

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ /А. Н. Сокольников

« » 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом
горизонтально-направленного бурения

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

М. Е. Сиско

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом
горизонтально направленного бурения»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения» содержит 90 страниц, 48 использованных источников, 6 листов графического материала.

СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕХОДА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ, ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ.

Объект проектирования: подводный переход магистрального нефтепровода.

Цель данной дипломной работы: определение основных параметров и факторов расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить технологию перехода трубопровода через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения;
- провести анализ характеристик района строительства трубопровода;
- определить основные параметры и выполнить технологический расчет подводного перехода магистрального трубопровода;
- вычислить экономические затраты на сооружение подводного перехода магистрального трубопровода.

В настоящей бакалаврской работе проведен анализ технологии перехода магистрального нефтепровода через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения; определены основные параметры для расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения; рассчитан профиль скважины перехода,

определены весовые характеристики трубопровода и параметры спусковой дорожки; подобрано необходимое оборудование для строительства рассчитанного перехода.

Раздел «Экономическая часть» содержит расчеты единовременных капитальных затрат на строительство подводного перехода магистрального нефтепровода.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 8 |
| Основная часть..... | 10 |
| 1 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия..... | 10 |
| 1.1 Общие положения..... | 10 |
| 1.2 Подводные переходы трубопроводов через водные преграды..... | 10 |
| 1.3 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги..... | 12 |
| 1.4 Надземная прокладка переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия..... | 12 |
| 2 Технологии прокладывания трубопроводов через естественные и искусственные препятствия..... | 14 |
| 2.1 Технологии надземной прокладки..... | 14 |
| 2.2 Технология подземного перехода трубопровода под железными и автомобильными дорогами..... | 16 |
| 2.2.1 Метод прокола..... | 16 |
| 2.2.2 Метод продавливания | 17 |
| 2.2.3 Метод горизонтально-направленного бурения..... | 17 |
| 2.3 Технология прокладывания трубопроводов через водные преграды..... | 18 |
| 3 Технология прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения..... | 20 |
| 3.1 Общие положения..... | 20 |
| 3.1.1 Инженерно-геологические изыскания..... | 20 |
| 3.1.2 Инженерно-геодезические изыскания..... | 21 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.1.3 | Инженерно-гидрометеорологические изыскания..... | 21 |
| 3.1.4 | Инженерно-экологические изыскания..... | 22 |
| 3.1.5 | Инженерно-геотехнические изыскания..... | 22 |
| 3.2 | Общее описание технологии..... | 22 |
| 4 | Основные характеристики района строительства..... | 27 |
| 4.1 | Анализ исходных данных..... | 27 |
| 4.2 | Административное расположение..... | 29 |
| 4.3 | Климатическая характеристика..... | 30 |
| 4.4 | Гидрологическая характеристика..... | 31 |
| 5 | Проектирование и строительство подводного перехода трубопровода..... | 32 |
| 5.1 | Основные технические решения..... | 32 |
| 5.2 | Проектирование подводного перехода..... | 33 |
| 5.2.1 | Расчет профиля скважины..... | 33 |
| 5.2.2 | Расчет весовых характеристик трубопровода..... | 40 |
| 5.2.3 | Расчет спусковой дорожки..... | 43 |
| 5.2.4 | Проверка трубопровода на пластические деформации... | 49 |
| 5.3 | Обустройство стройплощадок..... | 52 |
| 5.4 | Бурение пилотной скважины..... | 53 |
| 5.5 | Расширение скважины..... | 54 |
| 5.6 | Протягивание трубопровода в скважину..... | 55 |
| 5.7 | Буровой раствор..... | 56 |
| 6 | Безопасность и экологичность..... | 59 |
| 6.1 | Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ..... | 59 |
| 6.2 | Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ..... | 60 |
| 6.3 | Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования..... | 62 |

| | |
|---|----|
| 6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса..... | 63 |
| 6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности..... | 64 |
| 6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях..... | 65 |
| 6.7 Экологичность проекта..... | 66 |
| 7 Экономическая часть..... | 69 |
| 7.1 Расчет капитальных затрат..... | 69 |
| 7.2 Расчет эксплуатационных затрат..... | 73 |
| Заключение..... | 84 |
| Список сокращений..... | 85 |
| Список использованных источников..... | 86 |

ВВЕДЕНИЕ

При сооружении проектируемых и реконструируемых трубопроводов, транспортирующих углеводородное сырье, одним из ключевых вопросов является переход трубопровода через естественные и искусственные препятствия. Для преодоления их требуются особые устройства, а сооружение производят методами, отличающимися от обычных.

К естественным и искусственным препятствиям относятся реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги, коридоры инженерных сетей и коммуникаций, а также особо охраняемые экологические объекты.

Необходимость сооружения переходов вызвана тем, что обход препятствия по более длинному маршруту может повлечь за собой дополнительные трудовые, временные и финансовые затраты.

Существуют два основных способа прокладки трубопроводов в данных условиях – траншейный и бестраншейный.

В России активно развивается строительство бестраншейных подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ). Принцип данной технологии заключается в создании скважины под руслом реки, в которую в последствии будет протянут трубопровод. Данный метод позволяет провести трассу на глубинах полностью исключаящую возможность размыва грунта вокруг трубопровода и его всплытие на поверхность.

Цель данной дипломной работы: определение основных параметров и факторов расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– изучить технологию перехода трубопровода через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения;

- провести анализ характеристик района строительства трубопровода;
- определить основные параметры и выполнить технологический расчет подводного перехода магистрального трубопровода;
- вычислить экономические затраты на сооружение подводного перехода магистрального трубопровода.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные преграды

1.1 Общие положения

В настоящее время трубопроводы, проходящие через естественные и искусственные препятствия, имеют два основных вида перехода: траншейный и бестраншейный. К бестраншейным методам перехода прежде всего относятся: надземная прокладка, метод «прокола», метод «продавливания» метод горизонтально-направленного бурения.

Перед выбором метода прокладки трубопровода необходимо провести технические и экономические расчеты. Расчеты дают четкое обоснование к правильному выбору того или иного метода способа прокладки [1].

1.2 Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

Линейная часть магистрального трубопровода, проходящая через водную преграду, называется подводным переходом. Данный конструктивный элемент линейной части магистрального трубопровода является потенциально опасным участком, поэтому были составлены нормативно-технические документы, нормирующие порядок его сооружения и правил эксплуатации. К основным нормативно-техническим документам относятся: СП 36.13330,2012 [1], СП 284.1325800,2016 [2], СП 341.1325800,2017 [3].

Трубопровод, уложенный по дну или ниже отметок дна водоема называется подводным, к нему также относится трубопровод, проложенный на участке поймы реки.

Переход трубопровода через водную преграду необходимо проектировать на основании гидрологических и инженерных изысканий с

учетом опыта эксплуатации и сооружения ранее проложенных подводных переходов на ближайших территориях к проектируемому переходу, осведомленности о гидротехнических сооружениях, способных повлиять на режим водной преграды в месте перехода и требований по охране рыбных ресурсов.

Границами подводных переходов трубопровода являются:

- для основной нитки многониточного перехода участок – это береговая запорная арматура;

- для резервной нитки многониточного перехода – это затворы камеры пуска и камеры приема средств очистки и диагностики. Диаметр резервной нитки определяется проектной документацией;

- уровень, до которого вода в водоеме поднимается не чаще 10 раз за 100 лет [1].

Подводные переходы следует проектировать на прямолинейных участках с пологими и неразмываемыми берегами русла, желательно в месте наименьшей заливаемой пойменной части реки.

При построении профильной трассы трубопровода необходимо учитывать рельефную структуру русла, дна и берегов реки, а также допустимый радиус изгиба трубопровода.

При прокладке трубопровода через болота рекомендуется проектировать переход с минимальным числом поворотов и на минеральном основании.

Резервная нитка трубопровода, транспортирующая вязкую нефть необходима при ширине водной преграды 75 м и более.

Резервная нитка подводного перехода обязательно предусматривает наличие КПП СОД, которые располагаются не ниже отметок ГВВ 10% обеспеченности. На берегах горных рек КПП СОД находятся не ниже отметок горизонта высоких вод 2% обеспеченности и вне пределов водоохранной зоны [2].

Согласно СНиП 2.05.06 – 85* [4] подводные переходы трубопроводов делятся на три группы сложности в зависимости от ширины водного объекта.

1.3 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

Трубопровод, проходящий через железные и автомобильные дороги как правило являются подземными.

Железные и автомобильные дороги с покрытием капитального и облегченного типов, прокладываются в защитном футляре из стальных труб, либо в тоннеле.

Заглубление трубопровода, уложенного под железной дорогой, не может быть менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра.

Заглубление трубопровода, уложенного под автомобильными дорогами, не может быть менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

Трубопровод, уложенный при условии, когда защитных футляров нет, вышеуказанные глубины следует принимать до верхней образующей трубопровода [5].

1.4 Надземная прокладка переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

Надземной прокладкой трубопровода называют линейный участок магистрального трубопровода, проходящий над поверхностью земли, и предусматривается при прохождении нитки на неустойчивых и трудноизвлекаемых грунтах [1].

Надземные переходы проектируются с учетом продольных перемещений трубопровода в местах их выхода из грунта и в согласии со СНиП 2.05.06 – 85* [4].

Классификация надземных переходов представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Классификация надземных переходов

2 Технологии прокладывания трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

2.1 Технология надземной прокладки

Границами надземного перехода трубопровода через водную преграду являются участки трубопровода проходящие под землей на расстоянии 50 м от выхода трубопровода из земли и сам надземный участок.

Схемы надземных переходов через естественные и искусственные преграды показаны на рисунке 2.

Однопролетный балочный переход (рис. 2, а) ограничивается опорой на береговые опоры. Данный переход сооружается в следующем порядке: монтаж опор, монтаж трубопровода, укладывание трубопровода на опоры, нанесение на стыки антикоррозийного покрытия [6].

Арочный переход (рис. 2, б) трубопровода не имеет промежуточных опор и служит для компенсации температурных деформаций в трубопроводе. При монтаже арок трубопровод заранее гнется на станке по расчетной кривизне, далее арка приваривается, в совокупности со всеми необходимыми элементами, затем испытывается давлением, и в итоге прокладывают через преграду подъемом арки и прикреплением ее к опорам [7].

Многопролетный балочный переход (рис. 2, в) содержит схему П-, Г- или Z-образные компенсаторов.

Трапецевидный переход (рис. 2, г) схож с арочным, но при этом виде перехода компенсирование трубного расширения более значимо.

Самонесущая провисающая нить трубопровода (рис. 2, ж) имеет следующее устройство: нить цепляется к опорным устройствам, и труба принимает нагрузку от собственного веса и перекачиваемого нефтепродукта [7].

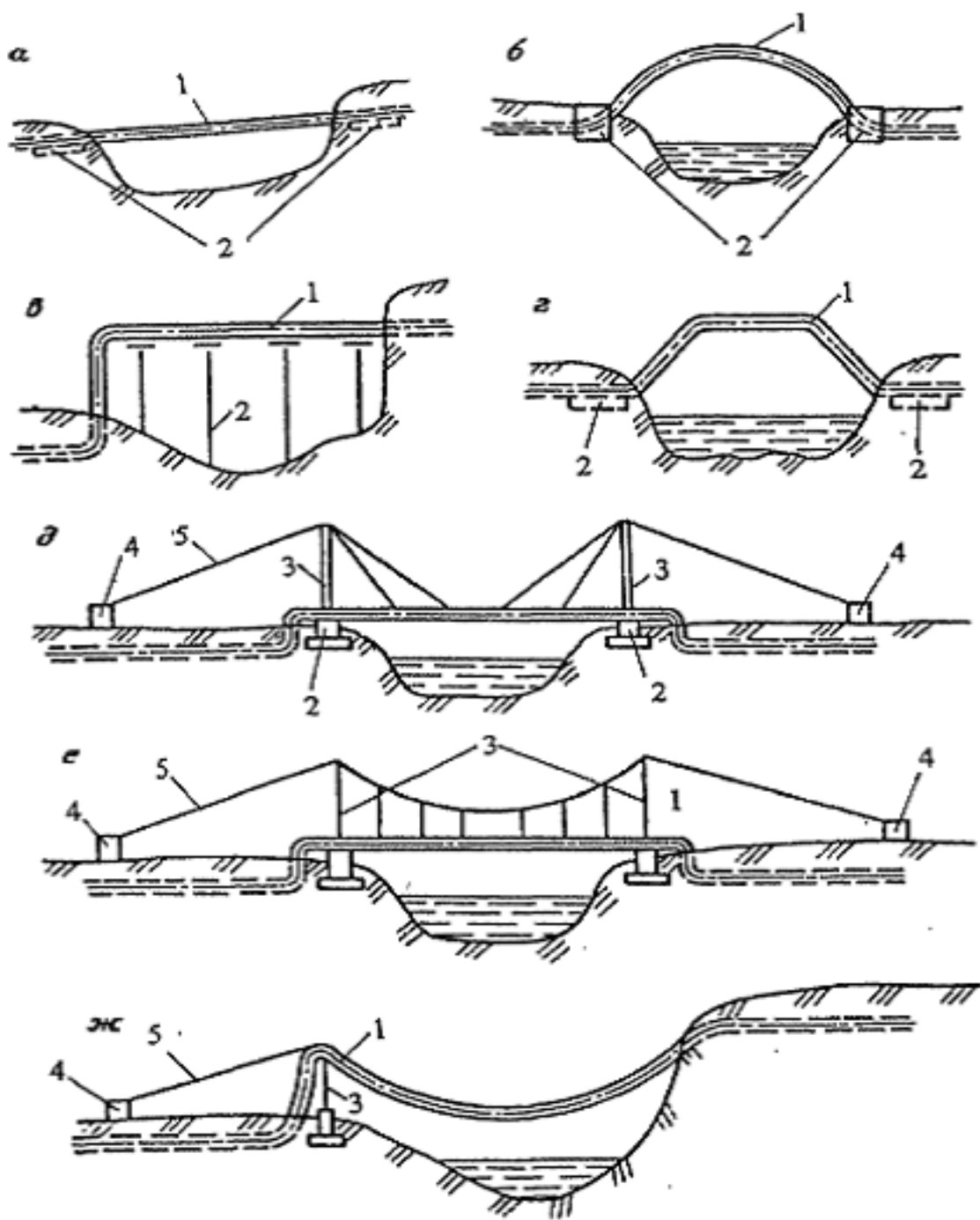


Рисунок 2 – Схемы надземных переходов через естественные и искусственные препятствия: а – однопролетный балочный переход; б – арочный переход; в – многопролетный балочный переход с компенсатором; г – трапецидальный переход; д – вантовый переход; е – висячий переход; ж – переход в виде самонесущей провисяющей нити

Вантовые переходы вместо опор имеют тросы, натяжение которых предотвращает провисание трубопровода. При сооружении данного перехода трос крепится с помощью пилонов и анкеров. Пилон имеет необходимую высоту для должного натяжения троса и возможности прохождения под переходом судов. При монтаже пилона используется трубоукладчик, либо кран, который устанавливает его на нужное место, далее при помощи полиспастов, закрепленных на несущем тросе на предельно возможных расстояниях, его поднимают на уровень подвесок и закрепляют их.

2.2 Технология перехода трубопровода под железными и автомобильными дорогами

Пересечение железных дорог и автодорог загруженностью которых свыше 1000 автомобилей в сутки строится бестраншейными методами.

Этапы построения перехода через железные и автомобильные дороги: подготовительные работы, включающие главным образом приемный и рабочий котлованы; прокладку кожуха под дорогой; протягивание трубопровода внутри кожуха.

Методами прокладки трубопровода под железными и автомобильными дорогами являются: прокалывание, продавливание и горизонтально-направленное бурение [7].

2.2.1 Метод прокола

Суть метода прокола: трубопровод проталкивается при помощи давления, создаваемого домкратами, опирающимися на заднюю стенку котлована, при этом передняя часть трубы имеет заостренный наконечник, диаметр, которого на 30 мм больше трубного диаметра.

Данный метод укладки отличается своей требовательностью к большим тяговым усилиям [6].

2.2.2 Метод продавливания

Метод продавливания отличается от метода прокола отсутствием заостренного наконечника, вместо этого трубопровод имеет открытый конец со специальным режущим кольцом, при продавливании которого грунт входит в него и удаляется.

При данном методе требуется относительно небольшая сила тяги.

2.2.3 Метод горизонтального бурения

Метод горизонтального бурения схематично изображен на рисунке 3.

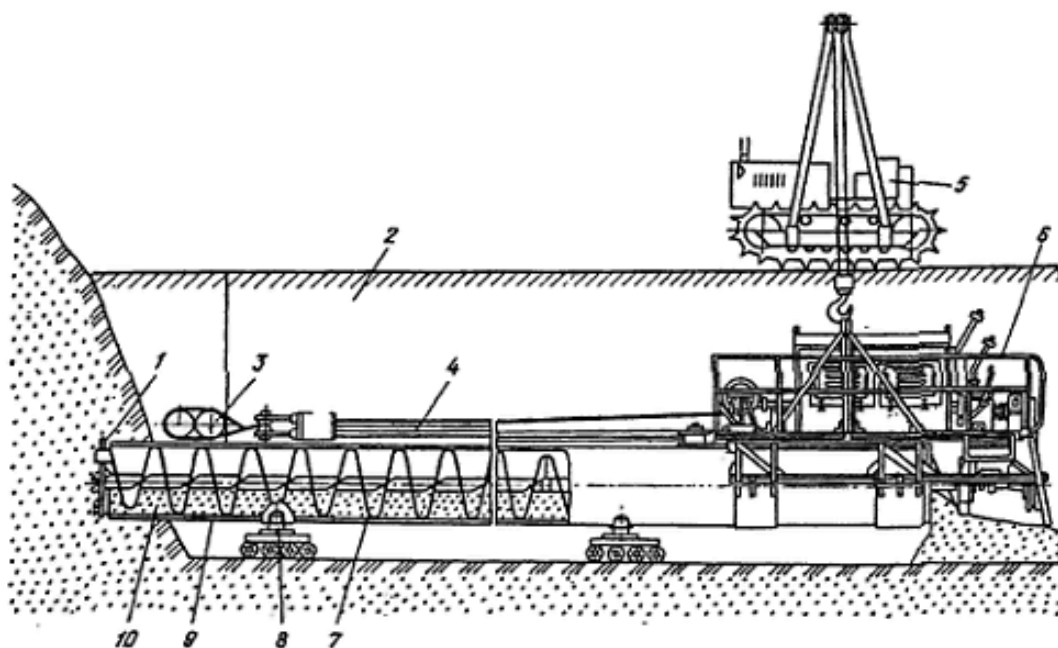


Рисунок 3 – Схема горизонтального бурения: 1 – буровой инструмент; 2 – рабочий котлован; 3 – опора; 4 – тросы; 5 – трубоукладчик; 6 – силовая установка; 7 – шнековый транспортер; 8 – ролики; 9 – прокладываемый кожух; 10 – разрабатываемый грунт

В рабочий котлован 2 на ролики 8 помещают прокладываемый кожух 9, внутри кожуха размещается шнековый механизм 7, на конце которого

установлен буровой инструмент 1. Другой конец шнекового механизма связан с силовой установкой 6, которая удерживается на весу трубоукладчиком 5. Подача шнекового механизма и кожуха вперед осуществляется с помощью лебедки, совмещенной с силовой установкой, усилие от которой передается через тросы 4 на опору 3. Буровой инструмент режет грунт впереди трубы, а шнековый механизм перемещает его по кожуху, из которого он высыпается в рабочий котлован [6].

2.3 Технология прокладки трубопровода через водные преграды

Схема подводного перехода показана на рисунке 4.

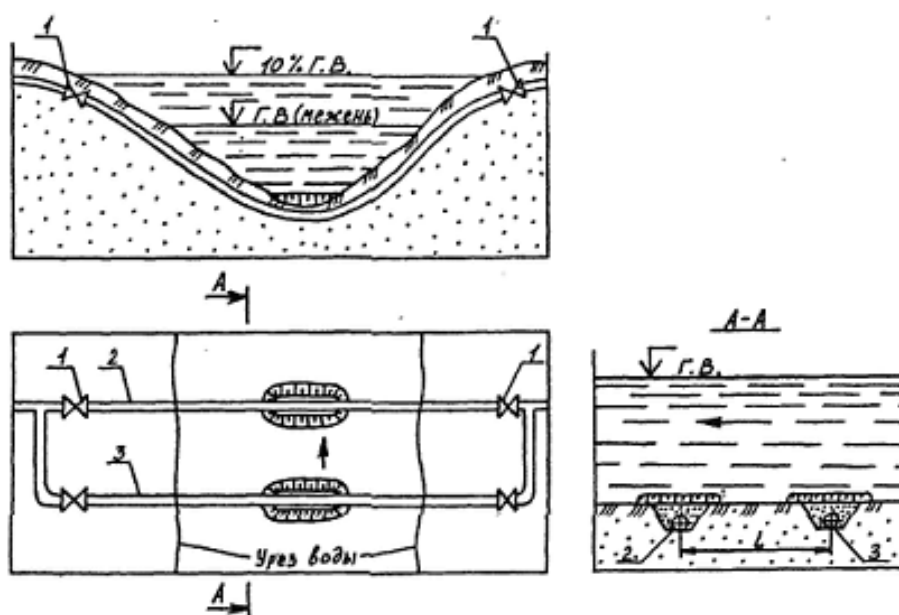


Рисунок 4 – Схема подводного перехода: 1 – отключающие устройства; 2 – основная нитка трубопровода; 3 – резервная нитка трубопровода

Резервные нитки предусматриваются при ширине преграды 75 м и более.

Этапы сооружения трубопровода через водную преграду: сварка трубопровода, нанесение антикоррозионного слоя, футеровка, балластировка и

укладывание трубопровода. Земляные работы под водой проводятся при помощи специальных землеройных машин.

Для балластировки используются железобетонные или чугунные пригрузки, а также покрытия из бетона или асфальтобетона.

Существует три способа укладки трубопроводов в подводные траншеи: протаскивание по дну, погружение с поверхности воды трубопровода полной длины и погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода [7].

3 Технология прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения

3.1 Общие положения

Проект сооружения трубопровода через естественные и искусственные препятствия методом ГНБ требует немалое количество подготовительных работ, включающие в себя прежде всего инженерные изыскания.

Инженерные изыскания включают в себя комплексное изучение природных условий района строительства и должны соответствовать требованиям СП 47.13330 [8] и СП 11-105 – 97 [9].

К инженерным изысканиям района сооружения подводного перехода относят:

- инженерно-геологические изыскания;
- инженерно-геодезические изыскания;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания;
- инженерно-экологические изыскания;
- инженерно-геотехнические изыскания.

3.1.1 Инженерно-геологические изыскания

Инженерно-геологические изыскания позволяют получить информацию для:

- технических и экономических расчетов;
- наиболее подходящего состава бурового раствора и оборудования;
- нахождения характеристик грунтов реки, а именно грунт русла и вероятности проницаемости бурового раствора при бурении скважины;
- грамотного проекта трассы бурения скважины.

В отчете инженерно-геологических изысканий содержатся данные о:

- физико-механических свойствах грунтов;
- уровне и режиме подземных вод.

После проведения инженерно-геологических изысканий все пустоты скважины необходимо заполнить цементным раствором.

При отсутствии возможности выполнения буровых работ в условиях плотной застройки, на участках, сложенных техногенными грунтами, стоит использовать методы геофизического обследования грунтов согласно МДС 11-21.2009 [10].

В ходе лабораторных исследований грунтов должны быть найдена информация о сопротивлении деформации грунта, его прочности и проницаемости, гранулометрическом составе, плотности частиц грунта, и других свойствах грунта, указанных в СП 11-105 – 97 [9] и необходимых для разработки технологии ГНБ.

3.1.2 Инженерно-геодезические изыскания

При инженерно-геодезических изысканиях проводится трассировочные работы и топографическая съемка, которая обеспечивает нахождение информации о существующих водоемах и сооружениях, рельефе местности и построении будущей территории строительной площадки для проведения монтажных работ.

Трассировочные работы служат для определения предварительного варианта трассы скважины [3].

3.1.3 Инженерно-гидрометеорологические изыскания

При инженерно-гидрометеорологических изысканиях получают следующие данные:

- горизонт высоких вод (далее – ГВВ) заданной обеспеченности;

- уровень межени водной преграды;
- размыве русла и деформаций берега на период эксплуатации трубопровода, проходящего через водную преграду;
- гидрологии и климате места перехода [3].

3.1.4 Инженерно-экологические изыскания

Инженерно-экологические изыскания проводят в соответствии со СП 47.13330 [8].

Проведённые изыскания должны давать полную информацию о экологической характеристике местности перехода и строительной площадки, которая необходима для определения будущего воздействия на окружающую среду работ по методу ГНБ и дальнейшей эксплуатации проложенной коммуникации [3].

3.1.5 Инженерно-геотехнические изыскания

Инженерно-геотехнические изыскания позволяют получить информацию о свойствах грунтов, используемых в качестве оснований сооружений и об устойчивости природных грунтовых массивов и откосов.

Инженерно-геотехнические изыскания выполняются в соответствии со СП 249.1325800 [11].

3.2 Общее описание технологии

Метод ГНБ проводится в 4 основных этапа:

- подготовка, организация и планирование;
- горизонтально-направленное бурение пилотной скважины;
- расширение скважины;

– протягивание трубопровода.

Первый этап – это подготовка, организация и планирование подразумевает инженерные изыскания.

Второй этап – это горизонтально-направленное бурение пилотной скважины. Согласно п.3.21 СП 341.1325800.2017 [3], пилотная скважина – это направляющая скважина, изображенная на рисунке 5. Для бурения пилотной скважины применяют передовой бур со сменными насадками для различных видов грунта. Изменение направления бурения осуществляется с помощью буровой лопатки, расположенной по центру передового бора.

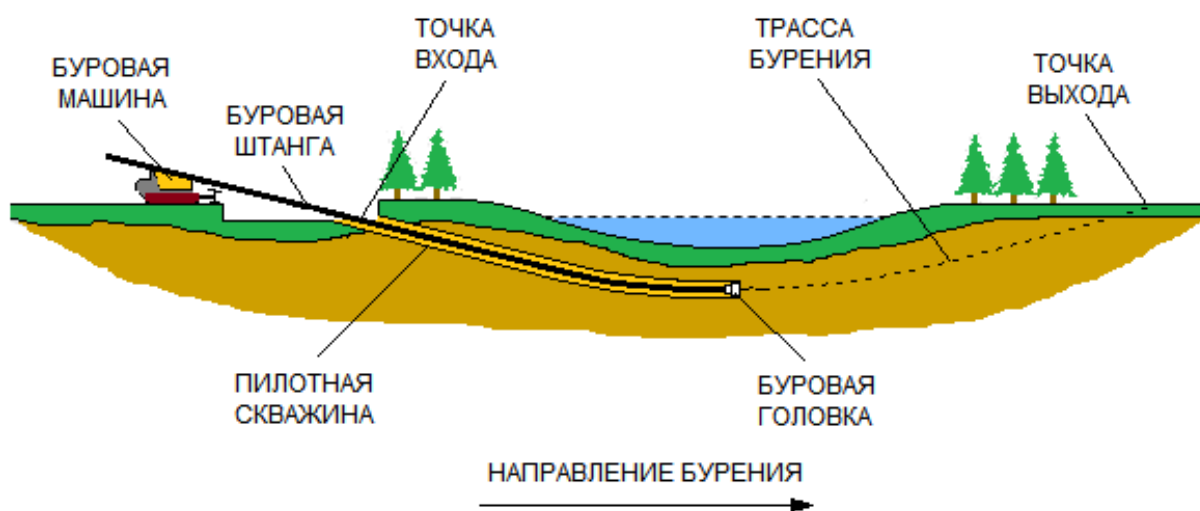


Рисунок 5 – Горизонтальное направленное бурение пилотной скважины

Третий этап – это расширение скважины. В этом этапе происходит замена буровой головки на расширитель, после чего буровая колонна с расширителем протаскивается через скважину в обратном направлении с одновременным вращением, этот этап схематически изображен на рисунке 6.

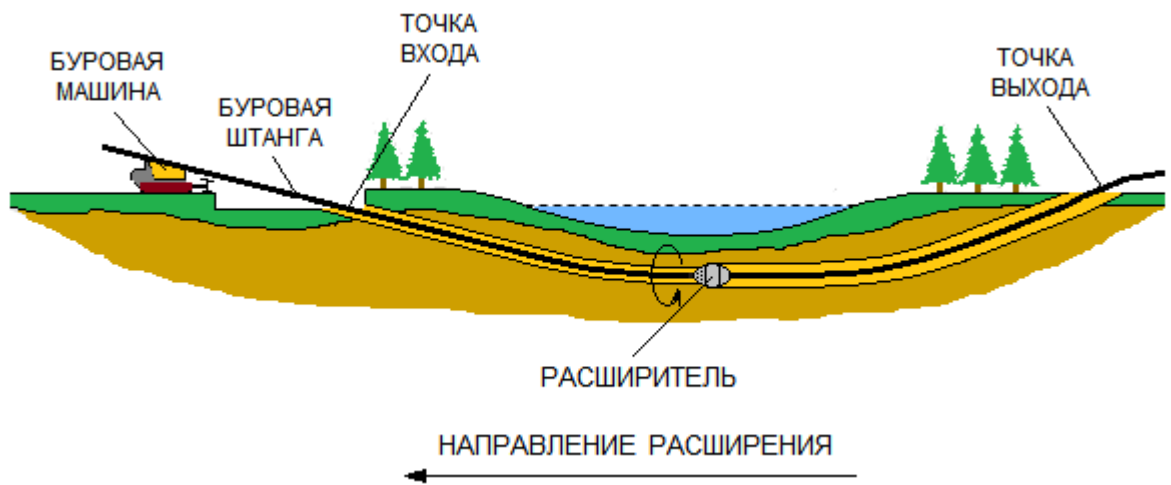


Рисунок 6 – Расширение скважины

При окончательном четвертом этапе происходит протягивание трубопровода в полученную скважину. На данном этапе к переднему торцу протаскиваемого трубопровода присоединяют конструкцию, состоящую из того же расширителя, вертлюга и оголовка, схематично изображенную на рисунке 7. Функция оголовка заключается в том, что он снижает лобовое сопротивление грунта на трубопровод, а вертлюг предотвращает осевое вращение трубопровода в скважине.

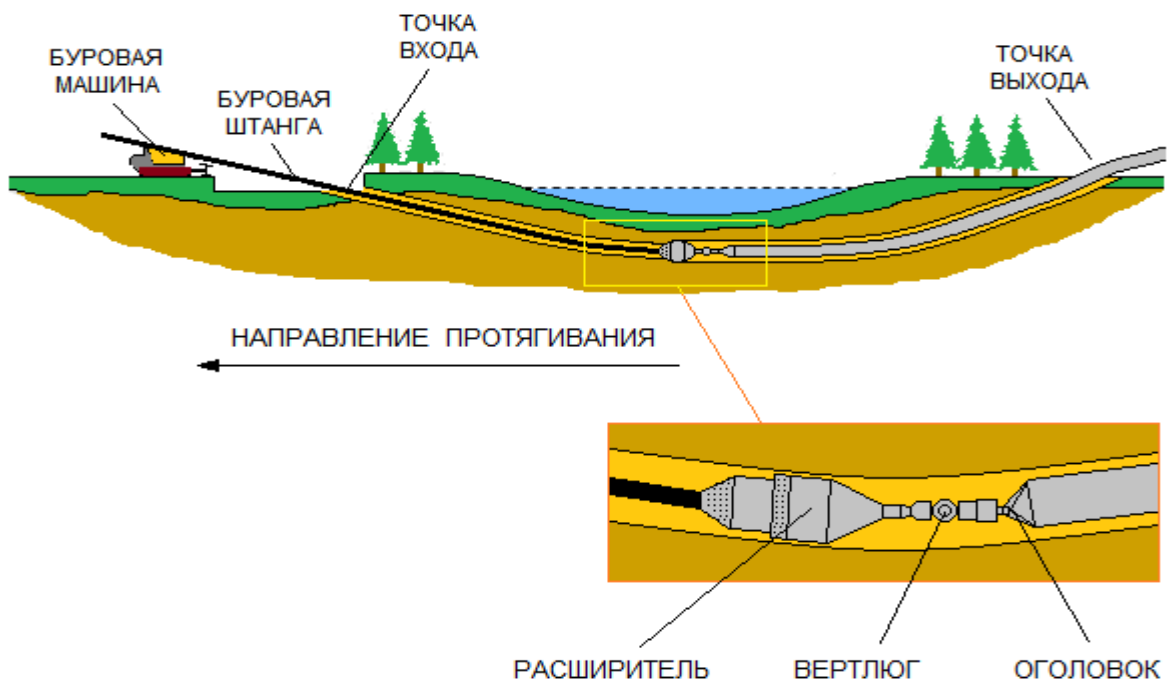


Рисунок 7 – Протягивание трубопровода

Стоит отметить, что все 4 этапа не обходится без процесса подачи бурового раствора в скважину для укрепления стенки скважины и удаления из нее грунта, а также смазки и охлаждения бурового инструмента [12].

К геометрическим параметрам трассы трубопровода относятся (рис. 8):

- минимально допустимый радиус упругого изгиба трубопровода, R_{\min} ;
- ширина реки, B_m ;
- ширина прогнозируемого профиля по дну, b_m ;
- ширина прогнозируемого профиля на уровне береговых бровок, B_0 ;
- уклоны левого и правого берегов, m_1 и m_2 соответственно;
- высота левого и правого берегов, h_1 и h_2 соответственно;
- углы входа и выхода бурового инструмента, α_4 и α_1 соответственно;
- углы пересечения криволинейных участков трассы с прямолинейным, α_2 и α_3 соответственно;
- диаметр скважины, D_c ;
- глубина заложения трубопровода от наименьшей отметки дна, d_h ;
- нижняя точка оси скважины проектируемого перехода, HTc ;
- общая протяженность скважины, S ;
- протяжённость криволинейных и прямолинейных участков трассы, $L_{\text{входа}}$, $L_{\text{выхода}}$ и L_2 соответственно.

Угол входа бурового инструмента регламентируется СП 341.1325800.2017 [3] и составляет величину в диапазоне от 8° до 20° . Это обосновано тем, что меньшие значения диапазона величины угла могут привести к затруднению забуривания и техническими ограничениями бурильной установки, а максимальные значения определены минимальным радиусом изгиба трубопровода и его заглублением.

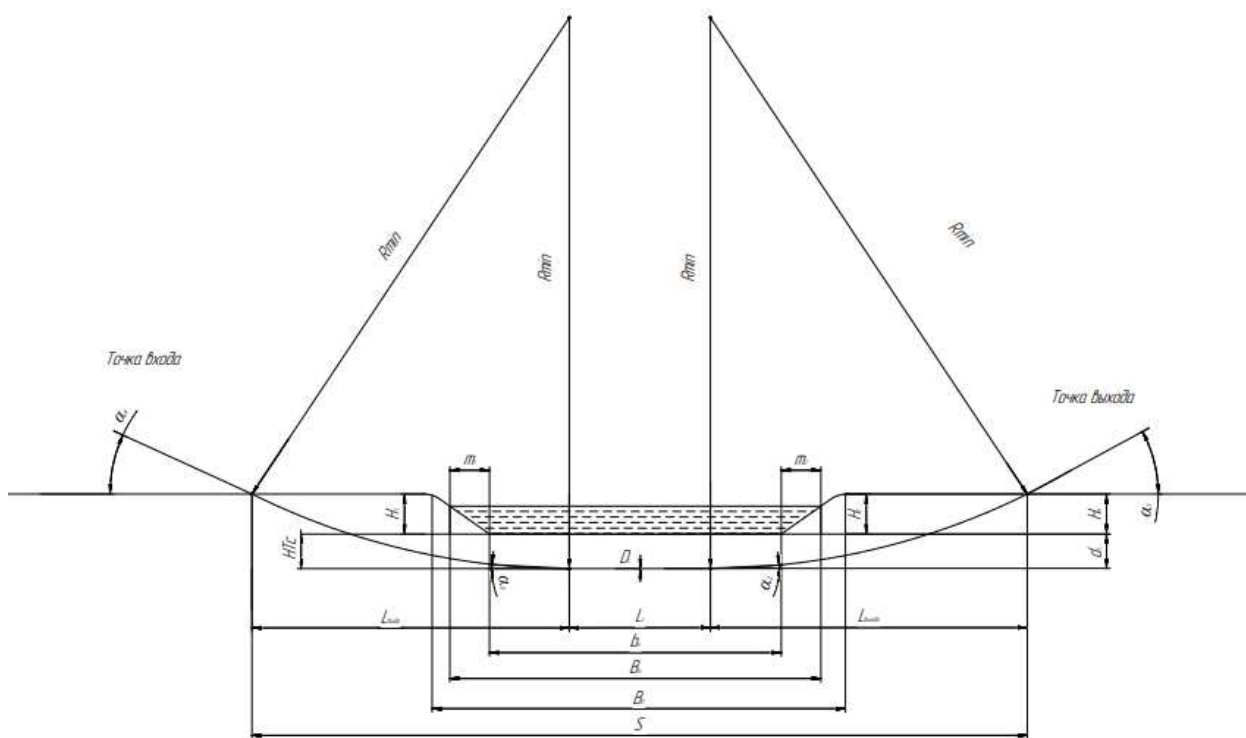


Рисунок 8 – Геометрические параметры трассы трубопровода

Угол выхода, согласно СП 341.1325800.2017 [3], рекомендуется в пределах от 5° до 8° [12].

Радиусы искривления участков ограничены допустимыми значениями изгиба трубопровода, при которых металл не будет подвержен пластическим деформациям.

Общая длина пилотной скважины от точки входа до точки выхода складывается из длин прямолинейного и криволинейных участков. Величина заглубления трубопровода определяется проектом [12].

4 Основные характеристики района строительства

4.1 Анализ исходных данных

Для расчетов параметров и рассмотрения определяющих факторов прокладки нефтетрубопровода методом горизонтально направленного бурение будем рассматривать подводный переход резервной нитки участка магистрального нефтетрубопровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» – 2 («ВСТО» – 2) компании ООО «Транснефть – Дальний Восток», на участке между НПС №32 и НПС №33 (Рис. 9), диаметром 1067*17 мм и рабочим давлением 10 МПа [13].

Исследуемый участок находится в границах поймы р. Тунгуска. Ближайший к месту строительства гидропост находится в с. Архангеловка. Отметка нуля водомерного поста 983 см над уровнем моря [14].

На данный момент резервная нитка «ВСТО» – 2 через р. Тунгуска находится на стадии гидравлических испытаний (1 марта 2021 г.), общая протяженность нового участка нефтепровода между двумя узлами запорной арматуры составит 17 км – он пересечет главное русло реки и ее протоки в пойменной части. На этом берегу предстоит проложить около 3 км трубопровода, в том числе дюкер длиной 463 м через основное русло реки.

На территории ЕАО масштаб работ еще обширнее: здесь будет проложен участок нефтепровода протяженностью более 13,5 км. На пути строителей встанут три протоки. Ширина пойменной части р. Тунгуска составляет 15,3 км [15].

Стоит отметить, что на Тунгуске дюкер резервной нитки, проходящий через главное русло реки, отодвинут от дюкера основной нитки более чем на 2 км, причина – памятники археологии, обнаруженные в районе перехода. Чтобы не повредить историческое наследие и одновременно избежать близкого соседства со сторонними коммуникациями в пойменной части на территории

ЕАО, не доходя пары километров до русла, две нитки перехода разделяются и сходятся уже на территории Хабаровского края.

Новая нитка подводного перехода пойдет через заболоченные поймы, которые частично или полностью подтапливаются во время паводка, параллельно основной [16].



Рисунок – 9 МН «ВСТО – 2 Сковородино – Козьмино»

В таблице 1 представлены основные параметры р. Тунгуска в районе строительства подводного перехода [15].

Таблица 1 – Основные параметры р. Тунгуска в районе строительства

| Название реки | Ширина реки, м | Максимальная глубина в месте перехода, м |
|---------------|----------------|--|
| Тунгуска | 463 | 3,9 |

Исходные геометрические данные места прокладки нефтепровода через р. Тунгуска представлены на рисунке 10.

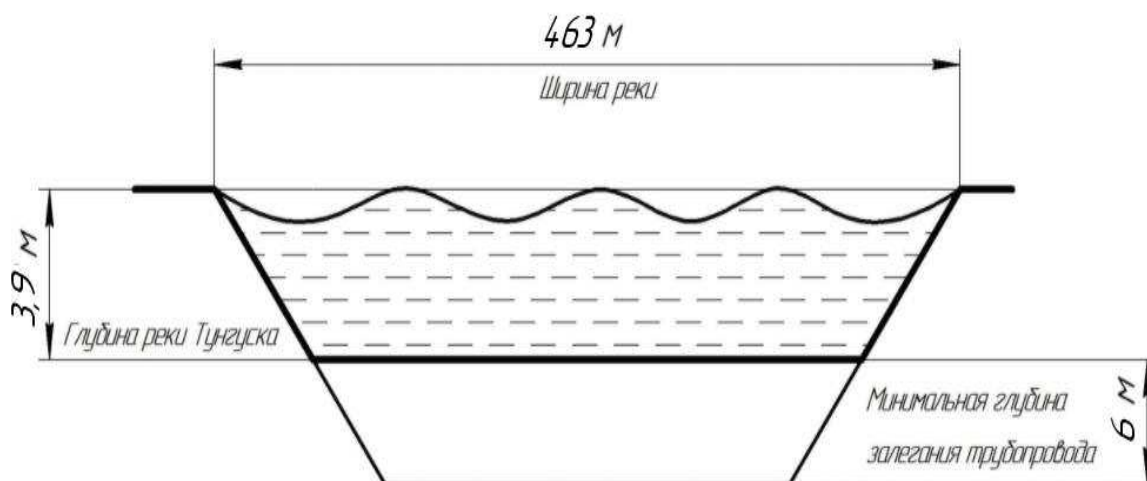


Рисунок 10 – Схема геометрических данных реки Тунгуска в месте пролегания будущей резервной нитки МН «ВСТО» – 2

4.2 Административное расположение

Район строительства резервной нитки «Восточная Сибирь – Тихий Океан» – 2, участок подводного перехода магистрального нефтепровода (далее – ППМН) будет проходить в Смидовичском районе на границе ЕАО и Амурском районе Хабаровского края через водное естественное препятствие – р. Тунгуска между НПС №32 и НПС №33. Близ лежащий населённый пункт с. Николаевка.

4.3 Климатическая характеристика

В соответствии с СП 131.13330.2012 район строительства можно отнести по климатическому районированию для строительства к I району. В районе строительства ППМН преобладает муссонный климат.

Климатическая характеристика района приведена в таблице 2 [17].

Таблица 2 – Климатическая характеристика района

| Наименование | Значение | Единицы измерения |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Скорость ветра: | | |
| - средняя годовая | 2,0...3,0 | м/с |
| - средняя месячная | 1,8...3,9 | м/с |
| Среднегодовое количество осадков | 520...746 | мм |
| Высота снежного покрова | | |
| - средняя | 55...84 | мм |
| - максимальная | 85...100 | мм |
| Температура воздуха: | | |
| - средняя месячная (июля) | От 16,8 до 20,0 | °С |
| - среднемесячная (января) | От -22,0 до -24,0 | °С |
| - среднегодовая | От -1 до 0,7 | °С |

4.3 Инженерно-геологическая характеристика

Берега сильно заболочены, подъезд к реке затруднён, почвенный состав вдоль берегов р. Тунгуска в данном районе в основном представлен поверхностными рыхлыми образованиями, наиболее широко распространены маломощные склоновые отложения, преимущественно песчаные и суглинистые [18].

Согласно СП 14.13330.2011 [14] территория характеризуется низкой сейсмичностью и составляет 7 баллов.

На участке проектирования ППМН преобладают связные однородные грунты – галька, песок, ил. Также местами встречаются твердые глины и известняк средней прочности. Возможно наличие галечниковых грунтов, насыщенных водой, и маломощных скальных пород. Многолетнемерзлые грунты в районе строительства не встречаются [9].

Супеси и суглинки являются оптимальным составом грунта для строительства перехода методом ГНБ. Наличие твердой глины и возможных

скальных пород несколько осложняет процесс бурения пилотной скважины и расширения скважины. В данных условиях необходимо производить бурение на малых скоростях с обильной и непрерывной подачей и откачкой бурового раствора [6].

4.4 Гидрологическая характеристика

На участке строительства перехода колебания уровня воды в р. Тунгуска регистрируются гидропостом, находящимся в пос. Архангеловка [19]. Невысокое весеннее половодье сочетается с высокими летне-осенними паводками. Летне-осенняя межень прерывиста. Минимальный сток характерен для зимней межени – $7,25 \text{ м}^3/\text{с}$. В рельефе Среднеамурской низменности долина реки выражена слабо; глубина её вреза в надпойменную террасу или древнеаллювиальную равнину составляет 5... 7 м. Границы долины выражены относительно хорошо только в районе Волочаевских сопок. Ширина долины Тунгуски изменяется от 8 до 16 км. В днище долины находятся древние и современные аллювиальные отложения. Пойма широкая, двусторонняя. На пойме находится около двух тысяч старичных озёр с суммарной площадью около 80 км^2 . Русло Тунгуски извилистое, ближе к устью встречаются участки относительно прямолинейного русла. Иногда формируются пойменные разветвления русла. Ширина реки составляет 300...500 м. На средних реках бассейна колебание уровней воды составляет от 3 до 6 метров. Ледяной покров устанавливается с ноября и разрушается в апреле [18]. На 18 апреля 2021 г. уровень воды в реке Тунгуска по данным гидропоста, находящегося в с. Архангеловка, составляет 570 см над нулем поста, абсолютный минимум зарегистрированный в 2019 году составил – 499 см относительно нуля поста, а максимальный в 2015 году был равен 614 см. Впадает в р. Амур на высоте 29 м над уровнем моря [19].

Река судоходна до с. Николаевка (23 км от устья). Используется для сплава [18].

5 Проектирование и строительство подводного перехода трубопровода

5.1 Основные технические решения

Проектируемый переход входит в состав линейной части магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» – 2.

Проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемого трубопровода на участке перехода через р. Тунгуска способом ГНБ. Контроль над данным переходом будет осуществляться НПС-32 [20].

Для подводного перехода приняты трубы диаметром 1067 мм с классом прочности K56 в хладостойком исполнении.

Минимальный допустимый радиус упругого изгиба для труб диаметром 1067 мм составляет 1000 [21].

Антикоррозионная изоляция проектируемого трубопровода 1067x17 принята согласно ГОСТ 9.602: заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие толщиной 3,5 мм [22].

Буровую установку ГНБ «XZ450 Plus» выбираем исходя из данного диаметра трубопровода и ширины водной преграды.

Согласно РД-19.100.00-КТН-001 – 10 проектом предусмотрен контроль сварных соединений трубопровода [23]:

- 100 % визуальный и измерительный;
- 100 % ультразвуковой контроль;
- 200 % радиографический контроль.

Антикоррозионная защита подземной поверхности трубы основания и упоров предусмотрено битумно резиновой мастикой МБР-65 с подготовкой поверхности до 2 степени очистки (очистка, обеспыливание, обезжиривание) [20].

5.2 Проектирование подводного перехода трубопровода

5.2.1 Расчет профиля скважины

Профиль скважины при строительстве ППМН методом ГНБ определяется из характеристик объекта перехода (реки), параметров прокладываемого трубопровода, параметров техники, используемой при строительстве, условий экологичности района и других факторов. Основные параметры проектируемого перехода могут уточняться и дополняться перед началом и в процессе строительства перехода.

Продольный профиль ствола скважины образуется из нескольких сопрягаемых между собой прямолинейных и криволинейных участков. Радиусы криволинейных участков профиля скважины определяются исходя из допустимого радиуса изгиба сооружаемого трубопровода.

Чтобы рассчитать продольный профиль скважины необходимы в первую очередь определить радиусы искривления участков, углы входа в скважину и выхода из нее, а далее длины конкретных участков [6].

Самые распространенные виды профилей:

- профили, которые состоят из двух прямолинейных участков и одного криволинейного участка, расположенного в центре скважины;
- профили, состоящие из двух криволинейных участков и одного прямолинейного горизонтального участка.

Длина горизонтального участка должна быть больше 50 м.

Длина перехода рассчитывается, как расстояние от точки входа бурового инструмента в скважину под определенным углом входа до точки выхода бурового инструмента из скважины под определенным углом выхода [6].

Исходные данные для моделирования продольного профиля представлены в таблице 3.

Чтобы найти длину перехода по оси скважины и длину перехода в горизонтальной проекции (расстояние между точками входа и выхода) сперва

нужно определить ширину прогнозируемого профиля размыва на уровне береговых бровок B_0 и по дну b_m .

Таблица 1 – Исходные данные для проектирования

| Величина | Значение | ед. изм. | Значение | ед. изм. СИ |
|---------------------------------|----------|----------|-----------------|-------------|
| D_n – наружный диаметр т/п | 1067 | мм | 1,067 | м |
| P – рабочее давление | 10 | МПа | $10 \cdot 10^6$ | Па |
| B_m – ширина реки | - | - | 463 | м |
| H_m – глубина реки | - | - | 3,9 | м |
| h_1 – высота берега | - | - | 2,4 | м |
| h_2 – высота берега | - | - | 2,6 | м |
| m_1 – уклон береговых откосов | - | - | 1,12 | ед |
| m_2 – уклон береговых откосов | - | - | 1,4 | ед |

Ширина прогнозируемого профиля по дну b_m , м определяется по формуле:

$$b_m = B_m - H_m \cdot (m_1 + m_2), \quad (1)$$

где B_m – ширина реки, м;

H_m – глубина реки, м;

m_1, m_2 – уклоны левого и правого береговых откосов соответственно.

Ширина прогнозируемого профиля на уровне береговых бровок B_0 , м определяется по формуле:

$$B_0 = B_m + (h_1 \cdot m_1 + h_2 \cdot m_2), \quad (2)$$

где h_1 и h_2 – высота левого и правого берега соответственно.

Произведем расчеты по формулам 1 – 2.

Ширина прогнозируемого профиля по дну b_m , м равна:

$$b_m = 463 - 3,9 \cdot (1,12 + 1,4) = 453,2 \text{ м.}$$

Ширина прогнозируемого профиля на уровне береговых бровок B_0 , м равна:

$$B_0 = 463 + (2,4 \cdot 1,12 + 2,6 \cdot 1,4) = 469,3 \text{ м.}$$

Отметка заглубления трубопровода должна находиться в пределах от 3 до 8 м ниже отметки дна [24]. Принятая глубина заложения трубопровода от наименьшей отметки дна составляет 6 м.

Для проведения дальнейших расчетов необходимо определить превышение берегов относительно дна реки и нижнюю точку оси скважины проектируемого перехода.

Превышения левого и правого берегов, H_1 и H_2 , м соответственно, определяются по формулам:

$$H_1 = H_m + h_1; \tag{3}$$

$$H_2 = H_m + h_2. \tag{4}$$

Нижнюю точку оси скважины проектируемого перехода HTc , м определим, как:

$$HTc = d_h + D_c / 2, \tag{5}$$

где d_h – глубина заложения трубопровода от наименьшей отметки дна, м;

D_c – диаметр скважины необходимой для протаскивания т/п, м.

Диаметр скважины D_c , м определим по формуле:

$$D_c = 1,25 \cdot D_n, \quad (6)$$

где D_n – наружный диаметр т/п, м.

Произведем расчеты по формулам 3 – 6.

Превышения левого и правого берегов, H_1 и H_2 , м соответственно, равны:

$$H_1 = 3,9 + 2,4 = 6,3 \text{ м};$$

$$H_2 = 3,9 + 2,6 = 6,5 \text{ м}.$$

Диаметр скважины D_c , м равен:

$$D_c = 1,25 \cdot 1,067 = 1,3 \text{ м}.$$

Нижняя точка оси скважины проектируемого перехода HTc , м равна:

$$HTc = 6 + \frac{1,3}{2} = 6,65 \text{ м}.$$

Радиусы искривления участков ограничены допустимыми значениями изгиба трубопровода, при которых металл не будет подвержен пластическим деформациям. Минимальное значение радиуса криволинейных участков R_{\min} , м, должно соответствовать формуле:

$$R_{\min} = 1400 \cdot D_n. \quad (7)$$

Таким образом, минимально допустимый радиус упругого изгиба R_{\min} , м равен:

$$R_{\min} = 1400 \cdot 1,067 = 1493,8 \text{ м.}$$

Принятый для расчета радиус изгиба проектируемой скважины равен $R = 1493,8$, м.

Из-за большой протяженности сооружаемого перехода профиль будет иметь дополнительно центральную прямолинейную вставку. Исходя из длины водной преграды примем горизонтальный участок равным 200 м.

Угол входа в скважину должен быть в пределах от 8° до 12° к горизонтали. Эти значения соответствуют техническим характеристикам бурового оборудования. Чтобы плеть трубопровода находилась на приемлемой высоте угол выхода также должен находиться в таких пределах. Для трубопроводов большого диаметра рекомендуется принимать угол выхода менее 10° [6].

Угол выхода бурильного инструмента α_1 , градус, углы скважины при пересечении криволинейных участков с прямолинейным α_2 и α_3 , градус, и угол входа бурильного инструмента α_4 , градус, определяются по формулам:

$$\alpha_1 = \arccos\left(\frac{R - (H_2 + HTc)}{R}\right); \quad (8)$$

$$\alpha_2(\alpha_3) = \arcsin\left(\frac{(b_m + L_e)}{2R}\right); \quad (9)$$

$$\alpha_4 = \arccos\left(\frac{R - (H_1 + HTc)}{R}\right), \quad (10)$$

где R – радиус изгиба проектируемой скважины, м;

L_2 – длина горизонтального прямолинейного участка, м.

Произведем расчеты по формулам 8 – 10.

Углы скважины при пересечении криволинейных участков трассы с прямолинейным α_2 и α_3 , градус равны:

$$\alpha_2(\alpha_3) = \arcsin\left(\frac{(453,172 + 200)}{2 \cdot 1493,8}\right) = 12,63^\circ.$$

Угол выхода и входа бурильного инструмента α_1 и α_4 , градус соответственно равны:

$$\alpha_1 = \arccos\left(\frac{1493,8 - (6,5 + 6,65)}{1493,8}\right) = 7,62^\circ;$$

$$\alpha_4 = \arccos\left(\frac{1493,8 - (6,3 + 6,65)}{1493,8}\right) = 7,56^\circ.$$

Протяженность криволинейных участков рассчитаем в натуральную длину и в горизонтальной проекции. Протяженность левого и правого криволинейных участков L_{k1} и L_{k2} , м соответственно в горизонтальной проекции определяется по формулам:

$$L_{k1} = (R - (H1 + HTc)) \cdot \operatorname{tg}(\alpha_4); \quad (11)$$

$$L_{k2} = (R - (H2 + HTc)) \cdot \operatorname{tg}(\alpha_1). \quad (12)$$

Протяженность криволинейных участков $L_{входа}$ и $L_{выхода}$, м соответственно в натуральную длину определяется по формулам:

$$L_{входа} = \frac{(\pi \cdot 2R \cdot \alpha_4)}{360}; \quad (13)$$

$$L_{выхода} = \frac{(\pi \cdot 2R \cdot \alpha_1)}{360}. \quad (14)$$

Произведем расчеты по формулам 11 – 14.

Протяженность левого и правого криволинейных участков $L_{к1}$ и $L_{к2}$, м соответственно в горизонтальной проекции равны:

$$L_{к1} = (1493,8 - (6,3 + 6,65)) \cdot \operatorname{tg}(7,56) = 196,4 \text{ м};$$

$$L_{к2} = (1493,8 - (6,5 + 6,65)) \cdot \operatorname{tg}(7,62) = 197,9 \text{ м}.$$

Протяженность криволинейных участков $L_{входа}$ и $L_{выхода}$, м соответственно в натуральную длину:

$$L_{входа} = \frac{(3,14 \cdot 2 \cdot 1493,8 \cdot 7,56)}{360} = 196,97 \text{ м};$$

$$L_{выхода} = \frac{(3,14 \cdot 2 \cdot 1493,8 \cdot 7,62)}{360} = 198,48 \text{ м}.$$

Таким образом общая протяженность бурения S составляет 595,45 м.

Общая протяженность трассы бурения состоит из криволинейных и прямолинейного участков.

Геометрические характеристики ППМН через р. Тунгуска приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Геометрические характеристики ППМН через р. Тунгуска

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|---|---------------------|----------|-------------------|
| Ширина реки | B_m | 463 | м |
| Ширина прогнозируемого профиля по дну | b_m | 453,2 | м |
| Ширина прогнозируемого профиля на уровне береговых бровок | B_0 | 469,3 | м |
| Глубина заложения трубопровода от наименьшей отметки дна | d_h | 6 | м |
| Нижняя точка оси скважины проектируемого перехода | HTc | 6,65 | м |
| Уклон береговых откосов | | | |
| - левого | m_1 | 1,12 | м |
| - правого | m_2 | 1,4 | м |
| Радиус изгиба проектируемой скважины | R | 1493,8 | м |
| Диаметр скважины | D_c | 1,3 | м |
| Угол выхода бурильного инструмента | α_1 | 7,62 | градус |
| Угол входа бурильного инструмента | α_4 | 7,56 | градус |
| Протяженность скважины: | S | 595,45 | м |
| - первого криволинейного участка | $L_{\text{входа}}$ | 196,97 | м |
| - горизонтального участка | L_2 | 200 | м |
| - второго криволинейного участка | $L_{\text{выхода}}$ | 198,48 | м |

5.2.2 Расчет весовых характеристик трубопровода

Для уменьшения трения и предохранения его от повреждений применяются роликовые опоры. Нагрузка на каждую опору должна быть

меньше их номинальной грузоподъемности не менее чем в 1,5 раза, в связи с возможным отказом соседних опор [6].

Для определения нагрузки на опоры рассчитаем вес трубопровода вместе с изоляционным покрытием. Изоляционные покрытия, необходимые для защиты перехода, выполнены в соответствии с ГОСТ 9.602. Толщина покрытия должна быть не менее 3,5 мм, принимаем 3,5 мм [25].

Исходные данные для определения весовых характеристик трубопровода представлены в таблице 5.

Таблица 3 – Исходные данные

| Величина | Значение | ед. изм. | Значени е | ед. изм. СИ |
|---|----------|----------|--------------|-------------------|
| D_n – диаметр т/п | 1067 | мм | 1,067 | м |
| t – толщина стенки | 17 | мм | 0,017 | м |
| ρ_m – плотность материала трубы | | | 7850 | кг/м ³ |
| g – ускорение свободного падения | | | 9,81 | м/с ² |
| t_u – толщина изоляции трубопровода | 4 | мм | 0,0035 | м |
| ρ_u – плотность изоляционного покрытия | | | 1000 | кг/м ³ |

Вес единицы длины трубопровода q_m , Н/м определяется по формуле:

$$q_m = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \rho_m \cdot g, \quad (15)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_m – плотность материала трубы (плотность стали), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, м рассчитаем, как:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2t, \quad (16)$$

где t – толщина стенки трубопровода, м.

Вес изоляции на единицу длины трубопровода q_u , Н/м найдем по формуле:

$$q_u = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_u^2 - D_{\text{н}}^2) \cdot \rho_u \cdot g, \quad (17)$$

где D_u – диаметр трубопровода с изоляцией, м;

ρ_u – плотность изоляционного покрытия, кг/м³.

Диаметр трубопровода с изоляцией D_u , м определяется по формуле:

$$D_u = D_{\text{н}} + 2t_u, \quad (18)$$

где t_u – толщина изоляционного покрытия, м.

Вес трубопровода с изоляционным покрытием q_{mu} , Н/м определим, как:

$$q_{mu} = q_m + q_u. \quad (19)$$

Произведем расчеты по формулам 15 – 19.

Внутренний диаметр трубопровода $D_{\text{вн}}$, м равен:

$$D_{\text{вн}} = 1,067 - 2 \cdot 0,017 = 1,033 \text{ м.}$$

Вес единицы длины трубопровода q_m , Н/м равен:

$$q_m = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (1,067^2 - 1,033^2) \cdot 7850 \cdot 9,81 = 4316,25 \text{ Н/м.}$$

Диаметр трубопровода с изоляцией D_u , м равен:

$$D_u = 1,067 + 2 \cdot 0,0035 = 1,074 \text{ м.}$$

Вес изоляции на единицу длины трубопровода q_u , Н/м равен:

$$q_u = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (1,074^2 - 1,067^2) \cdot 1000 \cdot 9,81 = 115,41 \text{ Н/м.}$$

Вес трубопровода с изоляционным покрытием q_{mu} , Н/м равен:

$$q_{mu} = 4316,25 + 115,41 = 4431,66 \text{ Н/м.}$$

Весовые характеристики трубопровода представлены в таблице 6

Таблица 4 – Весовые характеристики трубопровода

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|-----------------------------------|-------------|----------|-------------------|
| Внутренний диаметр т/п | $D_{вн}$ | 1,033 | м |
| Диаметр т/п с изоляцией | D_u | 1,074 | м |
| Вес единицы длины т/п | q_m | 4316,25 | Н/м |
| Вес изоляции на единицу длины т/п | q_u | 115,41 | Н/м |
| Вес единицы длины т/п с изоляцией | q_{mu} | 4431,66 | Н/м |

5.2.3 Расчет спусковой дорожки

Роликовые опоры состоят из стальной рамы, с прикрепленным к ней резиновым или полиуретановым роликом, который вращается на шаровых

подшипниках и служат для равномерного весового распределения нагрузки трубопровода [24].

Трубопровод во время протаскивания должен поддерживаться трубоукладчиком, чтобы избежать ударов конечного участка о землю или опоры и нарушения целостности изоляционного слоя [6].

Выберем для расчета роликовые опоры ОРБ-20 от завода изготовителя грузоподъемного оборудования [26].

Параметры данных роликовых опор, а также необходимые исходные данные для проведения расчета представлены в таблице 7.

Таблица 5 – Исходные данные

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|----------------------------------|-------------------|----------|-------------------|
| Допустимая нагрузка на опору | P_{on} | 196,133 | кН |
| Вес единицы т/п с изоляцией | q_{mi} | 4431,662 | Н/м |
| Длина трубы [9] | l_m | 11,575 | м |
| Длина скважины | S | 595,45 | м |
| Коэффициент запаса | $K_{зан}$ | 25 | % |
| Высота роликовой опоры | h | 621 | мм |
| Угол схода трубы | β | 0,26 | рад |
| Диаметр т/п с изоляцией | D_u | 1,074 | м |
| Наружный диаметр т/п | D_n | 1,067 | м |
| Внутренний диаметр т/п | $D_{вн}$ | 1,033 | м |
| Модуль упругости стали | E | 2,06E+11 | Па |
| Угол выхода бурового инструмента | $\alpha_{выхода}$ | 0,133 | рад |

Максимальное расстояние между опорами l_{max} , м определяется по формуле:

$$l_{\max} = \frac{P_{on}}{q_{mi}}, \quad (20)$$

где P_{on} – номинальная грузоподъемность опоры, кН;

q_{mi} – вес единицы трубопровода с изоляцией, Н/м.

Число опор, необходимое для соблюдения условий грузоподъемности опор, N , шт. определяется по формуле:

$$N = \frac{S + 20}{l_{\max}}, \quad (21)$$

где S – длина скважины, м.

Фактическое число опор найдем, применив коэффициент запаса $K_{зан}$.

Произведем расчет по формулам 20 – 21.

Максимальное расстояние между опорами l_{\max} , м равно:

$$l_{\max} = \frac{196133}{4431,662} = 44,26 \text{ м.}$$

Число опор N , шт. равно:

$$N = \frac{595,45 + 20}{44,26} \cdot 1,25 = 18 \text{ шт.}$$

В данной формуле учитывается, что число пролетов на единицу меньше числа опор, поэтому фактическое расстояние между опорами l , м рассчитывается, как:

$$l = \frac{S + 20}{l_m(N - 1)}, \quad (22)$$

где l_m – длина одной трубы, м.

Нагрузка на одну опору R , Н определяется по формуле:

$$R = \frac{q_{mu} \cdot (S + 20)}{N}, \quad (23)$$

Рассчитаем параметры по формулам 22 – 23.

Фактическое расстояние между опорами l , м равно:

$$l = \frac{595,45 + 20}{11,575 \cdot (18 - 1)} = 3,22 \text{ м.}$$

Нагрузка на одну опору R , Н равна:

$$R = \frac{4431,66 \cdot (595,45 + 20)}{18} = 155855 \text{ Н.}$$

Рассчитанное значение нагрузки меньше значения номинальной грузоподъемности выбранных роликовых опор, следовательно, данные опоры подходят для рассчитываемого трубопровода. Также для сохранности трубопровода при протягивании, чтобы он не сходил с траектории опор, его должен придерживать трубоукладчик.

Для начала протаскивания трубопровода в скважину необходимо обеспечить перегиб, соответствующий углу входа пилотной скважины, чтобы не допустить ударов и деформаций подготовленной плети. Для этого необходимо разместить опоры на высоте, постепенно убывающей в сторону точки выхода [6]. Рассчитаем высоту оси трубопровода на опоре, расстояние от

точки выхода до точки максимального подъема трубопровода и высоту оси в данной точке.

Высота оси трубопровода на роликовой опоре H , м определяется по формуле:

$$H = h + \frac{D_u}{2 \cos \beta}, \quad (24)$$

где h – высота роликовой опоры, м;

D_u – диаметр трубопровода с изоляцией, м;

β – угол схода трубы, радиан.

Расстояние от точки выхода скважины до точки максимального подъема трубопровода L_{\max} , м определяется по формуле:

$$L_{\max} = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot E \cdot I \cdot \alpha_{\text{выхода}}}{q_{\text{ти}}}}, \quad (25)$$

где E – модуль упругости стали, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода, м⁴;

$\alpha_{\text{выхода}}$ – угол выхода бурового инструмента, радиан.

Момент инерции сечения трубопровода, I , м⁴ определяется по формуле:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{\text{вн}}^4), \quad (26)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

Высота подъема трубопровода h_{\max} , м на расстоянии L_{\max} от точки выхода до точки максимального подъема трубопровода определяется по формуле:

$$h_{\max} = \frac{q_{mu} \cdot L_{\max}^4}{24 \cdot E \cdot I}. \quad (27)$$

Произведем расчеты по формулам 24 – 27.

Высота оси трубопровода на роликовой опоре H , м равна:

$$H = 0,621 + \frac{1,074}{2 \cos(0,26)} = 1,14 \text{ м.}$$

Момент инерции сечения трубопровода, I , м⁴ равен:

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (1,067^4 - 1,033^4) = 0,0077 \text{ м}^4.$$

Расстояние от точки выхода скважины до точки максимального подъёма трубопровода L_{\max} , м равно:

$$L_{\max} = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0077 \cdot 0,13}{4431,66}} = 65,7 \text{ м.}$$

Высота подъёма трубопровода h_{\max} , м на расстоянии L_{\max} от точки выхода до точки максимального подъёма трубопровода равна:

$$h_{\max} = \frac{4431,66 \cdot 65,7^4}{24 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0077} = 2,17 \text{ м.}$$

Так как точка максимального подъема находится в пределах рабочей зоны трубоукладчика, для возможности поднятия трубопровода на проектную высоту дополнительное устройство насыпной дамбы не требуется.

Параметры спусковой дорожки представлены в таблице 8.

Таблица 6 – Параметры спусковой дорожки

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|--|-------------|----------|-------------------|
| Допустимая нагрузка на опору | P_{on} | 196,133 | кН |
| Расчетная нагрузка на опору | R | 155,855 | кН |
| Расстояние между опорами | l | 3,22 | м |
| Число опор | N | 18 | шт. |
| Высота оси т/п на роликовой опоре | H | 1,14 | м |
| Расстояние от точки выхода скважины до точки максимального подъема т/п | L_{max} | 65,7 | м |
| Высота точки максимального подъема | h_{max} | 2,17 | м |

5.2.4 Проверка трубопровода на пластические деформации

Проверочный расчет на прочность труб и их соединений при протягивании трубопровода выполняется из условия:

$$\sigma_{\Sigma} \leq R_p, \quad (28)$$

где σ_{Σ} – суммарное напряжение в трубопроводе, МПа;

R_p – расчетное сопротивление растяжению материала труб и стыковых соединений, МПа.

Прокладываемый трубопровод изготовлен из стали марки 09Г2ФБ класса прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135 – 15 [27]. Расчетное сопротивление растяжению материала труб R_p , МПа примем равным пределу текучести данной стали, $R_p = 430$, МПа.

Исходные данные для расчета трубопровода на пластические деформации представлены в таблице 9.

Таблица 7 – Исходные данные

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|---|-------------|----------|-------------------|
| Наружный диаметр т/п | D_n | 1,067 | м |
| Внутренний диаметр т/п | $D_{вн}$ | 1,033 | м |
| Сопротивление растяжению материала труб | R_p | 430 | МПа |
| Минимальный радиус изгиба | R | 1493,8 | м |
| Модуль упругости стали | E | 200000 | МПа |
| Толщина стенки | t | 0,017 | м |

Суммарное напряжение в трубопроводе σ_Σ , МПа определяется, как:

$$\sigma_\Sigma = \sigma_{np} + \sigma_{из}, \quad (29)$$

где σ_{np} – растягивающие напряжения при протаскивании трубопровода, МПа;

$\sigma_{из}$ – напряжение от изгиба трубопровода в скважине, МПа.

Растягивающие напряжения σ_{np} , МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{np} = \frac{P_{ТП} \cdot 10^3}{\pi \cdot t \cdot (D_n - t)} + \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot 10^3 \cdot R}, \quad (30)$$

где $P_{ТП}$ – усилие протягивания трубопровода, кН;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

t – толщина стенки трубопровода, мм;

R – минимальный радиус изгиба по трассе перехода, м.

E – модуль упругости стали, МПа;

Максимально допустимое усилие протягивания трубопровода P_{III} , кН определяется по формуле:

$$P_{\text{III}} = \frac{\pi \cdot t \cdot (D_n - t) \cdot (2 \cdot R \cdot R_p - E \cdot D_n)}{2 \cdot R}, \quad (31)$$

Напряжение от изгиба трубопровода в скважине $\sigma_{\text{из}}$, МПа найдем по формуле:

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot R}, \quad (32)$$

Произведем расчеты по формулам 29 – 32.

Максимально допустимое усилие протягивания трубопровода P_{III} , кН равно:

$$P_{\text{III}} = \frac{3,14 \cdot 17 \cdot (1067 - 17) \cdot (2 \cdot 1493,8 \cdot 430 - 206000 \cdot 1067)}{2 \cdot 1493,8} = 1441,11 \text{ кН.}$$

Растягивающие напряжения $\sigma_{\text{пр}}$, МПа, равны:

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{1441,11 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 17 \cdot (1067 - 17)} + \frac{206000 \cdot 1067}{2 \cdot 10^3 \cdot 1493,8} = 99,28 \text{ МПа.}$$

Напряжение от изгиба трубопровода в скважине $\sigma_{\text{из}}$, МПа равно:

$$\sigma_{из} = \frac{206000 \cdot 1067}{2 \cdot 1493,8} = 73,57 \text{ МПа.}$$

Суммарное напряжение в трубопроводе σ_{Σ} , МПа равно

$$\sigma_{\Sigma} = 99,28 + 73,57 = 172,85 \text{ МПа.}$$

Условие пластичности трубопровода под воздействием нагрузок выполняется, так как значение суммарного напряжения σ_{Σ} меньше расчетного сопротивления растяжению металла труб R_p [6].

Параметры, полученные при проверке трубопровода на пластические деформации, приведены в таблице 10.

Таблица 8 – Параметры, полученные при проверке трубопровода на пластические деформации

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|--|-------------------|----------|-------------------|
| Усилие протягивания трубопровода | $P_{ГП}$ | 1441,11 | кН |
| Растягивающие напряжения | σ_{np} | 99,28 | МПа |
| Напряжение от изгиба трубопровода в скважине | $\sigma_{из}$ | 73,57 | МПа |
| Суммарное напряжение в трубопроводе | σ_{Σ} | 172,85 | МПа |

5.3 Обустройство стройплощадок

До начала бурения и строительства ППМН необходимо выполнить подготовительные работы, которые включают в себя [6]:

- расстановку проектных отметок на объекте строительства (геодезическая разбивка трассы);
- расстановку необходимого оборудования, складов и бытовых помещений;
- установку буровой установки;
- проверку систем связи и локационных систем.

Исходя из рассчитанных показателей максимального тягового усилия, длины проектируемого перехода и диаметра трубопровода, делаем вывод, что наиболее подходящей для реализации перехода является буровая установка класса «Макси» [6].

При условиях, полученных выше, сделаем выбор в пользу буровой установки от китайского производителя модели с наименованием «XZ450 Plus», которая имеет следующие габариты: 8800 x 2280 x 2640 мм.

Строительная площадка должна обеспечивать размещение машин и оборудования, а также всех необходимых материалов. Согласно классу буровой установки, размеры стройплощадки составят 45x60 [6].

5.4 Бурение пилотной скважины

Начало бурения происходит только после закрепления буровой установки на проектном местоположении и местности, монтированного заземления и необходимого количества приготовленного бурового раствора.

Пилотная скважина бурится в четком соответствии с расчётной траекторией скважины. Найденный угол входа бурового инструмента в грунт равен $\alpha_{\text{входа}} = 7,62^\circ$.

Разработка пилотной скважины осуществляется передовым буром со сменными насадками. На участке возможно встретить скальные породы, в таком случае необходимо использование забойного двигателя. Инструмент меняет свое направление с помощью лопатки со скосом к центру на буре.

Скорость бурения при этом в зависимости от данного грунта составляет 1,8 – 2,4 м/мин [6].

В процессе бурения пилотной скважины в обязательном порядке ведется контроль траектории бурения с использованием специальных локационных систем [6].

Специальные локационные системы бурового инструмента включают в себя удаленный дисплей, приемник-локатор и зонд-излучатель. Выберем для данного проекта локационную систему для ГНБ «ERA2» [28].

В случае, когда бур уходит от проектной траектории, вращение буровых штанг останавливается, затем скос буровой головки устанавливается в нужном положении и начинается давка штанг до достижения буровой головкой проектной траектории.

Завершение бурения пилотной скважины происходит при выходе бурового инструмента на поверхность под расчетным углом выхода, в данном проекте равным $\alpha_{\text{выхода}} = 7,56^\circ$.

Отклонения от проектного значения допускаются не более чем в 3 м [6].

5.5 Расширение скважины

На этом этапе происходит замена буровой головки на расширитель, после чего буровая колонна с расширителем протаскивается через скважину в обратном направлении с одновременным вращением.

При нахождении на пути бурения твердых скальных пород применяют раздвижные буровые расширители.

Правильность расширения скважины заключается в процессе постепенного увеличения диаметра расширителей до проектного значения. Одно из важнейших условий состоит в том, что диаметр передней секции каждого последующего расширителя должен равняться диаметру проходки

предыдущего расширителя. Качания риммера должны быть исключены, для их фиксации используют стабилизаторы.

Расширение скважины делится на несколько этапов, в соответствии с количеством наращиваемых диаметров риммера до достижения проектного.

Окончательный диаметр скважины, согласно расчётам, должен быть равен не менее $D_c = 1,3$ м. Скорость расширения составляет от 0,3 до 1,0 м/мин [6].

Диаметр расширителя первой ступени зависит от категории грунта, в случае данного проекта он равен $D_{p1} = 0,6$ м. Минимальный диаметр следующего расширителя должен быть больше предыдущего на 100 мм. Для достижения необходимого диаметра бурового канала D_c для данного проекта понадобится выполнить пять проходок расширителя, при условии, что в первые три проходки, за исключением первой ступени, будет увеличен расширитель на 200 мм, а при последней на 100 мм.

В случае увеличения тяговых усилий, возникающих при протаскивании риммера следует уменьшить диаметр последующих расширителей и увеличить число проходок [6].

5.6 Протягивание трубопровода в скважину

Следующим этапом за расширением скважины идет процесс протаскиванием трубопровода.

Трубопровод собирается, устанавливается на роликовые опоры и подготавливается к протаскиванию с опережением буровых работ [6].

Роликовые опоры монтируются так, чтобы их отклонения в продольном и поперечном направлениях были минимальны, либо исключены. Перед началом работ опоры смазываются и проверяются на работоспособность.

Для исключения вращения трубопровода к окончанию трубопровода приваривают оголовок, на котором закреплен вертлюг. Вертлюг соединяется с

последним расширителем, и в такой конструкции начинают протягивание трубопровода.

Привариваемый оголовок должен иметь обтекаемую форму, во избежание столкновения трубопровода с грунтом.

На всех этапах протаскивания трубопровода буровой раствор должен непрерывно циркулировать [6].

Допустимое значение тягового усилия по результатам расчетов составило $P_{гп} = 1441,11$, кН.

Остановки при протягивании трубопровода должны быть исключены, не учитывая необходимые остановки для присоединения секции трубопровода, в виду этого предусмотрены работы в ночную смену.

После окончания протягивания и приемки трубопровода должны быть выполнены следующие работы [6]:

- восстановительные работы (дорожного покрытия, насаждений и т. п.);
- устранение или регенерация остатков буровых жидкостей;
- устранение канав, ям, ограждений;
- демонтаж оборудования;
- уборка технологических остатков;
- техобслуживание инвентаря.

5.7 Буровой раствор

Буровой раствор обеспечивает [6]:

- укрепление стенок скважины и образование тонкой прочной фильтрационной корки с низким уровнем водопроницаемости при бурении в несвязанных грунтах;
- предупреждение набухания и налипания частиц выбуренной породы на буровой инструмент, штанги и протягиваемый трубопровод при бурении в связанных грунтах;

- удержание во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы, особенно при остановке подающего насоса, и вынос их из скважины;
- смазку и охлаждение бурового инструмента и штанг;
- передачу гидравлической энергии забойному двигателю.

Буровой раствор готовится на водной основе, ее можно брать из естественных источников или водопровода. Вода должна иметь соответствие требованиям, описанным в ГОСТ 23732 [29].

Для приготовления раствора бентонит может быть чисто щелочным или натриевым.

Объем бурового раствора $V_{бр}$, м³, для производства работ, определяется формуле:

$$V_{бр} = \frac{\pi D_c^2}{4} \cdot (S + l_{yв}) \cdot K_p, \quad (33)$$

где S – общая протяженность скважины, м;

D_c – диаметр скважины для протаскивания трубопровода, м;

$l_{yв}$ – возможное увеличение фактической длины бурового канала, м;

K_p – коэффициент расхода бурового раствора, выражающий отношение объема прокачиваемого бурового раствора к выбуренной породе.

Возможное увеличение фактической длины бурового канала стального трубопровода определяется по формуле:

$$l_{yв} = 0,05 \cdot S = 0,05 \cdot 595,45 = 29,77 \text{ м}, \quad (34)$$

Коэффициент расхода бурового раствора для гравия, скальных пород, супеси и глины равен $K_p = 3$ [6].

Исходные данные для расчета необходимого объема бурового раствора представлены в таблице 11.

Таблица 9 – Исходные данные

| Величина | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|---|-------------|----------|-------------------|
| Диаметр скважины необходимой для протаскивания трубопровода | D_c | 1,3 | м |
| Общая протяженность скважины | S | 595,45 | м |
| Возможное увеличение фактической длины бурового канала | $l_{ув}$ | 29,77 | м |
| Коэффициент расхода бурового раствора | K_p | 3 | м |

Объем бурового раствора $V_{бр}$, м³, необходимый для производства работ, равен:

$$V_{бр} = \frac{3,14 \cdot 1,3^2}{4} \cdot (495,45 + 24,77) \cdot 3 = 2619,23 \text{ м}^3.$$

Часть его необходимого объема должна быть готова до начала работ по строительству перехода, и дополняться в процессе работы [6].

Для обеспечения безаварийной работы буровой установки, разработки пилотной скважины и прокладки трубопровода, должна быть непрерывная циркуляция бурового раствора в необходимом объеме.

Объем бурового раствора, необходимый для поддержания постоянной циркуляции равен $V_{бр} = 2619,23 \text{ м}^3$.

6 Безопасность и экологичность

В современном мире на каждом производстве большое внимание уделяется безопасности производства, сохранению окружающей среды, а также предотвращению несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

Работа оказывает негативное влияние на природу (атмосферу, флору, фауну и гидросферу). Появляется вероятность появления чрезвычайных ситуаций человеческого, природного и экологического характера.

В этом разделе анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при строительстве подводного перехода МН через р. Тунгуска.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Оператор комплекса горизонтального направленного бурения выполняет работы по прокладке инженерных коммуникаций при помощи специализированных мобильных буровых установок. В его обязанности входит контроль технического состояния комплекса ГНБ, проверка работы агрегатов, механизмов, заправка горючим и смазочными материалами. Также оператор осуществляет подготовительные работы на стройплощадках и работы непосредственно с комплексом ГНБ: бурит скважину по заранее выбранной траектории, расширяет ее до нужного диаметра, протягивает трубопровод. В процессе бурения оператор контролирует углы наклона буровых штанг, состав и качество бурового раствора, скорость проходки и другие показатели.

При работе с установкой горизонтально направленного бурения работник имеет соответствующую квалификацию оператора бурильной установки.

Опасные и вредные факторы, участвующие в строительстве подводного перехода МН и влияющие на операторов буровой установки указаны в таблице 12 [30].

Таблица 10 – Опасные и вредные факторы при проведении работ по сооружению ППМН

| Группы факторов | Факторы |
|----------------------|--|
| Физические | – Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения. – Поражение электрическим током. – Ожоги от перегретых поверхностей. |
| Химические | – Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм. |
| Психофизиологические | – Физические перегрузки. – Эмоциональные перегрузки. |
| Биологические | – Укусы насекомых. |

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию.

Страховые тарифы при обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной зарплате труда [31].

Наиболее вероятными чрезвычайными ситуациями являются пожары и взрывы во время работы.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Работа всех устройств осуществляется на открытом пространстве. Строительная площадка находится на границе Еврейской автономной области и Хабаровского края, на берегах р. Тунгуска. По климатическому районированию эта территория относится ко I району [17].

Климатическая характеристика района представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Климатическая характеристика района

| Наименование | Значение | Единицы измерения |
|----------------------------------|-----------|-------------------|
| Среднегодовое количество осадков | 520...746 | мм |
| Высота снежного покрова | | |
| - средняя | 55...84 | мм |
| - максимальная | 85...100 | мм |
| Скорость ветра: | | |
| - средняя годовая | 2,0...3,0 | м/с |
| - средняя месячная | 1,8...3,9 | м/с |

Выполняемая в этих условиях работа оператора буровой установки, относится к категории Ia, с энергоемкостью до 120 ккал/ч (до 139 Вт), которая производится в положении сидя и сопровождается низким физическим напряжением [32].

При температуре более -30°C , работы не проводятся, при исключении, если в этом есть абсолютная необходимость (на этапе протягивания трубопровода в скважину).

Для отдыха и обогрева персонала в зимний период предусмотрены специальные помещения с кондиционером Ballu ВРАС – 07СМ и инфракрасным обогревателем Ballu ВІН – АРL – 1.0. Техника питается от мобильной бензиновой электростанции Honda ЕТ 12000. Это оборудование поддерживает оптимальную температуру в палатке в комфортных пределах (22...26 °С).

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работы по строительству подводной переправы нефтепровода ведутся на открытой производственной площадке.

В процессе буровых работ существует опасность утечки природного газа, поэтому все оборудование размещено с наветренной стороны от нефтепровода, исходя из розы ветров.

В случае, определяемом расчетом, при проходке скважин диаметром более 1 м под фундаментами ответственных зданий и сооружений, в сложных гидрогеологических условиях проектом предусмотрено предварительное укрепление основания путем выполнения инъекции, устройства грунтоцементного основания, дополнительных свай и т.п.

Чтобы избежать переохлаждения в зимний сезон, рабочих обеспечивают утепленными костюмами, перчатками, обувью и головными уборами, соответствующими микроклимату региона.

Машины, механизмы, установки, устройства и приборы, используемые в строительстве ППМН, являются источниками вибрации и шума.

Допустимый уровень шума составляет от 80 дБ А [33]. Все операторы бурового оборудования оснащены наушниками против шума "HONEYWELL Howard Leight VeriShield VS 130HV Hi – Viz, 1035111 – VS".

Для защиты рук от вибраций используются рукавицы с эластичными трубчатыми элементами [34]. Применяемая виброустойчивая обувь выполнена в виде сапог и оснащена подкладкой из эластичного амортизирующего материала [35].

Для снижения влияния ионизирующего излучения (детекторы дефектов, используемые для контроля качества сварных соединений) используются средства коллективной защиты: защитные экраны и защитные устройства [36].

В виду того, что трубопровод должен протягиваться в скважину непрерывно, работа подразумевает ночные смены. Для освещения

строительных площадок используются 4 мобильных осветительных установки (2 установки на левом берегу и 2 на правом) ПОУ – 4 * 1000м – 9.0 Р – 10.0 GXD – 2EXD в взрывозащищенной конструкции, световой поток каждой установки составляет 320000 Лм на квадратный метр. Среднее освещение, требуемое при установке труб, составляет 100 люкс [37], исходя из этого рабочая зона осветительных приборов на одном берегу составляет 80x80 м.

На строительной площадке установлен скоростной режим. Скорость машин вблизи производственных площадок не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

На объекте установлены санитарные помещения: раздевалки, туалеты, комнаты для сушки рабочей одежды и обуви, комнаты для отопления и отдыха [38].

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Машины и механизмы являются источником пыли и газа в рабочей зоне. В зависимости от класса опасности вещества существуют предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведенные в таблице 14 [39].

Таблица 11 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны

| Класс опасности | 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|------------------------------------|---------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| Вид вещества | Вещества чрезвычайно опасные | Вещества высокоопасные | Вещества умеренно опасные | Вещества малоопасные |
| ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м | Менее 0,1 | 0,1-1,0 | 1,1-10 | Более 10 |

Для определения ПДК используется датчик-газоанализатор фотоионизационный ДАФ-М. Вредные вещества, которые являются частью выхлопных газов, относятся к 4-му классу опасности и не превышают максимально допустимую концентрацию, поэтому противогазы не требуются. Чтобы защитить дыхание от пыли, рабочие оснащены респираторами.

Используется коллективная защита от воздействия механических факторов: устройства автоматического контроля; оградительные устройства и сигнализации; знаки безопасности [40].

Все электрооборудование имеет допустимые значения: переменный ток 50 Гц, контактное напряжение 2 В и сила тока 0,3 мА [41].

Для максимальной защиты персонала принимаются следующие мероприятия [42]:

- токопроводящие части оборудования хорошо изолированы и постоянно контролируются;
- установлены оградительные устройства;
- используется предупредительная сигнализация и блокировка;
- наличие знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- применение индивидуальных изолирующих электрозащитных средств: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными ручками, индикаторы напряжения, диэлектрические сапоги, диэлектрические резиновые коврики.

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Наличие горючих материалов на строительной площадке и источников зажигания является основными факторами пожарной безопасности при бурении скважины.

Горючими материалами являются: топливо для машин и оборудования, нефтепродукты и т. д.

Источниками зажигания являются: падение и соударение различных оборудования и инструмента, нагрев трущихся деталей в механизмах, неисправное электрооборудование и т. д.

Главное условие обеспечения пожарной безопасности – это грамотное и обоснованное размещение и устройство ДВС, а также соблюдение требований, предъявляемых к электрооборудованию.

Обязка обеспечивает удаление нагреваемых частей двигателя и потока выхлопных газов от горючих материалов.

Выхлопные трубы оборудованы искрогасителями.

Буровые установки обеспечены аварийным освещением напряжением не выше 12 В и переносными взрывозащитными светильниками того же напряжения.

Осветительную и силовую электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для невзрывоопасных помещений и установок.

Пожарный пост с первичными средствами пожаротушения имеет: огнетушители порошковые ОП – 9(10) – 10 шт.; противопожарное полотно размером 2х2 м – 2 шт.; два ведра, две лопаты, один топор, один лом [43].

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В процессе работы могут возникнуть ЧС: взрыв и возгорание технологического оборудования и емкостей.

При взрыве или возгорании необходимо [44]:

- немедленно прекратить работы в зоне воспламенения;
- при необходимости оказать первую доврачебную пострадавшим;
- эвакуировать людей за пределы зоны воспламенения технологического оборудования и емкостей;

- сообщить о загорании в пожарную часть, диспетчеру ЦИТС;
- приступить к тушению пожара пожарным автомобилем, имеющимися первичными средствами пожаротушения;
- при возможности эвакуировать нефтяные емкости, автотехнику из зоны горения;
- организовать встречу прибывших пожарных подразделений;
- дальнейшие работы вести по дополнительному плану.

Все работники оснащены необходимым защитным оборудованием: противопыльными и фильтрующими полумасками, а также прилегающими защитными очками.

Обеспечить безаварийную и безопасную работу ГНБ, возможно при постоянном контроле состояния машин и механизмов, используемых в строительстве, своевременном ремонте и обновлении всех элементов.

Буровой раствор, поступающий из скважины, направляется в специальный коллектор.

При возникновении пожара (аварии) стоит немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), приступить к ликвидации пожара (аварии) с использованием имеющихся при этом сил и средств.

6.7 Экологичность проекта

Проведя анализ источников загрязнения атмосферного воздуха, воды и почвы можно выявить влияния технологических процессов на экологию строительной площадки и прилегающей ее территории.

В процессе горизонтально направленного бурения скважины и обустройстве строительной площадки происходит загрязнение атмосферного воздуха, причинами являются:

- продукты сгорания топлива;
- сварочные аэрозоли;

- растворители.

Необходимо выделить несколько видов воздействия на ландшафты, растительность, почвы и грунты при сооружении ППМН:

- прямое воздействие на земли путем изъятия под объекты МТ;
- механическое воздействие, связанное с вертикальной перепланировкой рельефа, уплотнением верхнего слоя почвы при отсыпке площадок под бурение, при передвижении автотранспорта по дорогам.

Классифицируя виды воздействия на поверхностные воды, можно выделить основные из них:

- строительство линейных и площадочных объектов;
- забор воды на хозяйственно-питьевое и производственно-пожарное водоснабжение;

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважины ППМН и строительстве объектов обустройства могут оказывать следующие источники загрязнения:

- утечки жидких отходов бурения из накопительных котлованов, сооружаемых в минеральном грунте;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реку;
- прямые выбросы веществ в водоемы.

При проектировании необходимо разработать мероприятия, позволяющие снизить воздействие строящихся объектов на окружающую среду:

- предусмотреть конструкции трубопроводных систем, обеспечивающие безаварийную работу и возможность применения диагностических устройств с целью проверки толщины стенок трубопроводов, предусмотреть контроль качества сварных швов трубопроводов методами магнитографирования и радиографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность;

- предусмотреть автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе;

– предусмотреть электроприводную запорную арматуру с дистанционным управлением;

– восстановление и рекультивация земель, отведенных под временное пользование или подвергшихся случайному воздействию, чтобы свести до минимума опасность эрозии, обеспечить защиту водной среды обитания и восстановление растительного покрова.

Рекомендованы следующие способы утилизации сточных вод: сбор и вывоз на береговые базы для дальнейшей очистки и утилизации.

7 Экономическая часть

В данном пункте выпускной квалификационной работы рассчитаны затраты, необходимые для сооружения подводного перехода магистрального трубопровода через р. Тунгуска методом ГНБ.

Затраты на строительство данного объекта включают в себя:

- капитальные затраты;
- эксплуатационные затраты.

В свою очередь капитальные затраты $K_{общ}$, руб. на строительство можно выразить формулой:

$$K_{общ} = K_{mat} + K_{cмp}, \quad (35)$$

где K_{mat} – затраты на приобретение оборудования и материалов, руб.;

$K_{cмp}$ – затраты на строительно-монтажные работы, руб.

7.1 Расчет капитальных затрат

К капитальным затратам на сооружение ППМН относятся материалы для строительства, оборудование, техника и строительно-монтажные работы.

К основным материалам необходимым для строительства ППМН относятся:

- труба стальная 1067x17 мм, класса прочности К56;
- расширитель режущо-уплотняющий, диаметром 1,3 м (XZ500 D89);
- бентонит, необходимый для приготовления бурового раствора.

Все материалы и их стоимость приведены в таблице 15.

Таблица 12 – Затраты на материалы

| № | Наименование | Ед.изм | Кол-во | Цена с НДС, руб. | Стоимость с НДС, руб. | Источник цен (прайс или сайт) |
|---|--|--------|--------|------------------|-----------------------|---|
| 1 | Труба 1067х17 | т | 218 | 108800 | 23718400 | https://pipe-etk.ru/product/truba-attestovannaya-pao-ak-quottransneftquot-1067kh17-mm/ |
| 2 | Расширитель режущее-уплотняющий, диаметром 1,3 м (XZ500 D89) | шт | 1 | 183800 | 183800 | https://гнб-про.рф/gnb/rasshir-ger |
| 3 | Бентонит | т | 1345 | 22287,6 | 29976768,2 | https://krasnoyarsk.tiu.ru/p366340421-vysokomodifitsirovannyj-natrievyj-bentonit.html |
| | Итого | х | х | х | 53878968,2 | х |

Сооружение ППМН помимо наличия буровой установки подразумевает вспомогательную технику для помощи в протягивании труб, подачи бурового раствора в скважину, для монтажа трубопроводной плети и др.

Затраты на оборудование приведены в таблице 16.

Сооружение ППМН не может обойтись без главной проектной установки – буровой. В данном проекте буровая установка будет приобретена у китайского производителя с наименованием «XZ450 Plus» [45].

Таблица 13 – Затраты на оборудование

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена с НДС, руб. | Стоимость с НДС, руб. | Источник цен (прайс или сайт) |
|---|---|----------|--------|------------------|-----------------------|---|
| 1 | Автокран «Галичанин КС-55713» | шт. | 1 | 2500000 | 2500000 | https://www.farpost.ru/sankt-peterburg/auto/spectech/crane/mobile/avtokran-x5513-na-shassi-kamaz-92718720.html |
| 2 | Трубоукладчик «ЧТЗ ТР12.22.01» | шт. | 2 | 6500000 | 13000000 | https://exkavator.ru/trade/podemnaya-tehnika/truboukladchiki/chtz-yralktrak/yralktrak_tr122201/ |
| 3 | Трубоплетевоз на шасси КАМАЗ-43118 с прицепом роспуском | шт | 1 | 3770000 | 3770000 | https://krasnoyarsk.tiu.ru/p309618104-trubopletevoz-shassikamaz.html |
| 4 | Микроавтобус «Газель» | шт | 2 | 650000 | 1300000 | https://spec.drom.ru/krasnodar/bus/gaz-gazel-322125-2017-91438246.html |
| 5 | Сварочный инверторный полуавтомат «Аврора OVERMAN 180» | шт | 2 | 26200 | 52400 | https://promtehnoland.ru/store/svarochnoe-oborudovanie-dlya-trub-iz-pe-pp-pvdf/svarka-metalla |

Окончание таблицы 16

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол-во | Цена с НДС, руб. | Стоимость с НДС, руб. | Источник цен (прайс или сайт) |
|---|--------------------------|----------|--------|------------------|-----------------------|---|
| 6 | Центратор одноцепной | шт | 2 | 152285 | 304570,14 | https://krasnoyarsk.tiu.ru/p458975307-tsentrator-odnotsepoj.html |
| 7 | Опора роликовая «ОРБ-20» | шт | 18 | 60333 | 1086000 | https://apmakom.ru/opora-rolikovaya-dlya-ukladki-trub-orb-20/ |
| 8 | Центратор одноцепной | шт | 2 | 152285 | 304570,14 | https://krasnoyarsk.tiu.ru/p458975307-tsentrator-odnotsepoj.html |
| х | Итого | х | х | х | 22317540,3 | х |

Стоимость покупки буровой установки за год приведена в таблице 17.

Таблица 147 – Затраты на покупку буровой установки

| Наименование | Цена с НДС, руб. | Стоимость с НДС, руб. | Источник цен |
|------------------------------------|------------------|-----------------------|---|
| Буровая установка ГНБ «XZ450 Plus» | 10210641 | 10210641 | https://www.nsk.gnb-service.ru/catalog/xcmg-kitay/ustanovka-gnb-xz450-plus/ |
| Всего | х | 10210641 | х |

Строительно-монтажные работы включают в себя: подготовительные работы (установка роликовых опор, приготовление бурового раствора и прочие

работы), монтаж, сварку, испытание и протаскивание трубопровода, бурение скважины и заключительные работы.

Затраты на строительно-монтажные работы приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Затраты на строительно-монтажные работы

| № | Наименование | Сметная стоимость, тыс. руб. |
|---|---|------------------------------|
| 1 | Подготовительные работы (установка роликовых опор, приготовление бурового раствора и прочие работы) | 3203 |
| 1 | Монтаж трубопровода | 14234,3 |
| 2 | Сварка трубопровода | 1002,35 |
| 3 | Испытание трубопровода | 311 |
| 4 | Бурение скважины | 8349,5 |
| 5 | Протаскивание трубопровода | 32349,23 |
| 6 | Заключительные работы | 237 |
| | Итого | 209956,494 |

7.2 Расчет эксплуатационных затрат

К эксплуатационным затратам относятся зарплата обслуживающего персонала, страховые взносы, техническое обслуживание (ремонт, обеспечение электроэнергией), затраты на топливо, вспомогательные материалы и амортизационные отчисления.

Проект сооружения ППМН через р. Тунгуска предусматривает работы сроком один год.

Зарплаты работников и месячный фонд оплаты труда приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Фонд оплаты труда

| Должность | Кол-во | Оклад, руб. | Районный коэффициент 30% от оклада, руб. | Северная надбавка 50% от оклада, руб. | Итого за месяц на одного работника, руб. | Месячный фонд основной заработной платы, руб. | Источник |
|----------------------------|--------|-------------|---|--|--|---|---|
| Оператор буровой установки | 1 | 100000 | 30000 | 50000 | 180000 | 180000 | https://rabota.yandex.ru/rossiya/vakansii/?text=оператор%20гнб |
| Инженер ГНБ | 1 | 140000 | 42000 | 70000 | 252000 | 252000 | https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/24672360 |
| Локаторщик | 1 | 120000 | 36000 | 60000 | 216000 | 216000 | https://ru.jooble.org/работа-локаторщик-гнб |
| Сварщик | 2 | 75000 | 22500 | 37500 | 135000 | 270000 | https://russia.trud.com/salary/692/4280.html |
| Машинист автокрана | 1 | 69000 | 20700 | 34500 | 124200 | 124200 | https://russia.trud.com/salary/692/77465.html |
| Машинист трубоукладчика | 2 | 80000 | 24000 | 40000 | 144000 | 288000 | https://russia.trud.com/salary/692/78011 |

Окончание таблицы 19

| Должность | Кол-во | Оклад, руб. | Районный коэффициент 30% от оклада, руб. | Северная надбавка 50% от оклада, руб. | Итого за месяц на одного работника, руб. | Месячный фонд основной заработной платы, руб. | Источник |
|--------------------------------|--------|-------------|---|--|--|---|---|
| Водитель трубоплетевоза | 1 | 40000 | 12000 | 20000 | 72000 | 72000 | https://russia.trud.com/salary/692/77830.html?currency=RUB |
| Водитель микроавтобуса | 2 | 40000 | 12000 | 20000 | 72000 | 144000 | https://russia.trud.com/salary/692/76933.html?currency=RUB |
| Монтажник трубопровода | 2 | 63000 | 18900 | 31500 | 113400 | 226800 | https://russia.trud.com/salary/692/52916.html?currency=RUB |
| Инженерно-технический персонал | 2 | 55000 | 16500 | 27500 | 99000 | 198000 | https://russia.trud.com/salary/692/9098.html?currency=RUB |
| Итого: | 14 | х | х | х | х | 1971000 | Итого: х |

Страховые взносы высчитываются как 30 % от фонда оплаты труда, взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на

производстве и профессиональных заболеваний высчитываются как 1,4 % от фонда оплаты труда (13 класс профессионального риска).

Результаты вычислений приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на оплату труда, страховые взносы, взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

| Наименование | Сумма, тыс. руб. |
|--|------------------|
| Годовой фонд оплаты труда | 23652 |
| Страховые взносы | 7095,6 |
| Взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний | 331,128 |

Так как на сооружение ППМН требуется немалое количество спецтехники, то необходимо рассчитать затраты на топливо. Электроэнергия на объекте строительства обеспечивается дизельными генераторами. Расчет топлива произведен при максимальном потреблении за 8-часовой рабочий день. Внеурочное время рабочая бригада и техника базируется в близлежащем населенном пункте: с. Николаевка. Расстояние до села составляет около 20 км. Затраты посчитаны при условии, что автотранспорт преодолевает данное расстояние дважды в день (доставка к месту строительства, доставка к месту размещения). Нормы расхода топлива для оборудования представлены, согласно сервису <http://putew.inrb.by/article.html> [46]. Стоимость топлива по Хабаровскому краю составляет [47]:

- бензин АИ-92: 46,83 руб./л;
- дизельное топливо: 53,7 руб./л.

Затраты на топливо представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Прочие затраты

| Наименование ТС и оборудования | Кол-во | Линейная норма ТС, л/100 км | Расход ТС за год, л | Норма расхода рабочего оборудования, л/час | Расход рабочего оборудования за год, л | Общий расход топлива за год, л | Стоимость, тыс. руб. |
|--|--------|-----------------------------|---------------------|--|--|--------------------------------|----------------------|
| Буровая установка ГНБ «XZ450 Plus» (Б) | 1 | - | - | 6,6 | 8675 | 10798 | 505,7 |
| Автокран «Галичанин КС-55713» (Д) | 1 | 33,6 | 4905,6 | 6,0 | 12480 | 17385,6 | 933,6 |
| Трубоукладчик «ЧТЗ ТР12.22.01» (Д) | 2 | - | - | 11,4 | 47424 | 47424 | 2547 |
| Трубоплетевоз на шасси «Камаз 65225» 6х6 (Д) | 1 | 24,1 | 3518,6 | - | - | 3518,6 | 188,9 |

Окончание таблицы 21

| Наименование ТС и оборудования | Кол-во | Линейная норма ТС, л/100 км | Расход ТС за год, л | Норма расхода рабочего оборудования, л/час | Расход рабочего оборудования за год, л | Общий расход топлива за год, л | Стоимость, тыс. руб. |
|---|--------|-----------------------------|---------------------|--|--|--------------------------------|----------------------|
| Микроавтобус «Газель» (Б) | 2 | 13,3 | 1941,8 | - | - | 1941,8 | 90,9 |
| Дизельный генератор «Старт АД 200-Т400» (Д) | 2 | - | - | 60 | 249600 | 249600 | 13404 |
| Итого | 8 | х | х | х | х | х | 17670,1 |

Сумма амортизационных A , руб. отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле:

$$A = C_{oc} \cdot \frac{H_a}{100}, \quad (36)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного оборудования, руб.;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений.

Годовая норма амортизационных отчислений H_a определяется по формуле:

$$H_a = \frac{100}{t_{cl.}}, \quad (37)$$

где $t_{cl.}$ – срок службы оборудования, год.

Срок службы оборудования взят с помощью сервиса <http://www.garant.ru/> [48].

Результаты расчетов суммы амортизационных отчислений приведены в таблице 22.

Таблица 15 – Амортизационные отчисления

| № | Наименование | Кол-во, шт. | Срок службы, год | Годовая норма амортизации, % | Сумма амортизационные отчислений за год, руб. |
|---|--|-------------|------------------|------------------------------|---|
| 1 | Буровая установка ГНБ «XZ450 Plus» | 1 | 10 | 10 | 850886,75 |
| 1 | Автокран «Галичанин КС-55713» | 1 | 10 | 10 | 208333,3 |
| 2 | Трубоукладчик «ЧТЗ ТР12.22.01» | 2 | 10 | 10 | 1083333,3 |
| 3 | Трубоплетевоз на шасси | 1 | 10 | 10 | 314166,7 |
| 4 | Микроавтобус «Газель» | 2 | 7 | 14,29 | 154808,3333 |
| 5 | Сварочный инверторный полуавтомат «Аврора OVERMAN 180» | 2 | 7 | 14,29 | 6239,39 |

Окончание таблицы 22

| № | Наименование | Кол-во, шт. | Срок службы, год | Годовая норма амортизации, % | Сумма амортизационные отчислений за год, руб. |
|----|---|-------------|------------------|------------------------------|---|
| 6 | Центратор одноцепной | 2 | 10 | 10 | 25380,85 |
| 7 | Опора роликовая «ОРБ-20» | 40 | 15 | 6,67 | 60363,5 |
| 8 | Центробежный насос «ТАКИ МЕС-MR 50/2» | 2 | 3 | 33,33 | 84601,97 |
| 9 | Станция для приготовления бентонита | 2 | 7 | 14,29 | 39767,64 |
| 10 | Дизельный генератор «Старт АД 200-Т400» | 2 | 10 | 10 | 340026,8 |
| 11 | Строительный вагончик | 6 | 7 | 14,29 | 108889,8 |
| | Итого | х | х | х | 3276798,95 |

Годовые затраты на текущий ремонт составляют 10% от стоимости основного оборудования.

Общие затраты на сооружение подводного перехода через р. Тунгуска методом ГНБ представлены в таблице 23.

Таблица 16 – Затраты на строительство перехода

| № | Наименование | Сумма, тыс. руб. |
|----|--|------------------|
| 1 | Капитальные затраты, в том числе: | 296363,644 |
| 2 | Затраты на приобретение оборудования и материалов | 86407,15 |
| 3 | Затраты на монтажно-строительные работы | 209956,494 |
| 4 | Эксплуатационные затраты, в том числе: | 54257,381 |
| 5 | Годовой фонд оплаты труда | 23652 |
| 6 | Страховые взносы | 7095,6 |
| 7 | Взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний | 331,128 |
| 8 | Амортизационные отчисления | 3276,799 |
| 9 | Затраты на текущий ремонт | 2231,754 |
| 10 | Прочие затраты | 17670,1 |
| | Итого | 350621,025 |

На рисунках 11 и 12 представлена структура, соответственно, капитальных вложений и эксплуатационных затрат в строительство ППМН через р. Тунгуска.

Капитальные вложения

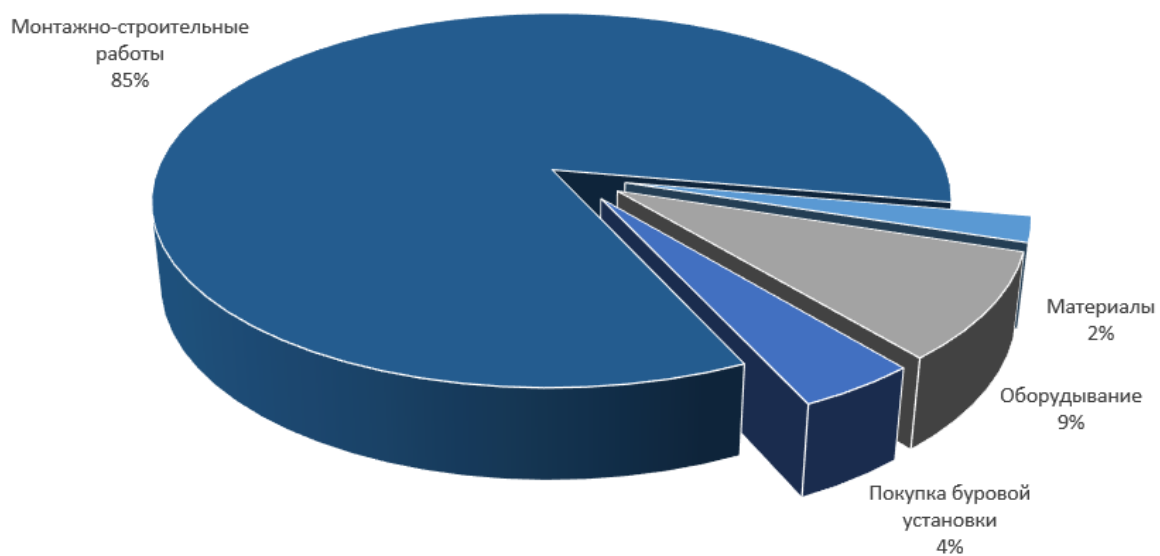


Рисунок 11 – Капитальные вложения

Капитальные вложения в объект строительства составили 296,364 млн рублей. Большую часть данной суммы занимают строительно-монтажные работы.



Рисунок 12 – Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты на строительство объекта составили 54,3 млн. руб. Большую часть от этой суммы занимают затраты на оплату труда сотрудников (44 % от эксплуатационных затрат), прочие затраты на обслуживание техники примерно равна сумме оплаты труда (32 % от эксплуатационных затрат).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы изучена технология перехода трубопровода через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения.

Также в данной работе был проведен анализ характеристик района строительства трубопровода и рассчитан профиль скважины подводного перехода магистрального нефтепровода.

К определяющим параметрам и факторам расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения относятся: категория грунта и возможные твердые включения по пути трассы бурения скважины; рельеф дна водной преграды; глубина заложения трубопровода от наименьшей отметки дна; угол входа и выхода бурильного инструмента относительно горизонта; диаметр трубопровода; ширина и глубина водной преграды; в случае преодоления рек: высота берегов и их уклоны, ширина пойменной части; квалификация и должный опыт работы оператора буровой установки;

В экономической части работы представлены расчеты капитальных затрат на строительство подводного перехода. Данные затраты в своей сумме составили 350621025 руб.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- Нефтетрубопровод «ВСТО» – 2 – нефтетрубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» – 2;
- ЕАО - Еврейская автономная область;
- ГВВ – горизонт высоких вод;
- МН – магистральный нефтепровод;
- ЗП – закрытый подземный переход;
- КПП СОД – камера пуска и приема средств очистки и диагностики;
- ДВС – двигатель внутреннего возгорания;
- ЧС – чрезвычайная ситуация.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85* (с Изменениями N 1, 2). – Введ. 01.07.2013. – Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 2013. – 104 с.

2 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. – Введ. 17.06.2017. - Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 2017. – 122 с.

3 СП 341.1325800.2017 Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением. – Введ. 15.05.2018. - Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 2018. – 126 с

4 СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы. – Введ. 08.08.1997. – Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 1997. – 50 с.

5 СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий). СНиП II-89 – 80* (с Изменением N 1). – Введ. 18.03.2020. – Росстандарт, 2020. – 49 с.

6 СТО НОСТРОЙ 2.27.17 – 2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтально направленного бурения. Филиал ОАО ЦНИИС Научно-исследовательский центр «Тоннели и метрополитены». Дата введения – 05.12.2011. – 145 с.

7 Мустафин, Ф. М. Технология сооружения нефтепроводов: Учеб. / Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, Г.Г. Васильев - Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. - 632 с.

8 СП 47.13330 Инженерные изыскания для строительства. Общие положения. – Введ. 01.07.2017. - АИИС, 2017. – 90 с.

9 СП 11-105 – 97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть 1. Общие правила производства работ. – Введ. 01.03.1998. - ПНИИИС, Госстрой России, 1998. – 86 с.

10 МДС 11-21.2009 Методика определения точного местоположения и глубины залегания, а также разрывов подземных коммуникаций (силовых,

сигнальных кабелей, трубопроводов газо-, водоснабжения и др.) предотвращающих их повреждение при проведении землянных работ. – Москва: ООО «Тектоплан» совместно с ООО «Геологоразведка», 2009. – 103 с.

11 СП 249.1325800 Коммуникации подземные. Проектирование и строительство. – Введ. 01.10.2016. – НИИОСП им. Н.М. Герсевича, 2016. – 66 с.

12 Переходы трубопроводов методом горизонтально направленного бурения (ГНБ): Отчет о НИР/ О.Н. Петров, Р.Н. Шакиров, А.Н. Сокольников, В.И. Верещагин, Д.В. Агровиченко. – Красноярск, 2021. – 9 с.

13 СТТ-75.180.00-КТН-016 – 10 (с изм. 1) Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов диаметром 1067 и 1220 мм с рабочим давлением до 12,5 МПа.

14 СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7 – 81. – Введ. 20.05.2011. – Москва: Росстандарт, 2011.

15 На границе двух регионов / ПАО «Транснефть» // Серийный журнал Трубопроводный транспорт нефти (ТТН). – 2020. – август 2020. – С. 32–35.

16 Национальная ассоциация нефтегазового сервиса [Электронные ресурсы] : Через реку Тунгуска пройдет резервная нитка нефтепровода «ВСТО» – 2. – Режим доступа: <https://nangs.org/news/technologies/chez-reku-tunguska-proydet-rezervnaya-nitka-nefteprovoda-vsto-2>

17 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Росстандарт, 2013.

18 Научно-популярная энциклопедия «Вода России» [Электронный ресурс]: Река Тунгуска – Режим доступа: https://water-f.ru/Водные_объекты/1267/Тунгуска

19 Allrivers [Электронные ресурсы] : Уровень воды онлайн – Режим доступа: <https://allrivers.info/gauge/tunguska-arhangelovka>

20 ПАО «Транснефть» [Электронные ресурсы] : Информация о закупке 0001-204-К-У02-00499-2020 "98-ТДР/ТСД/ТПР/06.2020. Работы по

техническому перевооружению подводного перехода МН траншейным методом. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/tenders/purchase/id/3214563>

21 СП 34-112 – 97 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов Комплексная технология и организация

22 ГОСТ 9.602 – 2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.06.2017. – Москва: Росстандарт, 2017.

23 РД 19.100.00-КТН-001 – 10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. – Введ. 18.01.2010. – Москва: Росстандарт, 2010.

24 Сальников, А. В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печерского бассейна : уч. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агинеи – Ухта, УГТУ, 2009 – 23 с.

25 ГОСТ 9.602 – 2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.06.2017. – Москва: Росстандарт, 2017.

26 Грузопъем.РФ [Электронный ресурс] : Завод изготовитель грузоподъемного оборудования – Режим доступа: <https://грузопъем.рф>

27 ОТТ-23.040.00-КТН-135 – 15 (с изм. 1) Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования. – Введ. 04.06.1997. – Москва: АК Транснефть, 1997.

28 ERA [Электронный ресурс] : Ремонт, обслуживание и продажа электроники ГНБ – Режим доступа: <https://www.era-locator.ru/>

29 ГОСТ 23732 – 2011 Вода для бетонов и строительных растворов. Технические условия. – Введ. 01.10.2012. – Москва: Росстандарт, 2012.

30 ГОСТ 12.0.003 – 2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.03.2017. – Москва: Росстандарт, 2017.

31 Учебно-методическое пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : СФУ, 2016.

32 СанПиН 2.2.4.548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введ. 01.13.1996. – Москва: Госкомсанэпиднадзор, 1996.

33 ГОСТ 12.1.003 – 83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – Москва: ГК СССР, 1984.

34 ГОСТ 12.4.010 – 75 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия. – Введ. 01.01.1976. – Москва: ГК СССР, 1975.

35 ГОСТ 12.4.024 – 76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Обувь специальная виброзащитная. Общие технические требования. – Введ. 01.01.1978. – Москва: ГК СССР, 1977.

36 ГОСТ 12.4.120 – 83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты от ионизирующих излучений. Общие технические требования. – 01.01.1984. – Москва: ГК СССР, 1983.

37 ГОСТ 12.1.046 – 2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 01.07.2015. – Москва: Росстандарт, 2015.

39 СНиП II-92 – 76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введ. 01.07.1977. – Москва: ГК СССР, 1977.

40 ГН 2.2.5.686 – 98 Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введ. 04.02.1998. – Москва: Росстандарт, 1998.

41 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – 01.07.1990. – Москва: ГК СССР, 1990.

42 ГОСТ 12.1.038 – 82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – Введ. 01.07.1983. – Москва: ГК СССР, 1983.

43 ГОСТ IEC 61140 – 2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. – Введ. 01.07.2014. – Москва: Росстандарт, 2014.

44 О противопожарном режиме (вместе с "Правилами противопожарного режима в Российской Федерации) : постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390. – Москва: МЧС России, 2012.

45 Afarigroup [Электронный ресурс] : Цена на буровую установку ГНБ от китайского производителя «XZ450 Plus» – Режим доступа: <https://www.nsk.gnbservice.ru/catalog/xcmg-kitay/ustanovka-gnb-xz450-plus/>

46 UnTerra [Электронный ресурс] : Нормы расхода топлива – Режим доступа: <http://putew.inrb.by/article.html>

47 PetrolPlus [Электронный ресурс] : Индекс топливных цен – Режим доступа: <https://www.petrolplus.ru/fuelindex/>

48 ГАРАНТ.РУ[Электронный ресурс] : Информационно-правовой портал. – Режим доступа: <http://www.garant.ru/>


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

« 21 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом
горизонтально-направленного бурения

Руководитель  08.06.21 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник



08.06.21

М. Е. Сиско

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом
горизонтально направленного бурения»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения» содержит 90 страниц, 48 использованных источников, 6 листов графического материала.

СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕХОДА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ, ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ.

Объект проектирования: подводный переход магистрального нефтепровода.

Цель данной дипломной работы: определение основных параметров и факторов расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить технологию перехода трубопровода через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения;
- провести анализ характеристик района строительства трубопровода;
- определить основные параметры и выполнить технологический расчет подводного перехода магистрального трубопровода;
- вычислить экономические затраты на сооружение подводного перехода магистрального трубопровода.

В настоящей бакалаврской работе проведен анализ технологии перехода магистрального нефтепровода через естественные и искусственные препятствия методом горизонтально-направленного бурения; определены основные параметры для расчета перехода трубопровода методом горизонтально-направленного бурения; рассчитан профиль скважины перехода,

определены весовые характеристики трубопровода и параметры спусковой дорожки; подобрано необходимое оборудование для строительства рассчитанного перехода.

Раздел «Экономическая часть» содержит расчеты единовременных капитальных затрат на строительство подводного перехода магистрального нефтепровода.