43945H.$$

Силы прижатия бурильной колонны к стенкам скважины и правомерность использования формулы на всем интервале:

$$F = f' \cdot \sin \left(-\frac{T_{b2}}{R} + q_0 \cdot \cos \alpha_{b2} \right) = 0.3 \cdot \sin \left(-\frac{43945}{700} + 283 \cdot 0.9934 \right) = 0.3.$$

Проверки правильности использования формулы показывает неизменность направления контактных сил, что указывает на обоснованное использование формулы в пределах расчетного интервала.

						Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Третий расчетный участок

Данный расчетный участок входа в скважину примыкает к буровой установке. Угол наклона участка и его характеристики:

$$\alpha_{a3} = -6^{\circ}35'$$

$$\sin \alpha_{a3} = -0.1147,$$

$$\cos \alpha_{a3} = 0.9934.$$

Используя формулу для расчетов на прямолинейном участке, получим::

$$T_b = T_a + (f' \cdot q_0 \cdot \cos \alpha_a - q_0 \cdot \sin \alpha_a) \cdot L;$$

$$T_{b3} = 43945 + (0.3 \cdot 283 \cdot 0.9934 - 283 \cdot (-0.1147)) \cdot 124 = 58428H$$

Таким образом, получено значение усилия, которое должно быть приложено к бурильной колонне для осуществления движения бурильной колонны по скважине и трубопровода на берегу.

Проведем расчет по упрощенной формуле без учета особенностей фактического профиля:

$$T = f' \cdot q_{обк} \cdot L_{бк} + (f \cdot q_0 + \pi \cdot D_{ти} \cdot \tau_0) \cdot L_{мс} + f_{он} \cdot q_{ти} \cdot L_{тб} = 0.3 \cdot 283 \cdot 425 + 44851 = 80934H$$

где $L_{бк}$ - текущая длина бурильной колонны; $L_{мс}$ - длина части трубопровода в скважине; $L_{тб}$ - длина части трубопровода на берегу.

Конечный момент притягивания джукера.

В этот момент весь трубопровод находится в скважине, а бурильная колонна - на берегу, усилие сопротивления движению расширителя равно нулю.

Для движения трубопровода в вязкопластичном буровом растворе требуется преодолевать дополнительно силы сопротивления на единицу длины:

$$\tau = \pi \cdot D_{ти} \cdot \tau_0 = 3.14 \cdot 0.53 \cdot 100 = 167 \text{ Н/м}.$$

Первый расчетный участок

Тригонометрические функции начального расчетного угла :

$$\sin \alpha_{a1} = 0.1002,$$

$$\cos \alpha_{a1} = 0.9950.$$

Начальное усилие T_{a1} . Используя соответствующую наклонному участку формулу, находим:

$$T_{b1} = [0.5 \cdot 859 \cdot 0.9950 - (-859) \cdot 0.1002 + 167] \cdot 150 = 10200 \text{ Н}.$$

Второй расчетный участок

Величина F в начале расчетного участка имеет значение:

$$F = f' \cdot \sin \left(-\frac{T_{a2}}{R} + q_0 \cdot \cos \alpha_{a2} \right) = 0.5 \cdot \sin \left(-\frac{10200}{700} - (-859) \cdot 0.9950 \right) = -0.5.$$

						Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Другие параметры

$$A = e^{F(a_b + a_a)} = e^{-0.5(0.1149 - 0.100356)} = 1.114.$$

$$G = \frac{R \cdot q_0}{f^2 + 1} = \frac{700 \cdot (-859)}{0.5^2 + 1} = 481040 \text{ Н}.$$

$$\sin \alpha_{a2} = 0.1002,$$

$$\cos \alpha_{a2} = 0.9950.$$

$$\sin \alpha_{b2} = -0.1147,$$

$$\cos \alpha_{b2} = 0.9934.$$

Проверка правильности использования формулы на интервале может не проводиться, поскольку неизменность направления контактных сил при данных условиях гарантирована знаками слагаемых в выражении для величины F.

Третий расчетный участок

Используя формулу для прямолинейного участка, получим:

$$\sin \alpha_{a3} = \sin \alpha_{b2} = -0.1147,$$

$$\cos \alpha_{a3} = \cos \alpha_{b2} = 0.9934.$$

$$T_{b3} = 207627 + [0.5 \cdot 859 \cdot 0.9934 - (-859) \cdot (-0.1147) + 167] \cdot 124 = 263992 \text{ Н}.$$

Таким образом, в конечный момент движения (при неработающем расширителе) необходимо развивать усилие на буровой установке $T_{b3} = 264 \text{ кН}$.

Расчет по упрощенной формуле при этих условиях позволяет получить следующее значение усилия протягивания:

$$T = f \cdot q_{01} \cdot L + T_p = (0.5 \cdot 859 + 167) \cdot 425 = 253512.5 \text{ Н}$$

В качестве тягового средства используем лебедку ЛП – 1А, с тяговым усилием 720 кН. Длина тягового троса 1600 м, диаметр – 39 мм.

Для закрепления лебедки используем анкер. Несущая способность анкера определяется с двух-трех кратным запасом по формуле:

$$P_{\text{анк}} = \frac{6.86(z - 1.5 \frac{d}{n} * \sin \alpha_i * \gamma_{\text{гр}} * h * d * \sin \varphi_{\text{гр}})}{(1.44 - 1.04 \sin \varphi_{\text{гр}}) + (0.1 + 0.56 \sin \varphi_{\text{гр}}) * \frac{d}{n} * \sin \alpha} \quad (1.44)$$

где z – параметр определяемый по формуле:

$$z = 1 + \frac{c_{\text{гр}} * \text{ctg} \varphi_{\text{гр}}}{\gamma_{\text{гр}} * h} \quad (1.45)$$

где α – угол наклона тросовой оттяжки к горизонту;

d – диаметр анкера (диаметр бревен 20-25 см);

h – глубина заложения анкера, считая от оси;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

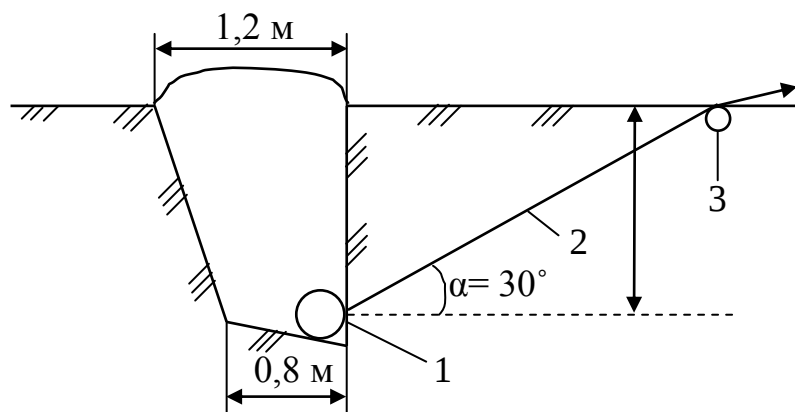


Рис. 9.1 Конструкция анкера:
1- анкер; 2- трос; 3- направляющий брус.

$$z = 1 + \frac{10 \cdot 10^3 \cdot \operatorname{ctg} 30}{15 \cdot 10^3 \cdot 2.5} = 24.5;$$

$$P_{\text{анк}} = \frac{6.86(24.5 - 1.5 \frac{0.4}{3} \cdot \sin 30) \cdot 15 \cdot 10^3 \cdot 2.5 \cdot 0.4 \cdot \sin 30}{(1.44 - 1.04 \sin 30) + (0.1 + 0.56 \sin 30) \cdot \frac{0.4}{3} \cdot \sin 30} = 632672.6 \text{ Н}$$

Длина анкера составляет 2.4 м.

8.5. Проверка трубопровода на прочность и деформативность в продольном направлении

В соответствии со СНиП 2.05.06-□ 85* необходимо произвести проверку прочности подземного трубопровода в продольном направлении из следующего условия:

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1, \quad (1.6)$$

где ψ_2 -коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, при растягивающих осевых напряжениях $\psi_2 = 1.0$, при сжимающих определяется по формуле :

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (1.7)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы от расчётного внутреннего давления:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p \cdot R \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta},$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1.15 \cdot 6.4 \cdot 512}{2 \cdot 9} = 209.35 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{209.35}{273.21} \right)^2} - 0.5 \frac{209.35}{273.21} = 0.365;$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0.365 \cdot 273.21 = 99.72 \text{ МПа};$$

Условие (1.6) выполняется: $-15.62 < 99.72 \text{ МПа}$.

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления.

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta},$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{6.4 \cdot 512}{2 \cdot 9} = 182.04 \text{ МПа};$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов в продольном и кольцевом направлениях проверку производят по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0.9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}, \quad (1.8)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0.9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}, \quad (1.8')$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы, при $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} \geq 0$ $\psi_3 = 1$, при $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$ ψ_3 рассчитывается по формуле (1.9):

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0.9 * k_{\text{н}}} * R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0.9 * k_{\text{н}}} * R_2^{\text{н}}}, \quad (1.9)$$

где $R_2^{\text{н}}$ - нормативное значение предела текучести, $R_2^{\text{н}} = 353 \text{ МПа}$

Продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ для полностью заземленного подземного трубопровода находятся из выражения:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha_t * E * \Delta t \pm \frac{E * D_{\text{н}}}{2 \rho_{\text{min}}}, \quad (1.10)$$

где ρ_{min} - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\rho_{\text{min}} = 1000 * D_{\text{н}} = 1000 * 0.53 = 530 \text{ м}$$

для надёжности берём $\rho_{\text{min}} = 580 \text{ м}$

Для положительного перепада температур $\Delta t = 35^\circ \text{C}$:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0.3 * 182.04 - 1.2 * 10^{-5} * 2.06 * 10^5 * 35 - \frac{2.06 * 10^5 * 0.53}{2 * 580} = -62.213 \text{ МПа};$$

Для отрицательного перепада температур $\Delta t = -35^\circ \text{C}$:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0.3 * 182.04 + 1.2 * 10^{-5} * 2.06 * 10^5 * 35 + \frac{2.06 * 10^5 * 0.53}{2 * 580} = 235.253 \text{ МПа};$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{182.04}{\frac{0.75}{0.9 * 1} * 353} \right)^2} - 0.5 \frac{182.04}{\frac{0.75}{0.9 * 1} * 353} = 0.535;$$

Проверяем условия (1.8) и (1.8'):

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| = 62.213 \text{ МПа} < \Psi_3 \frac{m}{0.9 * k_{\text{н}}} * R_2^{\text{н}} = 0.43 * \frac{0.75}{0.9 * 1} * 353 = 126.492 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = 182.04 \text{ МПа} < \frac{m}{0.9 * k_{\text{н}}} * R_2^{\text{н}} = \frac{0.75}{0.9 * 1} * 353 = 294.167 \text{ МПа}$$

Условия выполняются

Вывод: пластические деформации при $\rho_{\min} = 580 \text{ м}$ возникать не будут.

8.6. Проверка устойчивости трубопровода против смятия под действием внешнего гидростатического давления воды

Производится по формуле:

$$\delta_n = \sqrt[3]{\frac{D_{\text{ср}} * \gamma_v * (h_v + h_o)}{2 * E}}, \quad (1.11)$$

где $D_{\text{ср}}$ -средний диаметр трубы $D_{\text{ср}} = D_n - \delta_n = 530 - 9 = 512 \text{ мм}$;

h_v -глубина водоема $h_v = 3.67 \text{ м}$;

h_o -глубина заложения трубопровода до верхней образующей $h_o = 2.8 \text{ м}$;

$$\delta_n = 9 \text{ мм} \geq \sqrt[3]{\frac{0.512 * 1.05 * 10^4 * (3.2 + 2.8)}{2 * 2.1 * 10^{11}}} = 2.7 \text{ мм}$$

$\delta_n = 9 \text{ мм} > 2.7 \text{ мм}$, следовательно, устойчивость трубы против смятия обеспечивается.

8.7. Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.

Исходные данные:

труба: $D_n = 530 \text{ мм}$, $\delta_n = 9 \text{ мм}$;

толщина изоляции : $\delta_{\text{из}} = 0.635 \text{ мм}$;

$D_{\text{тр}}$ -диаметр офутерованного трубопровода:

$$D_{\text{тр}} = D_n + 2 * \delta_{\text{из}} + 2 * \delta_{\text{фут}} = 530 + 2 * 1.27 + 2 * 30 = 592.54 \text{ мм}.$$

$I = 166649 \text{ см}^4 = 1.67 * 10^{-3} \text{ м}^4$ □ - момент инерции сечения трубы;

$W = 4629 \text{ см}^3 = 4.63 * 10^{-3} \text{ м}^3$ □ - момент сопротивления сечения трубы;

						Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$n_{\delta}=1.0$ - коэффициент надежности по нагрузке для чугунных пригрузов;

$k_{н.в.}=1.15$ - коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия для русловых участков;

$Q_{в}$ - расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$Q_{в} = \gamma_{в} * \frac{\pi}{4} * D_{из}^2, \quad (1.12)$$

где $\gamma_{в} = 9272 \frac{Н}{м^2}$ - удельный вес воды;

$$Q_{в} = 9272 * \frac{3.14}{4} * 0.59254^2 = 2555.52 \frac{Н}{м};$$

$Q_{изг}$ - расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для вогнутых участков по формуле:

$$Q_{изг} = \frac{32 * E * I}{9 * \beta^2 * \rho^3}, \quad (1.13)$$

$$Q_{изг} = \frac{32 * 2.1 * 10^{11} * 1.67 * 10^{-3}}{9 * 0.1329^2 * 580^3} = 166.9 \frac{Н}{м} \quad \square \text{ для левого берега}$$

где $E=2.1 * 10^5$ МПа - модуль упругости материала трубы для стали;

$\rho=580$ м - радиус упругого изгиба трубопровода;

$\beta = 7^{\circ}37' = 0.1329$ - рад. - угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе;

$Q_{тр}$ - расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в.}=0.95$;

$$Q_{тр} = (Q_{м}^H + Q_{из}^H + Q_{фут}^H) * n_{с.в.}, \quad (1.14)$$

где $Q_{м}^H$ - нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$Q_{м}^H = \gamma_{м} * \frac{\pi}{4} * (D_{н}^2 - D_{вн}^2), \quad (1.15)$$

						Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\gamma_m = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ — удельный вес металла, из которого изготовлены трубы

$$\left(\gamma_m = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} \text{ — для стали} \right);$$

$$q_m^H = 78500 * \frac{3.14}{4} * (0.53^2 - 0.512^2) = 1164.66 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

где $q_{из}^H$ — нагрузка от собственного веса изоляции:

$$q_{из}^H = (\delta_{и.п.} * \rho_{и.п.} + \delta_{об.} * \rho_{об.}) * k_{из} * \pi * D_n * g * n_{с.в.}, \quad (1.16)$$

где $k_{из} = 2.3$ — коэффициент, учитывающий величину нахлёста, при двухслойной изоляции (обертке);

$\delta_{и.п.} = 0.635 \text{ мм}$ — толщина изоляционной ленты;

$\rho_{и.п.} = 1090 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ — плотность изоляционной ленты;

$\delta_{об.} = 0.635 \text{ мм}$ — толщина обертки;

$\rho_{об.} = 1055 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ — плотность обертки;

$g = 9.81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ — ускорение свободного падения.

$$q_{из}^H = (0.635 * 10^{-3} * 1090 + 0.635 * 10^{-3} * 1055) * 2.3 * 3.14 * 0.53 * 9.81 * 0.95 = 48.6 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$q_{фут}^H$ — нагрузка от собственного веса футеровки:

$$q_{фут}^H = \frac{\pi * (D_{тр}^2 - D_{ни}^2)}{4} * \rho_{фут}, \quad (1.17)$$

где $D_{ни}$ — наружный диаметр изолированного трубопровода:

$$D_{ни} = D_n + 2 * \delta_{из}, \quad (1.18)$$

$$D_{ни} = 530 + 2 * 1.27 = 531.27 \text{ мм};$$

$\rho_{фут}$ — плотность футеровки $\left(\rho_{фут} = 7600 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} \right);$

$$q_{\text{фут}} = \frac{3.14 * (0.59254^2 - 0.53127^2)}{4} * 7600 = 410.8 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$$q_{\text{тр}} = (1164.66 + 48.6 + 410.8) * 0.95 = 1542.86 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

Коэффициент C_x определяется в зависимости от числа Рейнольдса.

$$Re = \frac{v_2 * D_{\text{н.и.}}}{\nu}, \quad (1.19)$$

где $\nu = 1.0 * 10^{-6} \text{ м}^2$ - кинематическая вязкость воды;

v - средняя скорость течения воды в слое на уровне уложенного на дно подводной траншеи трубопровода;

$$v = 0.9 * v_{\text{дон}} = 0.9 * 0.6 * v_{\text{пов}}, \quad (1.20)$$

где $v_{\text{дон}}, v_{\text{пов}}$ - донная и поверхностная скорость течения воды;

$$v = 0.9 * 0.6 * 1 = 0.54 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$$Re = \frac{0.54 * 0.53127}{1 * 10^{-6}} = 2.87 * 10^5;$$

$C_x = 1.0$ - для офутерованных труб;

$C_y = 0.66$ - гидродинамический коэффициент.

Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода:

$$P_x = C_x * \frac{\gamma_b}{2g} * v^2 * D_{\text{н.и.}}, \quad (1.21)$$

$$P_x = 1 * \frac{1.15 * 10^4}{2 * 9.81} * 0.54^2 * 0.53127 = 99.47 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$$P_y = C_y * \frac{\gamma_b}{2g} * v^2 * D_{\text{н.и.}}, \quad (1.22)$$

$$P_y = 0.66 * \frac{1.15 * 10^4}{2 * 9.81} * 0.54^2 * 0.53127 = 65.7 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

Нормативный вес балластировки в воде:

						Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = (k_{\text{н.в.}} * q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + P_{\text{у}} + \frac{P_{\text{х}}}{k} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}), \quad (1.23)$$

где n_{δ} - коэффициент надежности по нагрузке;

$k_{\text{н.в.}}$ - коэффициент надежности против всплытия;

$q_{\text{в}}$ - расчетная выталкивающая сила воды;

$q_{\text{изг}}$ - расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу;

$q_{\text{доп}}$ - расчетная нагрузка от веса продукта ($q_{\text{доп}} = 0$);

k - коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях,

$k=0.55$ -для гравелистого грунта.

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = (1.15 + 2555.52 + 166.9 + 65.7 + \frac{99.47}{0.55} - 1542.86 - 0) = 1427.26 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

Вес балластировки в воздухе:

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} * \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} * k_{\text{н.в.}}}, \quad (1.24)$$

где $\gamma_{\text{б}}$ - удельный вес материала пригрузки $\left(\gamma_{\text{б}} = 7.025 * 10^4 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} \right);$

$\gamma_{\text{в}}$ - плотность воды $\left(\gamma_{\text{в}} = 9272 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3} \right);$

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = 1427.26 * \frac{7.025 * 10^4}{7.025 * 10^4 - 9272 * 1.15} = 1682.66 \frac{\text{Н}}{\text{м}} \quad [56]$$

9. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИИ

9.1. Контроль сплошности изоляционного покрытия

Переходы через водные преграды, построенные методом ГНБ, имеют срок эксплуатации до 50 лет. Поэтому изоляционное покрытие труб, прокладываемых методом ГНБ, должно быть усиленного типа. Этому же требует и условия протаскивания. Конструкция покрытия (толщина, материалы) выбираются с учетом характеристики грунтов, условий воздействия на изоляцию сил трения при протаскивании в скважине.

Для строительства подводных переходов применяется трехслойное полимерное покрытие специального исполнения (тип 4), наносимое в заводских условиях на основе экструдированного полиэтилена толщиной не менее 5 мм, состоящее из трех слоев: эпоксидный праймер, адгезив, полиэтилен- принимая во внимание технологию прокладки и невозможность последующего ремонта покрытия.

Изоляция сварных соединений трубопровода предусмотрена термоусаживающимися манжетами типа 4.

На основании пункта 4.6 ГОСТ Р 51164- 98 изоляция сварных стыков труб с заводской изоляцией должна соответствовать по своим характеристикам изоляции труб.

Изоляционное покрытие на законченном строительстве участке трубопровода подлежит контролю **методом катодной поляризации**.

Изоляционные покрытия обладают высоким электрическим сопротивлением. В местах нарушения изоляции дефекты обычно заполнены воздухом. Воздух и изоляционные материалы отличаются друг от друга электрической прочностью, под которой понимается напряжение, ведущее к электрическому пробоем диэлектрика. Так, для полиэтилена электрическая прочность равна 4×10^5 В/см, а для воздуха 1×10^4 В/см. Таким образом, если создать необходимое электрическое поле в местах дефектов, будет наблюдаться явление пробоя, при котором однородное электрическое поле нарушается и почти весь ток начинает течь по узкому каналу. Плотность тока в этом канале достигает очень больших значений, что является причиной свечения и звукового эффекта в виде треска.

Основываясь на этом явлении, для контроля сплошности изоляции разработаны специальные приборы - искровые дефектоскопы, которые включают в себя источник питания, преобразователь, схему повышения напряжения и щуп. В настоящее время на строительстве магистральных трубопроводов наиболее широко используются искровые дефектоскопы ДИ-74, ДЭП-2, КРОНА-1.

Дефектоскоп искровой типа ДИ-74 рассчитан на контроль сплошности изоляционных покрытий толщиной от 0,5 до 10 мм при температуре окружающего воздуха от - 30 до 50°C при сухой поверхности изоляции и относительной влажности от 95% при 25°C.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Минин Д.М.			9.Контроль качества изоляции	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Рудаченко А.В.					75	
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б		
Н. Контр.								
Утв.		Рудаченко А.В.						

Прибор состоит из двух самостоятельных блоков:

1) блок преобразования напряжения, смонтированный в одном корпусе с аккумуляторной батареей;

2) щуп, внутри изоляционного корпуса которого помещается индукционная катушка для получения высокого напряжения, заканчивающаяся Т-образным (или другого вида) электродом - искателем.

Сплошность покрытия проверяется по всей поверхности трубопровода. Величина напряжения приборов должна быть не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия.

9.2. Контроль качества изоляционных покрытий трубопровода

Качество изоляционных покрытий магистральных нефтепроводов должен проверять подрядчик в присутствии представителя технадзора заказчика по мере их нанесения, перед укладкой и после укладки нефтепровода в траншею.

В общем случае все виды контроля можно разделить на три группы:

- инспекционный контроль;
- входной контроль;
- операционный контроль.

Инспекционный контроль осуществляет Государственная инспекция по качеству строительства. При инспекционном контроле проверяют:

- наличие нормативно – технической и проектной документации на производство изоляционных работ;
- организацию технического контроля;
- техническое состояние машин, приборов, оборудования;
- наличие необходимого лабораторного оборудования, контрольно – измерительных приборов и инструментов и их соответствие требованиям ГОСТ, ТУ и других действующих нормативных документов;
- организацию входного контроля качества изоляционных и строительных материалов, изделий, деталей, порядок их хранения и транспортирования;
- ведение учета потерь от брака и рекламаций к поставщикам забракованных материалов и оборудования;
- организацию операционного контроля, а также работу технической инспекции по качеству;
- порядок ведения и оформления исполнительной документации, наличие записей проверяющих лиц и отметок об устранении обнаруженных нарушений.

Входной контроль проводится организацией, получающей материалы, с целью проверки соответствия их качества техническим паспортам на них. Если технический паспорт отсутствует, то лаборатория строительно–монтажной организации должна дать письменное заключение о возможности применения данного изоляционного материала.

Импортные изоляционные материалы проверяют по показателям, оговоренном контракте.

						Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При входном контроле проверяют условия хранения и транспортирования материалов. В частности, рулонные изоляционные, оберточные, армирующие материалы, жировые смазки, грунтовки, растворители, пластификаторы, наполнители следует хранить в закрытых помещениях. Изоляционные материалы на основе битумов хранят на специальных площадках, оборудованных настилом и навесом.

Армирующие и оберточные рулонные материалы проверяют: на возможность разматывания рулонов при температуре применения, на плотность намотки и ровность торцов.

Содержание контроля качества изоляционных покрытий приведено в таблице 1.14.

Контроль целостности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в незамерзающем грунте, проводят не ранее, чем через две недели после засыпки, искателем повреждений УКИ-1 в соответствии с инструкцией по его эксплуатации.

Толщину грунтовок можно измерить при помощи магнитного толщиномера ИТП-1. Принцип действия прибора основан на изменении силы притяжения магнита к ферромагнитной подложке (трубопроводу) в зависимости от толщины немагнитной прокладки (грунтовок).

Более точно измерить толщину грунтовок можно с помощью различных толщиномеров магнитоиндукционного типа. Одним из таких толщиномеров является МТ-50 НЦ. Принцип его работы основан на преобразовании измеряемой толщины покрытия в электрический сигнал с помощью преобразователя.

Адгезию битумной изоляции можно контролировать двумя способами:

- первый способ – путем надреза покрытия в виде равнобедренного треугольника с углом 60° в вершине и длиной стороны 3...5 см и отслаивания вершины надреза. Изоляция считается удовлетворительной, если она не отслаивается, а при отрыве часть мастики остается на поверхности. Если покрытие отрывается от металла сплошным, неповрежденным полотном, то изоляцию бракуют;

- второй способ – с помощью адгезиметра типа СМ-1.

Контроль толщины изоляции осуществляется с помощью магнитного толщиномера типа МТ-31Н, МТ-33Н, МТ-40НЦ, МТ-41НЦ или МТ-57, принцип работы которых такой же, как и МТ-50НЦ. Принцип работы толщиномера МТ-50НЦ рассмотрен в части «КИП и Автоматика».

Сплошность покрытия (наличие сквозных дефектов) контролируется визуально и с помощью искрового дефектоскопа типа ДИ-1, ДИ-64, ДИ-64М, «Крона-1РМ» или ДИ-74.

При нанесении пленочной изоляции контролируются следующие параметры: адгезия, сплошность, число слоев, ширина нахлеста.

							Лист
							77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Таблица 9.1

Методы, показатели контроля качества изоляционных материалов

Наименование показателя	Периодичность контроля	Метод контроля	Норма
1	2	3	4
Нанесение полимерных изоляционных лент			
Сплошность, кВ	По всей поверхности	Визуально и дефектоскопом	5 кВ на 1 мм толщины покрытия
Прилипаемость (адгезия) мастики к праймированной стали, (кгс/см ²), не менее	В местах вызывающее сомнение	ГОСТ 25812-83, адгезиметром	По ТУ или сертификатам на ленту
Сопротивление разрыву, Н/см (кгс/см), не менее	В местах вызывающее сомнение	ГОСТ 270-75 на разрывной машине	Сопротивление разрыву по ТУ

Сплошность полимерной изоляции так же, как и битумной, но для этих целей рекомендуется специальный дефектоскоп типа ДЭП-1 и ДЭП-2, применяемый для контроля эмалевых покрытий.

Число слоев изоляционного покрытия контролируется визуально.

Ширина нахлеста измеряется металлической мерной лентой.

Адгезия полимерных лент проверяется адгезиметром типа АР-2 или методом треугольника, как и при контроле битумной изоляции.

9.3. Метод оценки переходного сопротивления на законченных строительством участках трубопроводов

9.3.1. Сущность метода

Сущность метода состоит в катодной поляризации полностью построенного и засыпанного участка трубопровода и оценке переходного сопротивления по смещению разности потенциалов "труба-земля" и силе поляризующего тока, вызывающей его смещение. Оценку переходного сопротивления осуществляют путем расчета по результатам измерения смещения потенциала при заданной силе тока на участке трубопровода определенных длины и диаметра.

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

9.3.2. Аппаратура

Для оценки переходного сопротивления используют передвижную исследовательскую лабораторию электрохимической защиты (ПЭЛ.ЭХЗ), аппаратура и приборы которой должны быть электрически подключены по схеме (рис. 9), которая включает в себя источник постоянного тока 1, временное анодное заземление 2, участок изолированного трубопровода, подлежащий контролю 3, неизолированные концы участка трубопровода 4, механические контакты 5, амперметр 6, резистор 7, вольтметр 8, медно-сульфатный электрод сравнения 9.

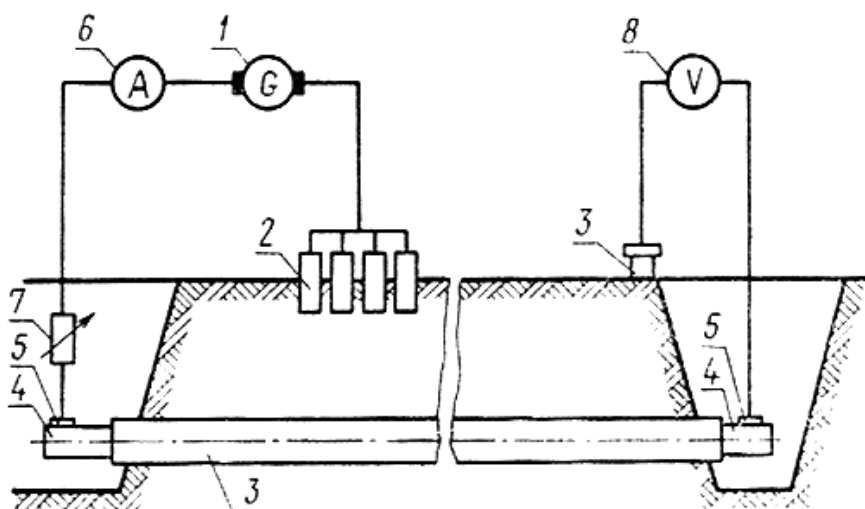


Рис.9.1 Схема подключения аппаратуры и приборов

9.3.3. Требования к участку

1. Контролируемый участок трубопровода не должен иметь контакта неизолированной поверхности трубы с грунтом, электрических и технологических перемычек с другими сооружениями.

2. Временное анодное заземление оборудуют на расстоянии 200-400 м от участка трубопровода в местах с возможно меньшим удельным сопротивлением грунта из винтовых электродов, находящихся в комплекте лаборатории ПЭЛ.ЭХЗ.

Сопротивление изоляции на законченных строительством участках нефтепровода при температуре выше 0°C - не менее $5 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

Сопротивление изоляции для всех видов покрытий не должно уменьшаться более чем в 8 раз через 20 лет эксплуатации.[37]

10.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для конкретного перехода такие показатели как: длина перехода, диаметр трубопровода, грунт - всегда определяют его стоимость. По данным, полученным от американских специалистов, следует, что бурение и прокладка трубы через большую реку (2500-5500 фт.) составляют от 100 до 1200 \$ за погонный фут, а через среднюю и малую (800-2500 фт.) - от 50 до 800 \$, При этом стоимость погонного фута растет с увеличением диаметра трубы (рассматривались диаметры от 8 до 48 дюймов), зависит от типа грунта (для песков и глин она меньше, чем для гальки и скалы) и не зависит от ширины реки. Стоимость самой трубы, включая ее изоляцию, в расчет не принималась. В целом, стоимость прокладки труб методом ГНБ через большие реки значительно меньше, чем траншейным способом. Наоборот, для средних и малых рек затраты на бурение соизмеримы или выше затрат на прокладку труб в траншее. При определении экономической выгоды не правомерно простое сравнение ориентировочной стоимости метода горизонтально-направленного бурения с ориентировочной стоимостью траншейного метода. Технология горизонтально-направленного бурения не является дешевой. Хотя денежные, и особенно, временные затраты значительно экономятся на стадии строительства, основная экономия от применения метода лежит в долгосрочной перспективе, в чем позволяет убедиться сравнительный анализ двух методов строительства трубопроводов.

SWOT – анализ.

SWOT анализ отражает в себе следующую информации – Strengths (сильные стороны проекта), Weaknesses (слабые стороны проекта), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT анализ применяется при исследовании внутренней и внешней среды проекта.

SWOT– представляет собой матрицу, в которой отражены все качества проекта, что позволяет сопоставить плюсы и минусы при принятии решения.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Минин Д.М.			10.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Провер.		Рудаченко А.В.					Листов
Реценз.							80
Н. Контр.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б	
Утв.		Рудаченко А.В.					

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1: Один буровой комплекс и две бригады рабочих С2: Сокращение финансовых затрат до 30% С3: Сокращение сроков строительства от 2 до 20 раз	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1: Чрезвычайные ситуации ГНБ Сл2: Поломка ГНБ установки Сл3: Состав бентонитовой смеси
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей.	1. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов
Угрозы: У1: Введение дополнительных государственных требований к сертификации оборудования У2: Необходимость следить за исправностью оборудования У3: Для обслуживания требуется высококвалифицированный персонал	1. Отслеживание изменения в Российском законодательстве 2. Проектирование новых систем обеспечения безопасности	3. Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта 4. Регулярное повышение квалификации персонала

10.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень

собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого заполняется специальная форма, в которой содержатся показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Полученные результаты анализа степени готовности приведены в таблице

Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	2
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	2
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	2
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной	3	3

	разработки		
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	ИТОГО БАЛЛОВ	44	41

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ говорит нам о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности представленного научного проекта составляет 44, это говорит о хорошей перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Уровень имеющихся знаний у разработчика имеет значение 45 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

10.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	10.02.2016	11.02.2016	Минин Д.М. Рудаченко А.В.
2	Введение	3	11.02.2016	14.02.2016	Минин Д.М.
3	Постановка задачи и	5	14.02.2016	19.02.2016	Минин Д.М. Рудаченко А.В.

	целей исследования, актуальность				
4	Объект и методы исследования	13	19.02.2016	02.03.2016	Минин Д.М.
5	Теоретическая часть	30	02.03.2016	01.04.2016	Минин Д.М.
6	Расчеты и аналитика	20	01.04.2016	21.04.2016	Минин Д.М. Рудаченко А.В.
7	Результаты и обсуждения	9	21.04.2016	30.04.2016	Минин Д.М. Рудаченко А.В.
8	Оформление пояснительн- ой записки	10	30.04.2016	10.05.2016	Минин Д.М
9	Разработка презентации	9	10.05.2016	19.05.2016	Минин Д.М
Итого:		100			

10.4 Расчет сметы строительства МН методом ГНБ через р.Сим

Продолжительность строительства определена в соответствии со СНиП 1.04.03-85* и составляет 12 месяцев

Необходимое оборудование для строительства МН через р.Сим методом ГНБ

№п/п	Наименование	Марка тех. характеристика	Кол.	Цена аренды в месяц руб
1.	Экскаватор	ЭО-4124	2	1720000

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

2.	Бульдозер	Т-130	2	1800000
3.	Трубоукладчик	ТГ-502	3	2100000
4.	Сварочная установка	АДД-4х2501	1	1200000
5.	Установка водоотливная	УБТ-500	1	1300000
6.	Установка для прокладки кожухов горизонтальным бурением	УГБ-5	1	1440000
7.	Вахтовый автобус	Урал 42112	2	403200
8.	Автокран	XCMG QY70KS	2	1152000
9.	Автоцистерна	66183А ЯМЗ-236HE2-24	1	288000
10.	Полевая лаборатория неразрушающего контроля	на базе КамАЗ-43118	1	1410000
11.	Полевая лаборатория контроля ЭХЗ	на базе УРАЛ-4320	1	1390000
12.	Буровая установка	Д-450А	1	1700000
13.	Электрошлифовальная машинка	МШУ-1,8-230-А	4	90000

Итого сумма за все оборудование:

25538400

Наименование оборудования	Потребляемая мощность, кВт	Количество оборудования, шт.	Общее потребление электроэнергии, кВт
Технологическое оборудование			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Лист

86

Электрошлифовальная машинка	2	4	8,0
Сварочная установка	10	1	10,0
Буровая установка	400	1	400
Всего потребление электроэнергии			418

Электроснабжение объекта следует осуществлять от передвижных дизельных электростанций.

Потребность строительства в энергоресурсах

Наименование ресурсов	Единиц измерения	Потребность на период строительства
Топливо	т	200

Стоимость затрат на топливо при цене за литр равной 34 руб:

$$200000 \times 34 = 6800000 \text{руб}$$

Итого общие затраты на энергоресурсы равна 6800000руб

Потребность в строительных кадрах.

Потребность рабочих определено на основании нормативных документов:

1. СНиП 2.05.06-85* "Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы"
2. СНиП 3.02.01-87 " Земляные сооружения, основания и фундаменты".
3. ВСН 004-88 . Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.

Список рабочих:

- ИТР
- рабочие, выполняющие перечень основных видов работ
- служащие
- МОП и охрана

Расчет численности рабочих на отдельные виды работ выполнен по формуле:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
						87

$$k = \left(\frac{T_p * V}{i} \right) * c * e * T$$

Где k – количество привлекаемых ресурсов при выполнении отдельных видов работ, строительной техники и количества бригад выполняющих работы;

T_p – трудоемкость отдельных видов работ определенная на основе сборников Государственных элементных сметных норм;

V – объем выполняемых отдельных видов работ;

i – измеритель отдельных видов работ по сборникам Государственных элементных сметных норм;

c – количество смен при выполнении отдельных видов работ, шт;

t – продолжительность смены при выполнении отдельных видов работ, час;

T – продолжительность выполнения отдельных видов работ, дней;

В следствии расчета общее количество работающих составляет: 60

профес сия	Разря д	кол -во	Стои мост ь 1ч	Премия, доплаты и надбавки		ЗП 1чел в месяц	РК 1,3	Общий фонд ЗП,руб 1чел.	Об. Фонд ЗП в год 1чел.
				%	(1,15)				
Механ изатор	5	22	136,4 1	15	20,4	45161, 2	58709, 66	103870, 9	1246451
Сварщ ик	8	8	149,2 3	15	22,3	49400, 6	64220, 8	113620, 9	1363458
Рабочи е выпол- щиеизо ляц-е работы	7	2	142,6 1	15	21,39	47232	61401, 6	108633, 6	1303603
Разнор абочие	4	10	138,9 1	15	20,8	45996, 48	59795, 42	105791, 9	1269503
Электр омонта жники	7	2	142,3 5	15	21,3	47131, 2	61270, 56	108401, 8	1300821
ИТР	5	5	139,1 3	15	20,8	46059, 84	59877, 79	105937, 6	1271252

Всего :46805158 руб.

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Социальное отчисление в размере 30% равно 14041547 руб.

Сметная	условная	стоимость	Всего
строительства	МН	через р.Сим	388074840 руб
методом ГНБ	на месяц		

11. Социальная ответственность при строении магистрального нефтепровода методом горизонтально-направленного бурения через р.Сим.

Изучаемым объектом является сооружение подводного перехода магистрального нефтепровода. Важнейшей задачей является соблюдение требований и правил производственной и экологической безопасности при строительстве магистрального нефтепровода методом ГНБ.

Горизонтальное направленное бурение (ГНБ): Многоэтапная технология бестраншейной прокладки подземных инженерных коммуникаций при помощи специализированных мобильных буровых установок, позволяющая вести управляемую проходку по криволинейной траектории, расширять скважину, протягивать трубопровод.

Подводный переход: Закрытый подземный переход, пересекающий водную преграду и ограниченный запорной арматурой или, при ее отсутствии, горизонтом высоких вод не ниже отметок 10 % вероятности превышения.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Минин Д.М.			11.Социальная ответственность при строении МН методом ГНБ через р.Сим	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
Провер.		Рудаченко А.В.					90
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б	
Н. Контр.							
Утв.		Рудаченко А.В.					

11.1 Производственная безопасность

11.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Наим. вида работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
строительные работы	1) превышение уровней шума; 2) Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3) Тяжесть и напряженность физического труда;	1) Электрический ток; 2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); 3) Электрическая дуга и металлические искры при сварке.	СНиП 12-03-2001 СНиП 12-04-2002 ГОСТ 12.0.003-74.(с изм. 1999 г.) ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 17.1.3.06-82 СНиП 2.06.14-85 СанПин 2.2.4.1191- 03 Р 2.2.2006-05

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Персонал, сооружающий подводный переход, подвержены воздействию следующих вредных факторов (табл.11.1).

1. Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума на объектах строительства подводных переходов методом наклонно-направленного бурения могут стать машины для проведения земляных работ (буровые установки, экскаваторы, трубоукладчики).

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 11.2 [1].

Таблица 11.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные методы борьбы с шумом на объекте:

- снижение шума бурового инструмента (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ):
- наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;

2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат 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.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой:

- костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;
- костюм противоэнцефалитный;
- футболка;
- ботинки кожаные с жёстким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;

						Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сапоги резиновые с жёстким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами.

3. Тяжесть и напряженность физического труда.

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

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьмичасовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ — 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека [2].

1. Электрический ток.

Опасность повреждения работника электрическим током в нефтегазовой отрасли, в частности строительстве перехода нефтепровода через водные преграды существует при сварочных работах.

Безопасное напряжение при таких работах составляет 12 В.

						Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повреждение электрическим током, электрической дугой может произойти по нескольким случаям:

- При прикосновении человеком незащищенных частей токоведущих частей, корпуса различных электрических устройств, оказавшиеся под напряжением в следствии замыкания;

- При однофазном, т.е однополюсном контакте человека с землей и токоведущей частью

Электрический ток крайне негативно влияет на организм человек, а именно:

- поражает кожные, слизистые покровы человеческого тела;
- поражает центральную нервную систему;
- поражает внутренние органы, оставляет необратимые последствия в работе таких органов как сердце, почки, печень.

Защита от электрического тока в организациях нефтегазовой промышленности делится на два типа:

Первый тип – коллективная защита:

- применение различных плакатов, знаков безопасности для визуального предупреждения работников об опасности поражения электрическим током;
- изоляция открытых участков токоведущих частей электроустройств;
- установка заземления согласно ГОСТ 12.1.030-81[3];
- установка ограждения к установкам работающих при помощи электричества.

Второй тип – индивидуальная защита:

- применение работником средств индивидуальной защиты (диэлектрических ботов, перчаток);
- использование различных диэлектрических ковров в работах, связанных с установкой, ремонтом, обслуживанием электроустановок;

Мероприятия по созданию благоприятного условия при работах на электроустановках:

						Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проведение инструктажей рабочему персоналу;
- проведение аттестации по знаниям безопасности при работах на электроустановках по категориям;
- соблюдения работниками правил безопасности.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые они влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы (смерть), серьезные телесные повреждения (переломы, ушибы), а также материальные убытки (поломка устройств, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации.

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется ГОСТ 12.0.003-74* [2].

3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

При дуговой сварке используют источники тока с напряжением холостого хода от 45 до 80 В, при постоянном токе от 55 до 75 В, при переменном токе от

						Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

180 до 200 В при плазменной резке и сварке. Поэтому источники питания оборудуются автоматическими системами отключения тока в течение 0,5 ... 0,9 с при обрыве дуги. Человеческое тело обладает собственным сопротивлением и поэтому безопасным напряжением считают, напряжение не выше 12 В. Существует опасность поражения электрическим током.

При работе в непосредственном контакте с металлическими поверхностями следует соблюдать следующие правила техники безопасности: [4]

- 1) Надежная изоляция всех токоподводящих проводов от источника тока и сварочной дуги.
- 2) Надежное заземление корпусов источников питания сварочной дуги.
- 3) Применение автоматических систем прерывания подачи высокого напряжения при холостом ходе.
- 4) Надежная изоляция электрододержателя для предотвращения случайного контакта с токоведущими частями электрододержателя с изделием.
- 5) При работе в замкнутых помещениях (сосудах) кроме спецодежды следует применять резиновые коврики (калоши) и источники дополнительного освещения.
- 6) Не допускается контакт рабочего с клеммами и зажимами цепи высокого напряжения.

Поражение лучами электрической дуги. Сварочная дуга является источником световых лучей, яркость которых может вызывать ожоги незащищенных глаз при облучении их всего в течение 10 ... 15 с. Более длительное воздействие излучения дуги может привести к повреждению хрусталика глаза и полной потере зрения. Ультрафиолетовое излучение вызывает ожоги глаз и кожи (подобно воздействию прямых солнечных лучей), инфракрасное излучение может вызвать помутнение хрусталика глаза.

Должны применяться средства индивидуальной защиты глаз, лица (открытые защитные очки сварщика, закрытые защитные очки сварщика, защитные лицевые щитки сварщика) согласно ГОСТ Р 12.4.238-2007. [5]

						Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 11.3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия

Таблица 11.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по строительству Подводного перехода методом ГНБ

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение грунтов	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдения нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015)
	Засорение почвы производственным и отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) 365
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного	Мероприятия по охране почв ГОСТ 17.4.3.04-85

ы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой согласно
		постановлению Правительства РФ от 30.06.2007 № 417 (ред. от 14.04.2014)
Воздушный бассейн	Выбросы: - выхлопные газы двигателей транспорта;	Мероприятия согласно пособию к СНИП 11-01-95 от 01.01.1970

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации на объектах строительства подводного перехода трубопроводов могут возникнуть по разным причинам, некоторые из них:

- Различного рода пожары;
- ЧС техногенного характера.

Аварии могут привести к необратимым последствиям. Аварии возникают в следствии:

- неправильных действий персонала при строительстве;
- отказ устройств, предупреждения опасных ситуаций (приборы контроля, сигнализации);
- разрушение оборудования вследствие старения металла;
- коррозия оборудования;
- ураганы, удары молнией и т.п.

Источниками возникновения возгорания могут быть различные устройства, работающие на электричестве. В таких устройствах при некоторых истечениях обстоятельств (перегрев элементов, электрические искры, дуги и т.д.) могут возникнуть опасные моменты возгорания. Источники взрыва – трубопроводы под давлением, газовые баллоны, сосуды, заполненные взрывоопасным веществом.

Результатами поражения открытым пламенем человека может привести к летальному исходу, поражению кожных покровов тела, поражения волосяных покровов.

При производстве работ при строительстве подводного перехода трубопровода, необходимо руководствоваться нормативными документами:

- ГОСТ 12.1.004-91 [6];

- ППБ 01-03 [7].

А также необходимо руководствоваться другими нормативно-техническими документами, которые установлены в порядке региональных норм и правил, регламентирующих требования пожарной безопасности.

Подрядчик работ отвечает за пожарную безопасность на объекте строительства в течение всего времени оговоренного контракта.

Ответственных за пожарную безопасность назначает руководитель объекта. Персональная ответственность возлагается на руководителей объекта в соответствии с действующими законодательствами.

Все работники независимо от стажа и вида работ допускаются к работе после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении службы, специфики работ, должны пройти дополнительное обучение по тушению и предупреждению пожаров в местах проведения работ в порядке, установленным руководителем работ.

Силовые блоки, буровая установка, электростанции, насосные станции, служебно-бытовые и производственно-складские помещения, а также территория местоположения указанных помещений и обязаны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения.

						Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работодатель обязан обеспечить объект средствами пожаротушения, а работник в свою очередь должен пройти обучение по работе с такими средствами.

Специализированная техника (тракторы, автомашины, буровой инструмент) укомплектовывается различными ручными порошковыми, углекислотными огнетушителями.

На участке производства буровых работ должны выделяться специальные места для курения, которые в свою очередь оборудованы урнами для окурков.

Пропитанные маслом, дизельным топливом, бензином материалы должны собираться в специальные металлические тары (бачки, ящики) с плотной крышкой. По окончании работ тара с использованным материалом должна транспортироваться в места утилизации.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Расчет выделений (выбросов) загрязняющих веществ в процессе сварки.

Наименование	Расчетный параметр		
Наименование	характеристика, обозначение	единица	значение

сварка сталей

Удельный показатель выделения загрязняющего вещества

"х" на единицу массы расходующих сырья и материалов,

K_m^x :

диЖелезо триоксид (Железа оксид)	г/кг	10,69
Марганец и его соединения	г/кг	0,92
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	г/кг	1,5
Углерод оксид	г/кг	13,3
Фтористые газообразные соединения	г/кг	0,75
Фториды неорганические плохо растворимые	г/кг	3,3
Пыль неорганическая, содержащая 70-20% SiO ₂	г/кг	1,4
Расход сварочных материалов всего за год	кг	600
Расход сварочных материалов за период интенсивной работы	кг	4

Количество загрязняющих веществ определяется по формуле:

$$M_{bi} = B \cdot K_m^x \cdot 10^{-3}, \text{ кг/ч}$$

где **B** - расход применяемых сырья и материалов (исходя из количества израсходованных материалов и нормативного образования отходов при работе технологического оборудования), кг/ч;

K_m^x - удельный показатель выделения загрязняющего вещества "х" на единицу массы расходуемых сырья и материалов, г/кг.

диЖелезо триоксид (Железа оксид)

$$M_{bi} = 10,69 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,01069 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,01069 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,00641 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,01069 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,00297 \text{ г/с}.$$

Марганец и его соединения

$$M_{bi} = 0,92 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,00092 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,00092 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,000552 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,00092 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,0002556 \text{ г/с}.$$

Азота диоксид (Азот (IV) оксид)

$$M_{bi} = 1,5 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,0015 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,0015 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,0009 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,0015 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,000417 \text{ г/с}.$$

Углерод оксид

$$M_{bi} = 13,3 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,0133 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,0133 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,00798 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,0133 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,003694 \text{ г/с}.$$

Фтористые газообразные соединения

$$M_{bi} = 0,75 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,00075 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,00075 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,00045 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,00075 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,0002083 \text{ г/с}.$$

Фториды неорганические плохо растворимые

$$M_{bi} = 3,3 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,0033 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,0033 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,00198 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,0033 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,000917 \text{ г/с}.$$

Пыль неорганическая, содержащая 70-20% SiO₂

$$M_{bi} = 1,4 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,0014 \text{ кг/ч};$$

$$M = 0,0014 \cdot 1 \cdot 600 \cdot 10^{-3} = 0,00084 \text{ т/год};$$

$$G = 10^3 \cdot 0,0014 \cdot 1 \cdot 1 / 3600 = 0,000389 \text{ г/с}.$$

Заключение

Результатом выполнения дипломного проекта стала разработка проекта строительства методом горизонтально-направленного бурения через р.Сим. Первоначально был проведен анализ аварийных разрушений действующих нефтепроводов. Представлены существующие методы прокладки нефтепроводов через естественные водные преграды. Далее был описан проектируемый объект в технической части. Представлены требования к выбору участков переходов и инженерные изыскания при сооружении трубопровода через водные преграды. К ним прилагается оборудование для выполнения работ, проектирование переходов и технология строительства перехода методом ГНБ. Так же был представлен расчет напряженного состояния трубопровода при протаскивании. И контроль качества изоляции.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены различные факторы, влияющие на окружающую среду, так же были рассчитаны выбросы загрязняющих веществ в процессе сварки.

В разделе финансовый менеджмент был произведен расчет затрат на строительство подводного перехода методом горизонтально-направленного бурения.

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Минин Д.М.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Рудаченко А.В.					104	
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б		
Н. Контр.								
Утв.		Рудаченко А.В.						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пос. для вузов //П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др. – М.: Высш. шк. 1999. – 318 с
2. Ильин А.М., Антипов В.Н. Безопасность труда на открытых горных работах. – М.: Недра, 1995. – 265 с.
3. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
4. ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования
5. ГОСТ 31192.1 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
6. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования к безопасности
7. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
8. ГОСТ 17.4.3.02-85 Правила производства земляных работ
9. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
10. ГОСТ 12.0.003-74* Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
11. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве (часть 1). Общие требования
12. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве (часть 2). Общие требования

					«Способы сооружений трубопроводных переходов через естественные водные преграды»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Минин Д.М.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Рудаченко А.В.					105	
Реценз.						ТПУ ТХНГ Группа 2Б2Б		
Н. Контр.								
Утв.		Рудаченко А.В.						

13. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями №1,2)
14. СТО НОСТРОЙ 15 – 2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения-.:М- 2012
15. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности
16. ГОСТ 12.3.009-76 Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
17. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация
18. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
20. ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
21. ГОСТ Р 12.4.238-2007. Средства индивидуальной защиты глаз и лица при сварке и аналогичных процессах. М: Стандартинформ, 2008
22. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.12.2015) "Об отходах производства и потребления"
23. . Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
24. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
25. Постановление Правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (ред. от 14.04.2014) "Об утверждении Правил пожарной безопасности в

						Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

лесах"/

26. Пособие к СНИП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации "охрана окружающей среды". 1970.
27. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»;
28. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
29. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
30. СНиП 2.05.06-85* «Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы». /Госстрой СССР. – ММ.:ЦИТП Госстроя СССР, 1997.- 59с.
31. СНиП III-42-80* " Магистральные трубопроводы". /Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1997.-60 с.
32. СНиП 3.02.01-87 " Земляные сооружения, основания и фундаменты".
33. СНиП 2.06.04-82* " Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения".
34. СНиП III-4-80* " Техника безопасности строительства" М., Стройиздат, 1983;
35. ВСН 004-88 . Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. /Миннефтегазстрой.-М.: ВНИИСТ, 1990.- 102С.
36. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов , МНП, ВНИИСПТнефть, 1984СНИП II-28-73.
37. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов . Противокоррозионная и тепловая изоляция.
38. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы./Миннефтегазстрой.-М.: ВНИИСТ, 1990.-103 с.

39. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов .Сварка. /Миннефтегазстрой.-М.: ВНИИСТ, 1990.-216 с.
40. ВСН 006-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов . Конструкции и балластировка. /Миннефтегазстрой.- М.: ВНИИСТ, 1990.-50 с.
41. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов . Очистка полости и испытание. /Миннефтегазстрой.-М.: ВНИИСТ, 1989.-112с.
42. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ".МНГС,1990.
43. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды.
44. ППБ 01-93 "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ",ГУГПС МВД РФ, 1994 г
45. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов “АКТранснефть”, 1992 г.
46. РД 39-00147105-015-98 "Правило капитального ремонта магистральных нефтепроводов", Транстек,1998.
47. РД 39- 00147105-004-94 "Инструкция по применению и нанесению покрытия "Пластобит-40" на наружную поверхность магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов при строительстве в капитальном ремонте" ,Уфа,ИПТЭР,1994.
48. РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
49. РД102-011-89 "Охрана труда. Организационно-методические документы." М., ВНИИСТ, 1989.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

50. ГОСТР 51164-98 . Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования по защите от коррозии.
51. ГОСТ 7512-82*. Контроль не разрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
52. ГОСТ 12.3.009-76*. "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов." М., Металлургия, 1983.,
53. "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей." М., Энерго-атомиздат, 1986.
54. ГОСТ 12.3.004-75* "ССБТ. Работы электросварочные. Общие требования безопасности ", " Санитарных правил при сварке, наплавке и резке металлов." М., Медицина
55. 12.3.016-87 "ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности."
56. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин . Б12 Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учебное пособие для вузов.-М.: Недра, 1995.-246 с.:ил.
57. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С.,Азметов Х.А. Г94 Капитальный ремонт подземных нефтепроводов-М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999.-525 С.: ил.

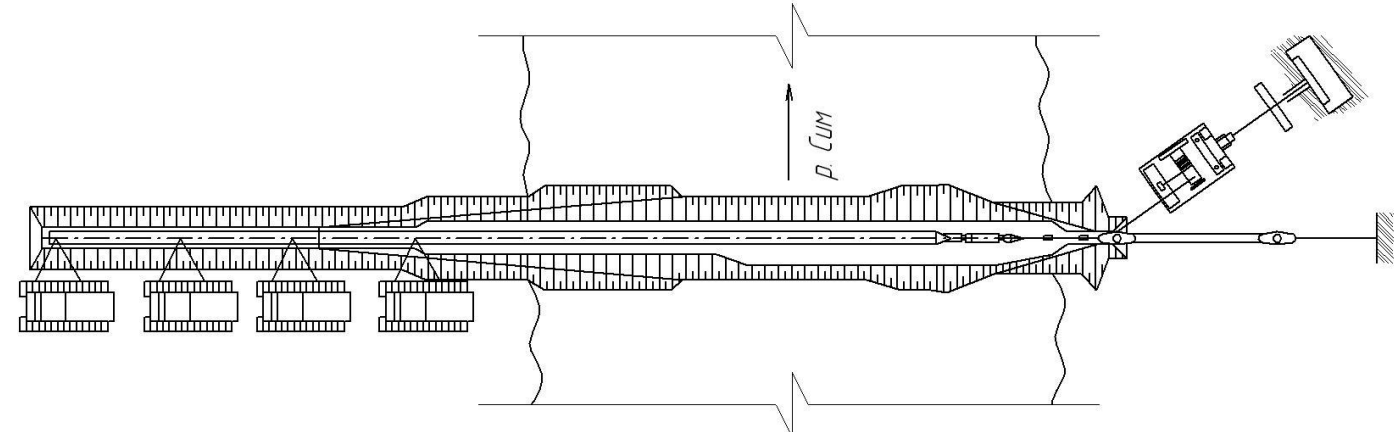
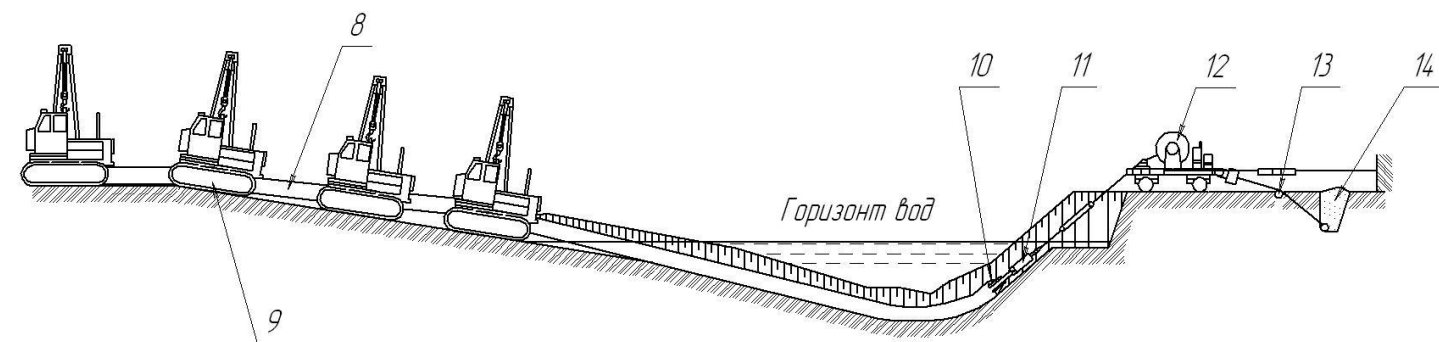
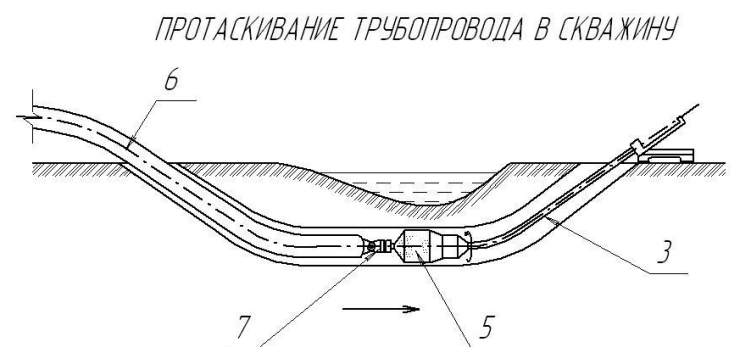
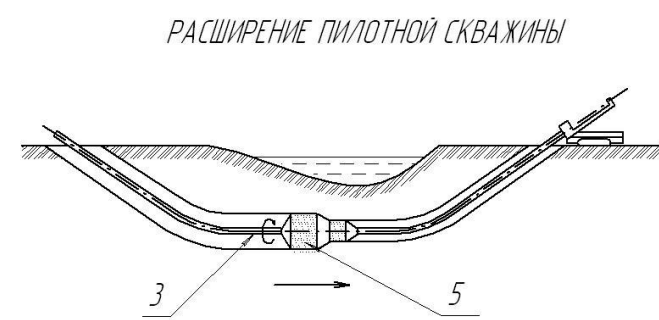
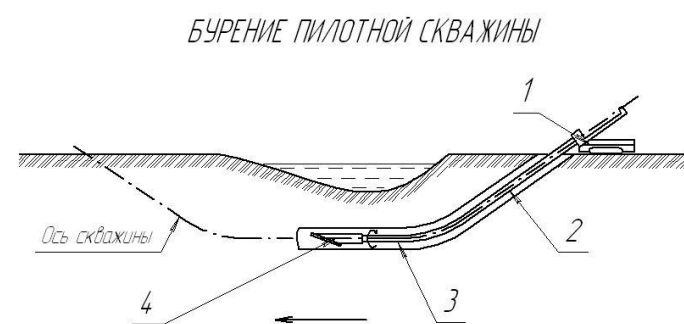
ПРИЛОЖЕНИЯ

						Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

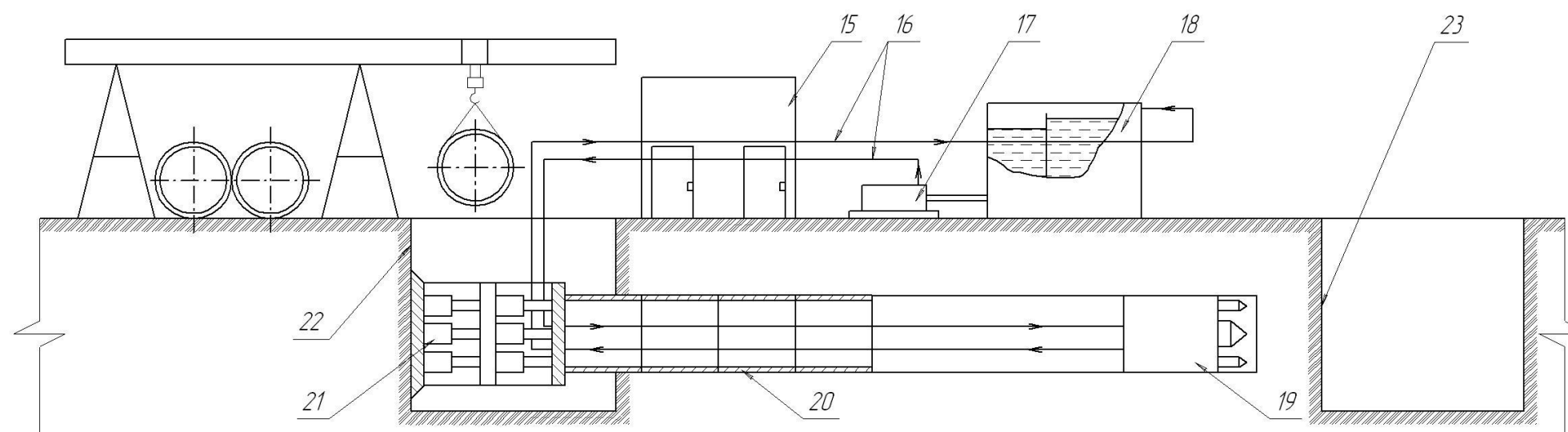


Карта-схема района расположения участка проектирования

МЕТОД ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ УКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА ПРОТАСКИВАНИЕМ ПО ДНУ



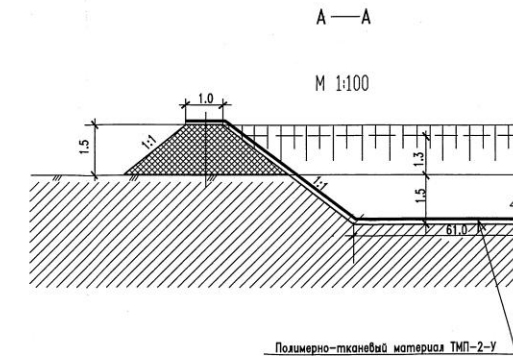
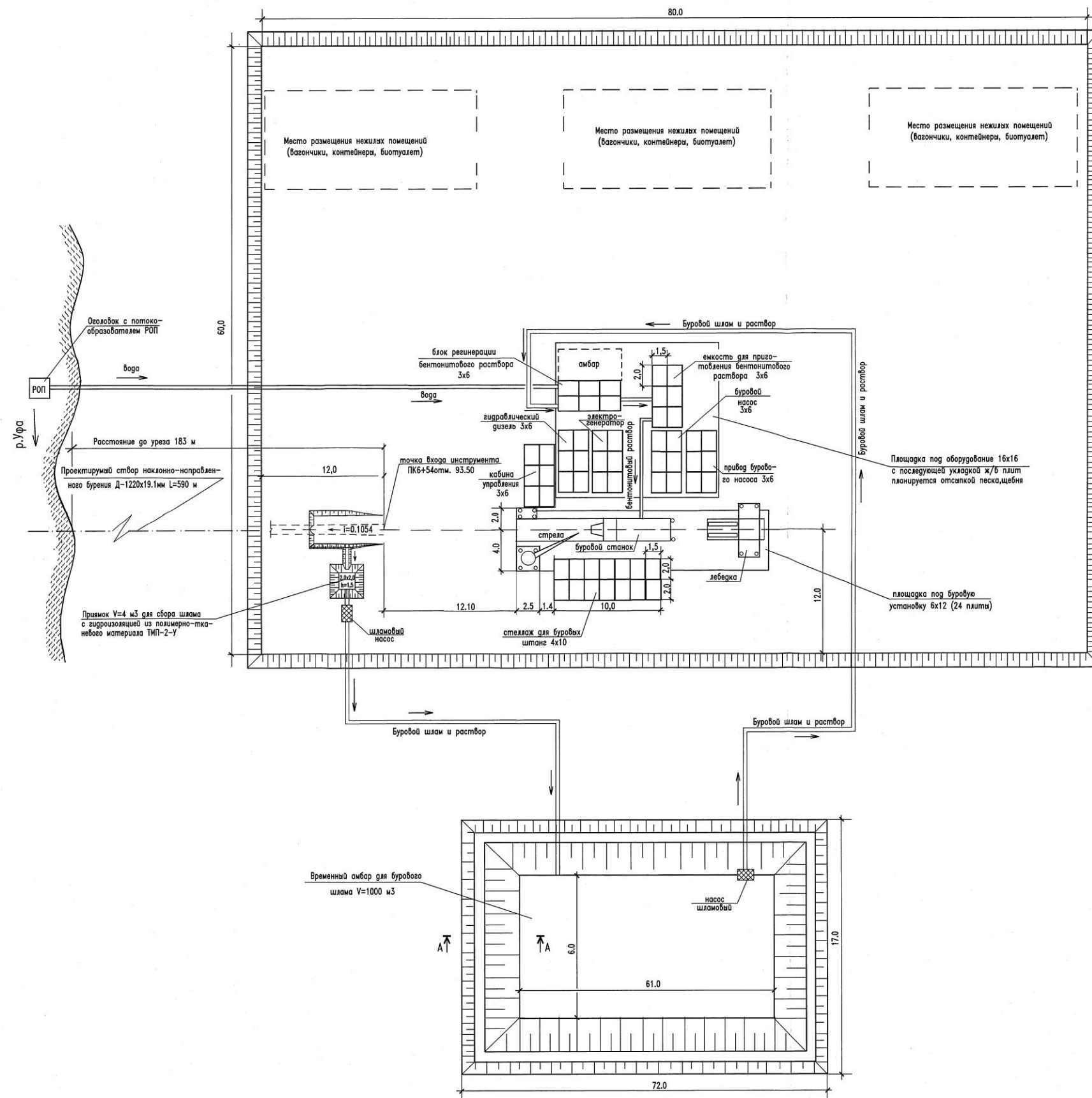
МЕТОД МИКРОТОННЕЛИРОВАНИЯ



Поз.	Наименование	Кол.	Примеч.
1	Установка буровая	1	
2	Скважина	1	
3	Коланна буровых штанг	1	
4	Головка буровая	1	
5	Расширитель	1	
6	Трубопровод протаскиваемый	1	
7	Вертушка	1	
8	Трубопровод огутованный и забитый	1	
9	Трубоукладчик	1	
10	Оголовок трубопровода	1	
11	Устройство подъемное	1	
12	Лесовод тягловая	1	
13	Брус направляющий	2	
14	Устройство анкерное	1	
15	Установка силовая и пульт управления	1	
16	Трубопроводы бурового раствора	2	
17	Насос	1	
18	Контейнер-отстойник	1	
19	Шит тоннельпроходческий	1	
20	Кольцо железобетонное	1	
21	Демкрат гидравлический	1	
22	Шахта стартовая	1	
23	Шахта приемная	1	
24			

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Методы сооружения подводных переходов	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.								
Проект.								
Инж.пр.								
Упр.								

Изм. № 1
12/17/77



Для сооружения площадки предусмотрено устройство покрытие из щебня $h=0.1$ м с укладкой железобетонных плит ПД 20.15-17 серии 3.503.1-93.1-3 размером $2 \times 1.5 \times 0.21$ под буровую установку и вспомогательное оборудование.

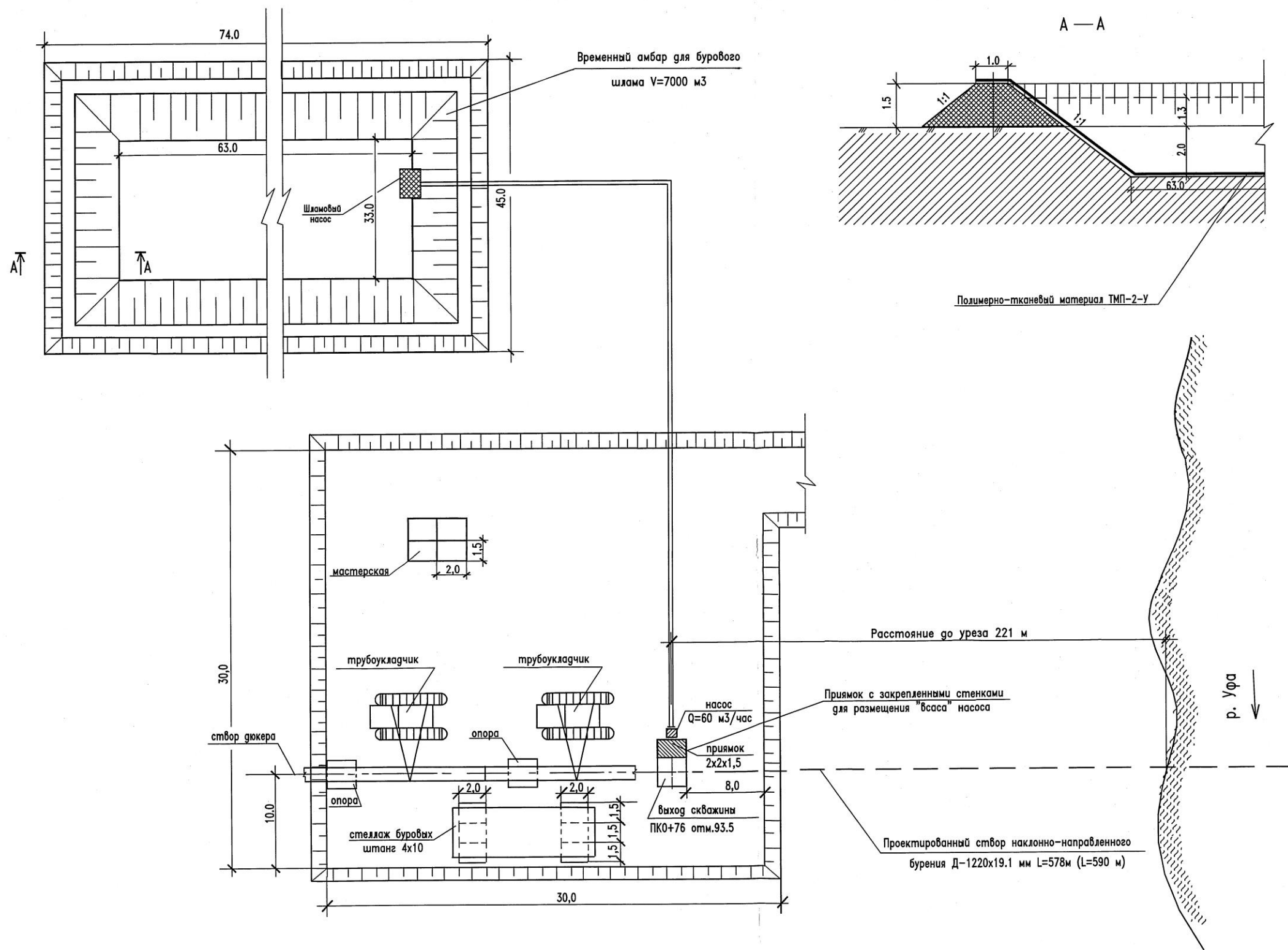
Техническая площадка для абтранспорта предусматривается вне охранной зоны реки на расстояние более 500 метров от уреза реки.

Забор воды осуществляется с помощью оголовка с потокообразователем РОП, оборудованного сеткой размером ячеек 3.0×3.0 мм, перфорированной всасывающей трубой, водоподводящим трактом и водоприемной трубой.

Г.0.000.40147.00.000-1					
Замена подводного перехода МН УБКЦА через р. Уфа на 1519 км (осн. нитка) методом ННБ					
Изм.	Кол.	Лист	Мас.	Подпись	Дата
Нач. отдела	Назимова	04.04			
Н. контр.	Гарасимов	04.04			
Проверил	Панов	04.04			
Нап. группы	Бузова	04.04			
Разработ.	Орлова	04.04			
Линейная часть				Стация	Лист
				Р	5
Монтажная площадка №1 для установки бурового оборудования. Начало бурения.				ОАО	
				Гипротрубопровод	

Изм. № 12/17/77

Монтажная площадка №1 для установки бурового оборудования. Начало бурения.



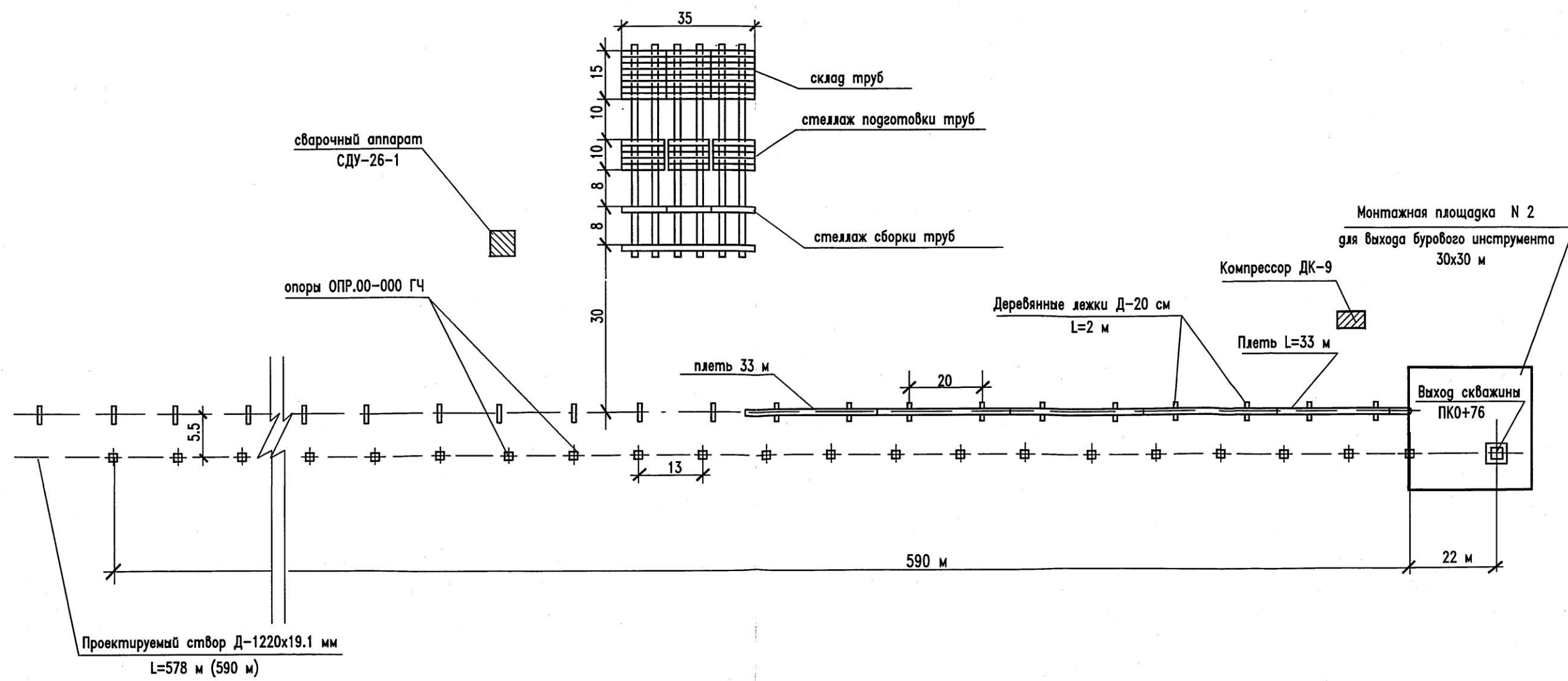
Для сооружения площадки предусмотрено устройство покрытие из щебня $h=0.1$ м с укладкой железобетонных плит ПД 20.15-17 серии 3.503.1-93.1-3 размером $2 \times 1.5 \times 0.21$ под оборудование.

Все размеры на чертеже приведены в метрах.

						Г.0.000.40147.00.000-Л			
						Замена подводного перехода МН УБКУА через р. Уфа на 1519 км (осн. нитка) методом ННБ			
Изм.	Колыч	Лист	И.док.	Подпись	Дата				
Нач.отдела	Назмова			<i>Назмова</i>	04.04	Линейная часть	Стадия	Лист	
Н. контр.	Герасимова			<i>Герасимова</i>	04.04		Р	6	
Проверил	Панов			<i>Панов</i>	04.04	Монтажная площадка №2 для выхода бурового инструмента.		Листов	
Нап.группы	Бузыева			<i>Бузыева</i>	04.04				0А0
Разработал	Орлова			<i>Орлова</i>	04.04				

Изм. № 127177

Монтажная площадка №2 для выхода бурового инструмента



Все размеры на чертеже приняты в метрах.

Инв. N подл.	127177
Подпись и дата	
Взам. инв. N	

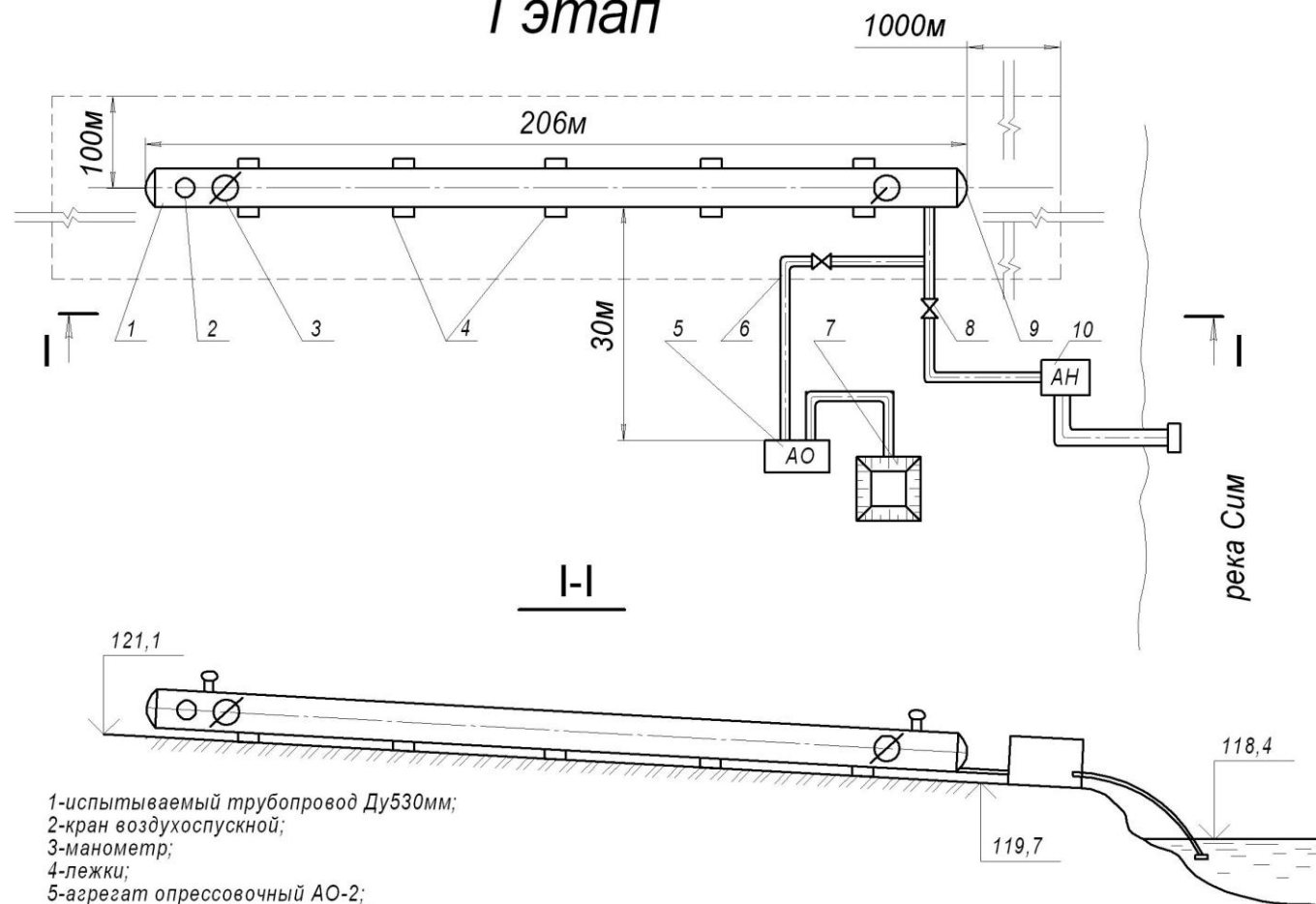
Г.0.000.40147.00.000-Л					
Замена подводного перехода МН УБКЧА через р. Уфа на 1519 км (осн. нитка) методом ННБ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Н.док.	Подпись	Дата
Нач.отдела	Наумова				04.04
Н. контр.	Герасимова				04.04
Проверил	Панов				04.04
Нач. группы	Бузуева				04.04
Разработ.	Орлова				04.04
Линейная часть			Стадия	Лист	Листов
Монтажная площадка N 3 для сборки дюкера			Р	7	
			ОАО "Гипротрубопровод"		

Инв. N 127177

Монтажная площадка №3 для сборки дюкера

Гидравлическое испытание трубопровода

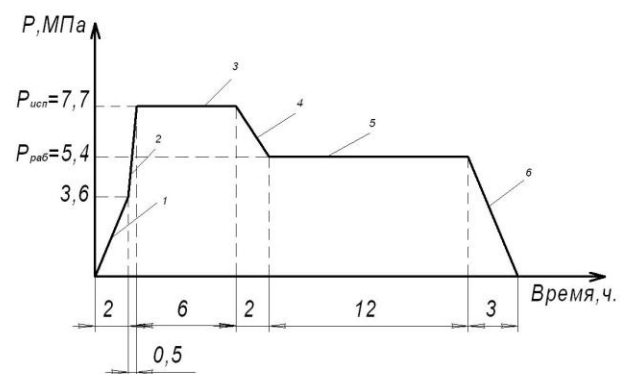
I этап



- 1-испытываемый трубопровод Ду530мм;
- 2-кран воздушнопустной;
- 3-манометр;
- 4-лежки;
- 5-агрегат опрессовочный АО-2;
- 6-наполнительный трубопровод;
- 7-емкость для воды;
- 8-задвижка;
- 9-сферическая заглушка;
- 10-агрегат наполнительный АН-151.

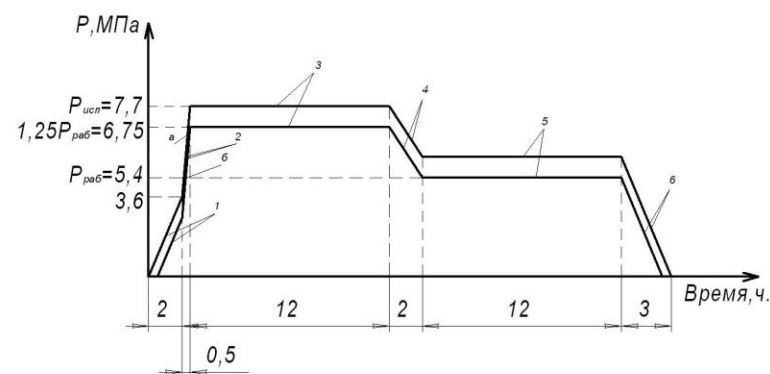
Диаграмма гидравлического испытания

I этап



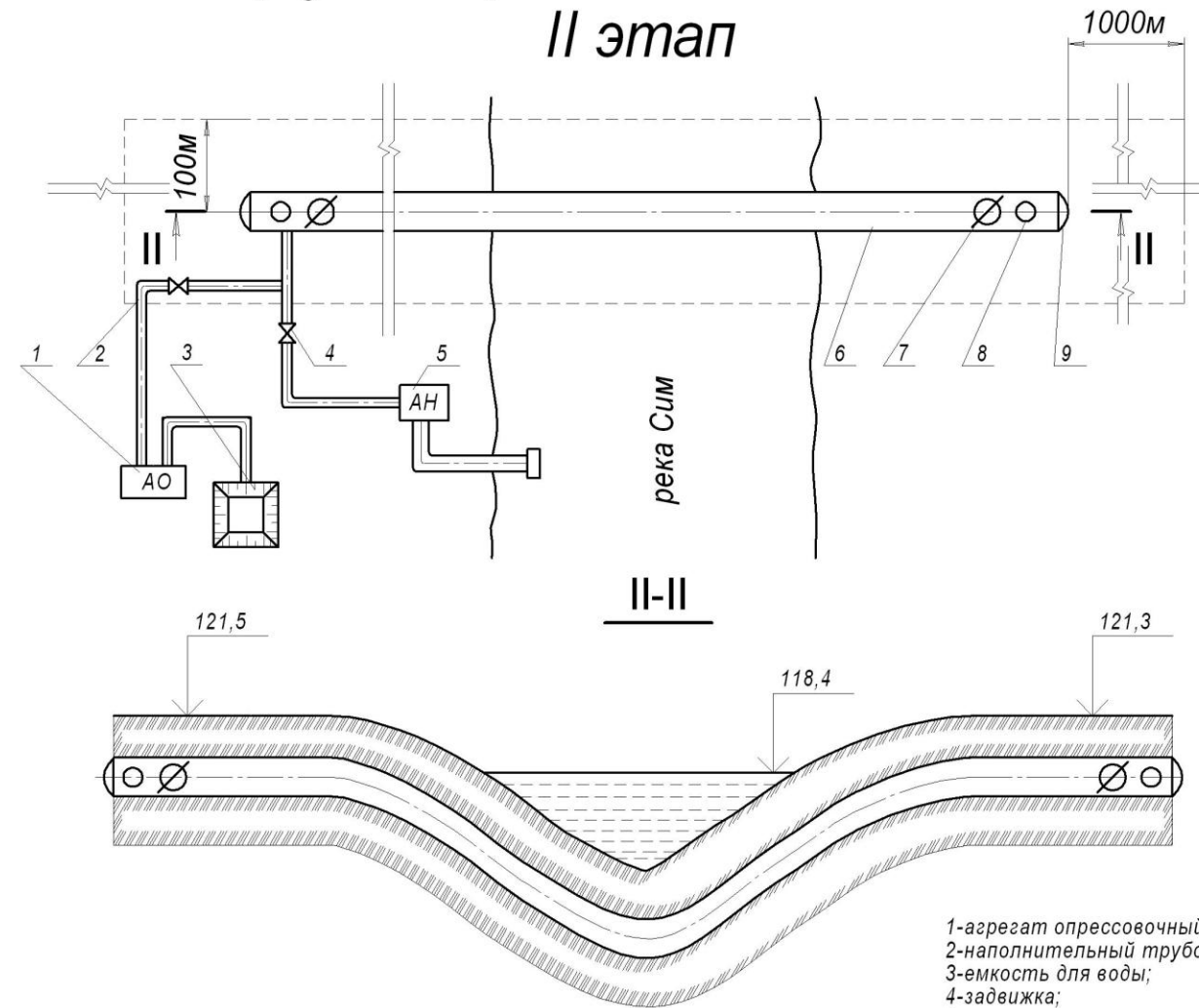
- 1-заполнение газопровода водой и повышение давления АН;
- 2-повышение давления до $P_{исп}=7,7$ МПа АО;
- 3-испытание на прочность;
- 4-снижение давления;
- 5-проверка на герметичность;
- 6-сброс давления.

II этап



- 1-заполнение газопровода водой и повышение давления АН;
- 2-повышение давления до $P_{исп}=7,7$ МПа АО;
- а-в нижней точке газопровода $P_{исп}=7,7$ МПа;
- б-в верхней точке газопровода $P_{исп}=1,25P_{раб}$;
- 3-испытание на прочность;
- 4-снижение давления;
- 5-проверка на герметичность;
- 6-сброс давления.

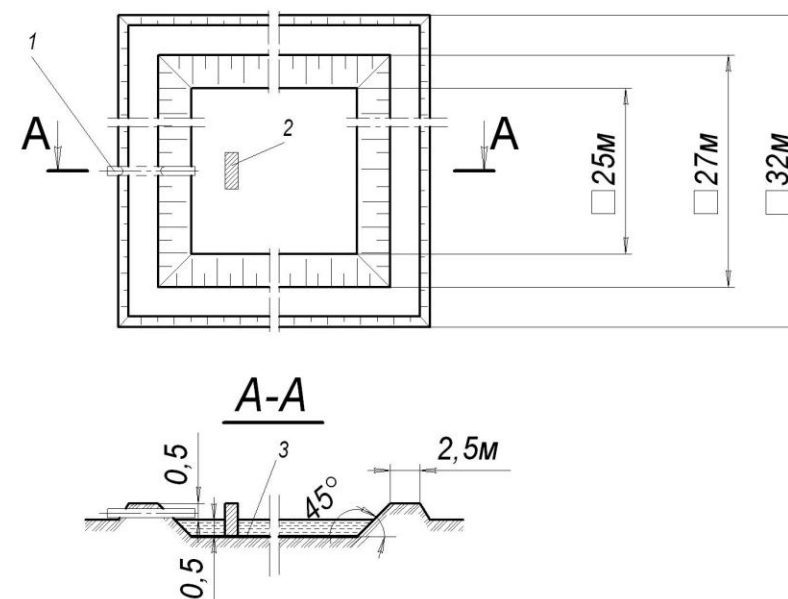
II этап



- 1-агрегат опрессовочный АО-2;
- 2-наполнительный трубопровод;
- 3-емкость для воды;
- 4-задвижка;
- 5-агрегат наполнительный АН-151;
- 6-испытываемый трубопровод Ду530мм;
- 7-манометр;
- 8-кран воздушнопустной;
- 9-сферическая заглушка.

Амбар для слива воды

M1:500



- 1-сливная труба;
- 2-водоотбойная стенка;
- 3-мягкий вкладыш из бензостойкого материала.

Гидравлическое испытание трубопровода