

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

«23» июня 2020г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Ремонт участка магистрального нефтепровода  
«Анжеро-Судженск – Красноярск»

Руководитель

доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник

А. Ш. Шабданбеков

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Ремонт участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск»»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Ремонт участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» состоит из 93 страниц расчетно-пояснительной записки, 41 использованных источников, 6 листов графического материала.

### МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, РЕМОНТ, РАСЧЕТ.

Объект ВКР: подводный переход нефтепровода через реку Тингина.

Цель ВКР: разработать проект ремонта подводного перехода нефтепровода линейной части магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» через реку Тингина.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) составить план мероприятий по ремонту участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск»;
- 2) провести необходимые расчеты;
- 3) предусмотреть безопасность проекта;
- 4) рассмотреть экономическую составляющую проекта.

В технологической части выпускной квалификационной работы дана общая характеристика объекта и района проведения ремонта, также рассмотрены основные технические решения по обеспечению ремонта и методы производства основных работ.

В разделе «Безопасность и экологичность» решены задачи по обеспечению безопасности жизнедеятельности, пожарной безопасности, а также предусмотрены мероприятия по охране труда.

В экономической части рассчитаны затраты на замену дефектного участка нефтепровода.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
Основная часть .....	6
1 Технологическая часть.....	6
1.1 Административное положение.....	6
1.2 Характеристика и раскладка труб на участке и свойства нефти.....	6
1.3 Инженерно-геологическая характеристика.....	7
1.4 Гидрологическая характеристика.....	11
1.5 Гидрологическая характеристика р. Тингина .....	11
1.6 Характеристика строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта.....	16
2 Сведения о размерах земельных участков.....	17
2.1 Постоянный и временный отвод земельных участков.....	17
2.2 Устройство временных переездов и объездов .....	18
3 Перечень основных видов строительных и монтажных работ .....	19
3.1 Порядок производства и виды работ.....	19
3.2 Укладка участков нефтепровода .....	21
3.3 Земляные работы.....	22
3.4 Транспортные и погрузо-разгрузочные работы.....	24
3.5 Доставка труб на площадки складирования.....	25
3.6 Сварочно – монтажные работы .....	26
3.7 Перечень и последовательность операций сборки и сварки .....	28
4 Виды контроля.....	30
4.1 Общие положения .....	30
4.2 Входной контроль .....	30
4.3 Контроль качества изоляции трубопровода.....	32
5 Расчетная часть.....	35
5.1 Расчет толщины стенки трубопровода .....	35
5.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода.....	38
5.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость.....	41
5.4 Обеспечение устойчивости трубопровода против всплытия на водном переходе р. Тингина .....	56
6 Экономическая часть.....	56
6.1 Расчет затрат на ремонт нефтепровода траншейным методом.....	57
6.2 Затраты на вспомогательное оборудование .....	60
6.3 Расчет водопотребления на хозяйственно – питьевые нужды .....	62
6.4 Расчет стоимости ГСМ .....	62

6.5 Затраты на материалы и оборудование для монтажа.....	63
6.6 Заработная плата рабочих и страховые взносы .....	64
6.7 Смета затрат.....	66
6.8 Расчет затрат на ремонт нефтепровода бестраншейным методом .....	67
6.10 Расчет водопотребления на хозяйственно- питьевые нужды.....	72
6.11 Расчет стоимости ГСМ .....	72
6.12 Затраты на материалы и оборудование для монтажа.....	73
6.13 Заработная плата рабочих и страховые взносы .....	74
6.14 Расчет затрат на изготовление опоры бестраншейного метода .....	76
6.15 Смета затрат.....	77
7 Безопасность жизнедеятельности .....	78
7.1 Безопасность и экологичность .....	78
7.2 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	79
7.3 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	80
7.4 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	81
7.5 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	81
7.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	83
7.7 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ..	84
7.8 Экологичность проекта.....	85
Заключение .....	87
Список сокращений .....	88
Список использованных источников .....	89

## ВВЕДЕНИЕ

Магистральный трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, которые проходят по территории большинства субъектов Российской Федерации.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ: низкая себестоимость транспортировки, сохранность качества благодаря полной герметизации трубы, малочисленность обслуживающего персонала, непрерывность процесса перекачки, отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли.

Объект ВКР: подводный переход нефтепровода через реку Тингина.

Цель ВКР: разработать проект ремонта подводного перехода нефтепровода линейной части магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» через реку Тингина.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) составить план мероприятий по ремонту участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск»;
- 2) провести необходимые расчеты;
- 3) предусмотреть безопасность проекта;
- 4) рассмотреть экономическую составляющую проекта.

## **ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ**

### **1 Технологическая часть**

#### **1.1 Административное положение**

В административном отношении участок магистрального нефтепровода (МН) «Анжеро-Судженск – Красноярск» на 527 км через р. Тингина расположен в Манском районе Красноярского края. Объект находится в 47,4 км на юго – восток от восточной окраины г. Красноярск.

Проезд непосредственно к участку работ возможен от железнодорожной станции «Северная» в юго – восточном направлении через г. Красноярск по автодорогам с асфальтовым покрытием и трассе Федерального назначения М-53 на протяжении 83,8 км.

Технологически участок перехода МН «Анжеро-Судженск – Красноярск» на 527 км через р. Тингина обслуживает Красноярское РНУ, НПС Вознесенка.

По характеру растительности район работ относится к лесостепной зоне с преобладанием хвойных пород. Леса представлены березой и елью высотой до 20 м. Встречаются кустарники (ива высотой 3,5 м).

Участок коридора занят, в основном, луговой и влаголюбивой растительностью.

Участок изысканий местами заболочен.

Перепад высот на участке изысканий составляет 26 м. Максимальная отметка на участке изысканий составляет 363 м, минимальная – 337 м [1].

#### **1.2 Характеристика и раскладка труб на участке и свойства нефти**

Техническая характеристика труб в зоне подводного перехода через р. Тингина:

- диаметр – 1020 мм;
- средняя толщина стенки – 13,5 – 13,9 мм;
- предел текучести – 363 МПа;
- давление на выходе НПС – 5,2 МПа;
- пропускная способность – 40,2 млн.т/год;
- марка стали – 17ГС;
- класс прочности – К52;
- предел прочности – 510 МПа;
- температура стенки при эксплуатации:
- минимальная – +3,8 °С ;
- максимальная – +15,7 °С ;
- наличие пригрузов – присутствуют (чугунные) [1].

Величина заглубления труб составляет не менее 1,0 м от отметок поверхности земли до верха балластирующей конструкции [1].

Нефть состоит из 83...87 % углерода, 11...14 % водорода, не более 6...7 % кислорода, азота, серы, обладает диэлектрическими свойствами (обезвоженная).

Физико- химические свойства транспортируемой нефти представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Физико-химические свойства транспортируемой нефти

Тип нефти	Показатели свойств нефти (среднегодовые)			
	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, сСт	Температура застывания, °С	Температура вспышки, °С
1 (легкая)	846,2	8,45	-15	170

### 1.3 Инженерно-геологическая характеристика

Согласно схеме инженерно-геологического районирования исследуемая территория расположена в пределах Канско – Рыбинского



региона в пределах Рыбинской юрской впадины в юго – западной части Сибирской платформы.

Главнейшие инженерно-геологические условия региона predetermined особенностями почти повсеместно распространенных пород угленосной формации нижней-средней юры. Разрез ее имеет циклическое строение, обусловленное чередованием аллювиальных, озерных, болотных и прибрежно-лагунных отложений.

Органогенные породы формации представлены бурыми грунтами, верхние горизонты которых выветрены до рыхлой сажистой массы.

В регионе широко развиты озерно-аллювиальные отложения среднего-верхнего плейстоцена, представленные суглинками, супесями, песками с прослоями гравия и галечника, глинами общей мощностью от 5,0 до 20 м.

Склонность к быстрому размоканию и размыву аллювиальных и озерно-аллювиальных отложений обуславливает значительное развитие в речных долинах овражной эрозии [5].

Отличительной чертой поверхностных отложений является неоднородность, обусловленная резкой фациальной изменчивостью (взаимо переходами русловых, пойменных, старичных, озерных и других фаций) и резкими колебаниями состава и свойств в разрезе и по площади одних и тех же литологических разностей.

В геологическом строении исследуемого участка до глубины 10,0 м принимают участие средне-верхнечетвертичные отложения, представленные аллювиальными суглинками текуче пластичными, с примесью органических веществ и озерно-аллювиальными суглинками мягко пластичной и тугопластичной консистенции с примесью органических веществ. Сверху природные грунты перекрыты почвенно – растительным слоем.

Участок трассы проходит по денудационной расчлененной равнине, рельеф пологоволнистый, абсолютные отметки поверхности земли

составляют 336,30...346,17 м. Рельеф имеет уклон в сторону ручья. По склонам берегов ручья растет ива, в 7...15 м на юг от нефтепровода лесные насаждения представлены березой и елью, угодья представлены луговыми землями. Трасса МН «Анжеро-Судженск – Красноярск» проходит в параллельном створе с МН «Омск – Иркутск».

В геологическом строении до глубины 10,0 м принимают участие средне-верхнечетвертичные озерно-аллювиальные суглинки тугопластичные и мягкопластичные, общей вскрытой мощностью 3,0...7,9 м и средне-верхнечетвертичными аллювиальными суглинками текучепластичной консистенции, мощностью 1,8...6,7 м. Во всех выделенных ИГЭ отмечается примесь органических веществ. Природные грунты перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,3 м.

Урез воды в ручье Тингина на период изысканий в июне 2016 г., по существующему створу трассы зафиксирован на абсолютной отметке 337,55 м.

Из тяжелых геологических процессов инженерно-геологических явлений на данном участке отмечается морозная пучинистость грунтов, подтопление подземными водами и поверхностными водами ручья во время паводка, обильного снеготаяния и выпадения обильных осадков, заболоченность левого берегового склона, сейсмичность района.

В целом рельеф исследуемого участка нарушен при прокладке линейных сооружений – трасс нефтепроводов, наличием ямы, вдоль трассовых кабелей связи [6].

Площадка ПОС расположена на расстоянии около 3,0 км на юго-запад от исследуемого участка МН «Анжеро-Судженск – Красноярск», на 523 км, занята луговой растительностью и отдельно стоящими деревьями, свободна от застройки. Рельеф площадки относительно ровный, абсолютные отметки по устьям выработок составляют 361,76...362,49 м.

В геологическом строении до глубины 5,0 м принимают участие средне-верхнечетвертичные озерно-аллювиальные суглинки

тугопластичные, с примесью органических веществ, вскрытой мощностью 4,7 м. Природные грунты перекрыты почвенно-растительным слоем мощностью 0,3 м.

Подземные воды на площадке ПОС на период проведения изысканий скважинами глубиной 5,0 м не вскрыты.

Глубина сезонного промерзания для суглинков – 1,94 м, в зоне сезонного промерзания суглинки ИГЭ 4 – 3 – сильнопучинистые.

Согласно схеме инженерно-геологического районирования исследуемая территория расположена в пределах Канско – Рыбинского региона в пределах Рыбинской юрской впадины в юго – западной части Сибирской платформы.

Главнейшие инженерно-геологические условия региона predetermined особенностями почти повсеместно распространенных пород угленосной формации нижней-средней юры. Разрез ее имеет циклическое строение, обусловленное чередованием аллювиальных, озерных, болотных и прибрежно-лагунных отложений.

Органогенные породы формации представлены бурыми грунтами, верхние горизонты которых выветрены до рыхлой сажистой массы.

В регионе широко развиты озерно-аллювиальные отложения среднего-верхнего плейстоцена, представленные суглинками, супесями, песками с прослоями гравия и галечника, глинами общей мощностью от 5,0 до 20 м.

Склонность к быстрому размоканию и размыву аллювиальных и озерно- аллювиальных отложений обуславливает значительное развитие в речных долинах овражной эрозии.

Отличительной чертой поверхностных отложений является неоднородность, обусловленная резкой фациальной изменчивостью (взаимопереходами русловых, пойменных, старичных и озерных) и резкими колебаниями состава и свойств в разрезе и по площади одних и тех же литологических разностей.

В геологическом строении исследуемого участка до глубины 10,0 м принимают участие средне-верхнечетвертичные отложения, представленные аллювиальными суглинками текучепластичными, с примесью органических веществ и озерно – аллювиальными суглинками мягкопластичной и тугопластичной консистенции с примесью органических веществ [7].

#### **1.4 Гидрологическая характеристика**

Подземные воды типа поровых, безнапорных (грунтовых), в период изысканий в июне 2016 года, на исследуемой территории вскрыты на глубине 0,7...1,9 м от поверхности земли на отметках 335,69...337,20 м.

Водовмещающими являются аллювиальные суглинки текуче пластичные (ИГЭ 4 – 5) и озерно – аллювиальные суглинки мягкопластичные ИГЭ 4 – 4 и суглинки тугопластичные ИГЭ 4 – 3. Водоупор скважинами глубиной 10,0 м не вскрыт.

По химическому составу грунтовые воды преимущественно гидрокарбонатные кальциево – натриевые, весьма пресные (минерализация 0,368 – 0,460 г/л), по водородному показателю нейтральные (рН 7,1...7,4), по степени жесткости мягкие (общая жесткость составляет 2,4...2,8 мг – экв/л).

Грунтовые воды по отношению к бетону неагрессивные; по отношению к арматуре железобетонных конструкций толщиной до 250 мм – по содержанию хлоридов.

Грунтовые воды по отношению к свинцовой оболочке кабеля обладают высокой коррозионной агрессивностью, к алюминиевой оболочке кабеля – средней и высокой коррозионной агрессивностью [8].

#### **1.5 Гидрологическая характеристика р. Тингина**

Река Тингина относится к бассейну р. Енисей, расположена в

правобережной части водосбора и является его притоком второго порядка. Густота речной сети составляет 1,25 км/км<sup>2</sup>. Общая длина реки Тингина составляет 18,2 км.

Рассматриваемая в данном отчете территория расположена в юго-западной части Восточной Сибири, в пределах лесостепной зоны. В орографическом отношении трасса МН «Анжеро - Судженск – Красноярск» на участке 527 км проходит по юго-западной периферии Канско – Рыбинской котловины, предгорные возвышенности которой покрыты смешанным лесом (сосна, ель, лиственница, береза). Значительная часть земель занята сельскохозяйственными угодьями. По характеру рельефа территория представляет собой предгорную равнину с отметками высот порядка 338...548 м, расчлененную долинами рек, лощин, балок и оврагов.

Почвы на водосборах представлены, в основном, оподзоленными и выщелоченными черноземами, частично серыми лесными. По механическому составу почвы суглинистые.

По характеру водного режима, условиям формирования стока и внутригодовому распределению водотоки рассматриваемого района относятся к Восточносибирскому типу рек с четко выраженным весенним половодьем, паводками в теплое время года и устойчивой зимней меженью.

Питание реки смешанное, с преобладанием снегового, доля которого в суммарном стоке воды составляет более 50 %. В соответствии с источниками питания и определяется гидрологический режим рек и внутригодовое распределение водности.

Форма гидрографа весеннего половодья одновершинная, реже двухвершинная. Половодье в среднем длится около от двух до четырех недель.

После половодья наступает летне-осенняя межень, нарушаемая дождевыми паводками, уступающими половодью по высоте подъема и максимуму стока. Наиболее низкие уровни и наименьшие расходы воды летне – осеннего периода наблюдаются обычно в сентябре-октябре.

Небольшие водотоки исследуемого района летом периодически пересыхают.

Зимняя межень устойчивая и низкая, обычно начинается в конце октября и заканчивается с началом весеннего подъема уровня воды, еще до вскрытия водотоков. Низшие уровни и наименьшие расходы воды зимней межени наблюдаются, как правило, в феврале-марте, когда запасы грунтовых вод истощаются. В противоположность летнему периоду, когда на многих реках межень прерывается подъемами от выпадающих дождей, зимний сток устойчив и носит длительный характер. Многие малые реки промерзают зимой до дна в результате истощения водоносных горизонтов, участвующих в питании водотоков [9].

Весной с наступлением положительных температур воздуха начинается таяние и разрушение ледяного покрова. Одним из первых признаков является появление на льду талой воды и закраин. Вскрытие водотоков в среднем происходит в конце апреля. Весеннего ледохода не наблюдается, лед тает на месте. Показателем начала устойчивого повышения температуры воды, разрушения ледяного покрова весной и появления ледяных образований осенью, является дата перехода температуры воды через плюс  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Весной переход температуры воды через  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  обычно происходит в конце апреля – начале мая, осенью – в третьей декаде октября. После очищения реки ото льда весной температура воды интенсивно повышается. Наибольшая средняя месячная температура воды наблюдается в июле, ее среднее многолетнее значение составляет порядка плюс  $14,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Переход температуры воды через плюс  $4,0\text{ }^{\circ}\text{C}$  осенью происходит обычно в первой половине октября.

В период половодья наблюдается формирование основного объема годового стока наносов и отмечаются наибольшие значения мутности воды. В весенне – летний период проходит основная часть годового объема стока, что составляет 95... 99 %. Наибольшая мутность воды и максимум расхода наносов наблюдаются в период половодья, в отдельные годы могут быть

приурочены к пику дождевых паводков. На реках рассматриваемой территории средняя годовая мутность воды составляет 26 г/м<sup>3</sup>.

Величина минерализации воды изменяется обратно пропорционально изменению водности реки. При прохождении пика половодья минерализация малая и составляет менее 100 мг/л, в летне – осеннюю межень минерализация средняя – около 350 мг/л, в зимнюю межень минерализация повышенная – более 400 мг/л.

Долина р. Тингина в районе МН «Анжеро-Судженск – Красноярск» трапецеидальной формы, шириной до 700 м. Склоны долины хорошо выражены, умеренно крутые, хорошо задернованы, покрыты луговой растительностью и смешанным лесом (береза, ель, ива). В районе коридора МН «Анжеро-Судженск – Красноярск» произведена вырубка леса, небольшой перепланировке подвергался только правый склон долины. В настоящее время склоны долины, заросшие луговой растительностью и кустарником ивы.

На участке обследования пойма р. Тингина двухсторонняя, пересеченная. Ширина левобережной и правобережной поймы на участке обследования порядка 80 м. Растительность на естественных участках поймы представлена смешанным лесом (ель, береза) и порослью ивы, в районе коридора нефтепроводов пойма покрыта луговой растительностью и заросшая кустарником ивы. Ежегодно в периоды половодья происходит затопление поймы реки. Течение воды в пределах поймы незначительное. На пойме видны отложения наносов в виде суглинков и пылеватых песков. Наибольшая глубина затопления поймы наблюдается в прирусловой части и составляет порядка 1,0 м.

Грунты, слагающие пойму, представлены суглинком легким, песчанистым пылеватым, тугопластичным с прослоями суглинков тугопластичных и мягкопластичных [10].

Русло р. Тингина в районе перехода МН двухрукавное, извилистое, хорошо врезано в дно долины. В основном русле ширина реки на

гидростворе 3,8 м, средняя глубина – 0,43 м, максимальная глубина 0,67 м, средняя скорость течения – 0,22 м/с, максимальная скорость течения – 0,34 м/с. Уклон водной поверхности на момент производства работ составил 0,0026. Русло реки засорено упавшими деревьями, ветками и заросшее водной растительностью. По берегам реки и в русле произрастает кустарник ивы. В 15...17 м от основного русла находится левобережная протока шириной 1,0...1,3 м. Русло протоки извилистое заросшее лесом и кустарником. В русле много упавших деревьев и кустов. Глубина русла 0,5...0,9 м, в русле много ям и перекатов. Река не судоходная. Вода в реке чистая.

Выше по течению в 230...250 м от гидроствора в поселке Тингино расположен деревянный однопролетный мост. Мост в удовлетворительном состоянии.

Питание водотоков рассматриваемого района смешанное, с преобладанием снегового, доля которого в суммарном стоке воды составляет более 50 %. В соответствии с источниками питания и определяется гидрологический режим рек и внутригодовое распределение водности [11].

Форма гидрографа весеннего половодья одновершинная, реже двухвершинная. Половодье в среднем длится около от двух до четырех недель.

После половодья наступает летне – осенняя межень, нарушаемая дождевыми паводками. Наиболее низкие уровни и наименьшие расходы воды летне – осеннего периода наблюдаются обычно в сентябре – октябре.

Зимняя межень устойчивая и низкая, обычно начинается в конце октября и заканчивается с началом весеннего подъема уровня воды, еще до вскрытия водотоков. Низшие уровни и наименьшие расходы воды зимней межени наблюдаются, как правило, в феврале – марте, когда запасы грунтовых вод истощаются. В противоположность летнему периоду, когда на многих реках межень прерывается подъемами от выпадающих дождей,



зимний сток устойчив и носит длительный характер. Ледоход не наблюдается, лед тает на месте.

Характеристика взаимодействия водного потока и русла р. Тингина на исследуемом участке приведена на основании данных измерений скоростей течения в гидростворе 1, лабораторного анализа проб донных отложений и результатов инженерно – геологических изысканий. Расчетное сцепление для суглинка тяжелого, пылеватого, тугопластичного, слагающего пойменные участки реки, составляет  $0,03 \text{ кг/см}^2$  [12].

Для определения степени устойчивости русла р. Тингина произведен сравнительный анализ скоростей потока в период летне – осенней межени и в период прохождения весеннего половодья обеспеченности с не размывающими и размывающими скоростями для грунтов, слагающих дно русла и береговые склоны р. Тингина на исследуемом участке реки.

Средняя скорость течения р. Тингина в период открытого русла при средней глубине 0,43 м составляет порядка 0,22 м/с, что значительно ниже не размывающей скорости для грунта дресвяно – гравийного с преобладающим диаметром частиц 20...50 мм (1,23...1,62 м/с).

В настоящее время, вертикальные деформации выражаются в незначительном переформировании рельефа дна в периоды высоких вод, для суглинистого грунта [13].

## **1.6 Характеристика строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта**

Техническое перевооружение участка МН «Анжеро-Судженск – Красноярск», осуществляется с целью увеличения надежности нефтепровода при дальнейшей его эксплуатации и снижения аварийной ситуации.

Проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода в створе параллельно существующему нефтепроводу.

Замена участка трубопровода наружным диаметром 1020 мм осуществляется в условиях действующего производства с отключением и опорожнением существующего нефтепровода на период выполнения захлестов. Выполнение работ осуществляется в стесненных условиях технического коридора [14].

Проектируемый участок нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск», укладываемый траншейным методом, принят как труба диаметром 1020 и стенкой 12 мм с классом прочности К52, первого уровня качества; с заводским трехслойным полимерным покрытием толщиной не менее 3,0 мм.

Зданий и сооружений, обеспечивающих функционирование проектируемого линейного объекта, проектом сооружать не предусмотрено.

Отвод земельных участков для временных сооружений выполняет подрядная организация [15].

Участок работ, на территории которого выполняются работы, расположен на землях двух землепользователей: КГУ Манского лесничества – зона производства работ и земель Администрации Каменского сельсовета – площадка под временные здания и сооружения [16].

## **2 Сведения о размерах земельных участков**

### **2.1 Постоянный и временный отвод земельных участков**

Участок работ, на территории которого выполняются работы, расположен на землях КГУ Манского лесничества и Администрации Каменского сельсовета. Все временные площадки, здания и сооружения представлены на генеральном плане строительства на рисунке 1 [3].

В состав временных сооружений и площадок входят:

- 1) площадка для устройства котлована для гидравлических испытаний,

амбар для слива воды после вытеснения остатков нефти с объездной дорогой – 3 шт. общей площадью 1235,5 м<sup>2</sup>;

2) площадки для временного хранения минерального грунта – 2 шт. общей площадью 120 м<sup>2</sup>;

3) площадки для временного хранения ПРС – 3 шт. общей площадью 425 м<sup>2</sup>;

4) временные здания и сооружения (бытовые помещения, площадка складирования, площадка стоянки и заправки техники) – 1 шт., общей площадью 5820 м<sup>2</sup>;

5) площадка стоянки пожарной техники – 2 шт., общей площадью 144 м<sup>2</sup> [17].

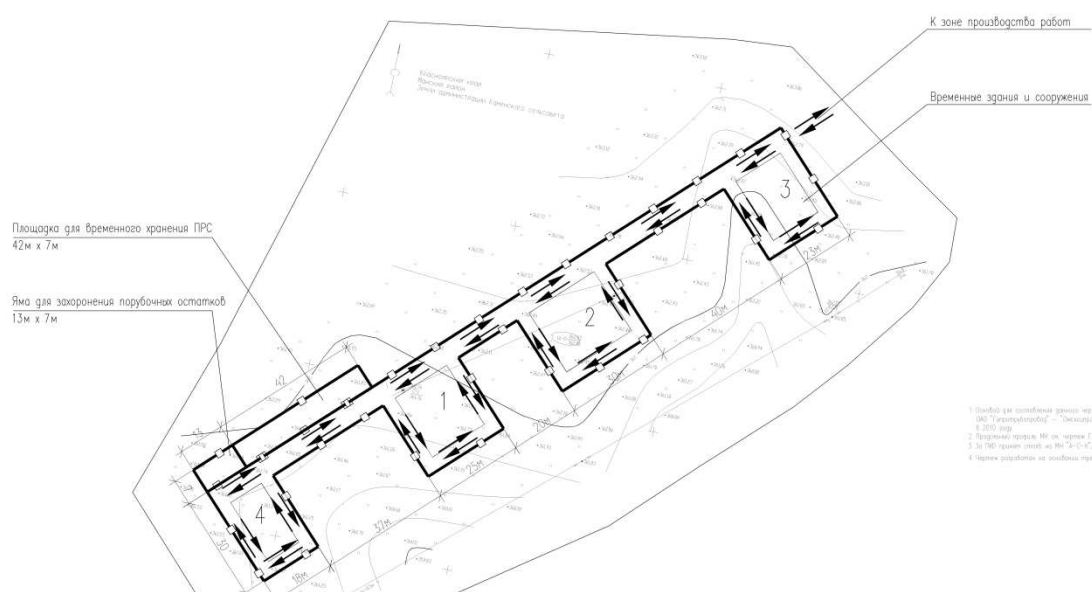


Рисунок 1 – Генеральный план строительства

## 2.2 Устройство временных проездов и объездов

Проезд непосредственно к участку изысканий возможен от железнодорожной станции «Северная» в юго-восточном направлении через город Красноярск по автодорогам с асфальтовым покрытием и трассе Федерального назначения М-53 на протяжении 83,8 км [18].

В местах проезда строительной техники через подземные

коммуникации проектом предусматривается устройство временных проездов с укладкой дорожных плит. Для подсыпки под проезды на нормативное значение использовать привозной грунт с доставкой автотранспортом на расстояние 60 км

Для проезда строительной техники через р. Тингина предусмотреть деревянную выстилку, уложенную на лед в местах проезда [19].

### **3 Перечень основных видов строительных и монтажных работ**

#### **3.1 Порядок производства и виды работ**

Укладка проектируемого участка нефтепровода предусмотрена с бровки траншеи трубоукладчиками с помощью мягких полотенец, соблюдая меры предосторожности против повреждения изоляционного покрытия.

Работы выполняются в зимний период. Перед выполнением работ необходимо выполнить перекрытие протоки с последующим восстановлением.

Технологическая последовательность выполнения работ:

- перекрытие протоки;
- погружение шпунта;
- разработка траншеи;
- укладка руслового участка трубопровода с майны, предварительно забалластированного;
- стыковка примыкающих участков;
- очистка, гидравлическое испытание вновь уложенного участка нефтепровода;
- опорожнение участка нефтепровода от нефти;
- выполнение захлестов с существующим нефтепроводом;
- обратная засыпка траншеи разработанным грунтом;
- извлечение шпунта;

- демонтаж участка нефтепровода;
- обустройство проектируемой трассы нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» опознавательными знаками [20].

Ввиду неустойчивых грунтов в зоне производства работ, а также для предохранения существующего нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» в процессе выполнения земляных работ по разработке траншеи для укладки проектируемого участка нефтепровода, проектом предусмотрено устройство шпунтовой стенки. Шпунтовую стенку ( $L = 47$  м) выполнить со стороны существующего нефтепровода.

До начала забивки шпунта следует произвести разметку осевой линии шпунтового ряда, а также проверить шпунт на прямолинейность и исправность замков: прямолинейность – внешним осмотром, исправность замка – путем протаскивания специального шаблона (шаблон представляет собой кусок шпунта такого же профиля длиной не менее 1 м) вдоль замка.

В связи с тем, что погружение шпунта предусмотрено на территории коридора действующих нефтепроводов, в период производства работ по забивке шпунта, необходимо вести непрерывный контроль устойчивости и осадки существующих трубопроводов и их оборудования (задвижек) [21].

Монтаж шпунтовой конструкции выполнить в соответствии с инструкцией и нормативными документами на ее применение. Шпунты должны быть разрешены к применению.

Указанная ниже технология монтажа шпунтовой стенки применима для шпунта из профилированной стали [22].

Общая последовательность выполнения работ:

- разгрузка и складирование шпунта на подкладки в штабель высотой до 1,5 м в зоне работы автокрана;
- подключение к источнику питания вибропогружателя;
- вибропогружение свай-стоек для устройства направляющей балки;
- устройство направляющей балки для забивки шпунтовой стенки и крепления ее к сваям-стойкам при помощи сварки;

- забивка шпунта вдоль трубопровода по направляющей балке.

По окончании земляных работ произвести извлечение шпунта. Извлекать шпунт шпунтовывдергивателем, а при отсутствии – вибропогружателем [23].

### **3.2 Укладка участков нефтепровода**

Укладка участка проектируемого нефтепровода предусмотрена с бровки траншеи трубоукладчиками с помощью мягких полотенец, согласно ВН 004 – 88 «Строительство магистральных трубопроводов» [24].

Технологическая последовательность выполнения работ:

- подготовительные работы (расчистка полосы производства работ, устройство временных переездов, перекрытие протоки и т.д.);
- погружение шпунта;
- разработка траншеи;
- укладка руслового участка трубопровода с майны, предварительно забалластированного;
- стыковка примыкающих участков;
- очистка, гидравлическое испытание вновь уложенного участка нефтепровода;
- остановка перекачки, опорожнение, промывка действующего заменяемого участка МН (выполняется силами эксплуатирующей организации);
- выполнение захлестов с существующим нефтепроводом;
- обратная засыпка траншеи разработанным грунтом;
- извлечение шпунта;
- демонтаж участка нефтепровода;
- обустройство проектируемой трассы нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» опознавательными знаками;
- устройство электрохимзащиты;

- техническая рекультивация земель в полосе производства работ вновь построенного участка нефтепровода;
- вывоз и утилизация отходов;
- техническая рекультивация нарушенных строительством земель по всей ширине строительной полосы, в том числе площадок грунтовых амбаров, площадок складирования грунта;
- биологическая рекультивация [25].

### **3.3 Земляные работы**

До начала земляных работ во избежание повреждения коммуникаций ковшем экскаватора необходимо определить шуфрованием вручную, магнитным искателем положение подземных коммуникаций, пересекаемых и проходящих в одном коридоре с заменяемым участком нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск».

При ремонте подземных трубопроводов земляные работы включают отрывку траншеи, подготовку дна траншеи, обратную засыпку нефтепровода и рекультивацию земель. Параметры земляных сооружений устанавливают в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности и грунтовых условий.

Земляные работ при ремонте МН следует производить с учетом требований СП 45.13330.2012[28], С 86.13330.2014[29], ВСН 31 – 81[30], РД 39-00147105-015 – 98 [20], РД 102-011 – 89 [31].

До начала земляных работ в избежание повреждения старого нефтепровода ковшем экскаватор необходимо определить магнитным искателем его положение.

Обозначаются границы разработки траншеи для выполнения укладки участка проектируемого нефтепровода. Устанавливаются предупредительные знаки в зоне производства работ. Работы вести строго соблюдая правила производства работ в охранной зоне МН.

При раскопке старой трассы нефтепровода разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубопровода и не менее 1 м над верхом трубопровода. Оставшийся грунт разрабатывается вручную, без применения ударных инструментов, исключающих возможность его повреждения.

Разработку русловой части траншеи выполнять экскаватором. До начала разработки подводной траншеи выполнить расчистку русла от посторонних предметов (упавшие деревья и ветки).

Заглубление нефтепровода до верха балластирующих конструкций принимается равно не менее 1 м согласно СП 36.13330.2012 [1]. Высоту траншеи принимаю 3,3 м. Ширина траншеи по дну принимается равной 2,3 м согласно СП 86.13330.2014 [29]. При балластировке нефтепровода утяжелителями ширина траншеи принята из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

Крутизна откосов траншеи принимается равной 1:1,25 согласно СП 86.13330.2014 [29] и РД 39-00147105-015 – 98 [20].

На проектируемом участке нефтепровода предусмотрена балластировка трубопровода железобетонными утяжелителями. Участок, количество и шаг установки утяжелителей представлены в пункте 5.4 расчетного раздела

В соответствии с СП 86.13330.2014 [29] при сооружении трубопроводов диаметром 1020 мм и более должна проводиться нивелировка дна траншеи по всей длине трассы: на прямых участках через 50 м; на вертикальных кривых упругого изгиба через 10 м; на вертикальных кривых принудительного гнутья через 2 м.

При засыпке траншеи соблюдать следующие правила:

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

- на участках с вертикальными кривыми засыпку производят с двух



сторон понижения сверху вниз.

Засыпка нефтепровода выполняется экскаватором, бульдозером. При засыпке траншеи во избежание размыва берегов предусмотрено устройство глиняных перемычек с обязательным уплотнением грунта в траншее.

Важнейшими требованиями выполнения земляных работ являются:

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

При обратной засыпке необходимо восстановить естественный рельеф местности. Восстановление плодородного слоя выполнять бульдозером. После завершения рекультивации земельные участки, которые были предоставлены в краткосрочную аренду, возвращаются прежним землевладельцам (землепользователям) в состоянии, пригодном для дальнейшего их использования по назначению.

### **3.4 Транспортные и погрузо-разгрузочные работы**

Поставка строительных материалов, машин и механизмов проводится на условиях и в порядке, установленных договором подряда между Заказчиком и Генподрядчиком.

До начала погрузочно-разгрузочных работ необходимо выполнить комплекс подготовительных вне трассовых работ и организационно-технических мероприятий:

- согласовать с администрацией ЖД станции приемку труб, режим выполнения погрузочно-разгрузочных работ в зависимости от сроков подачи вагонов;
- назначить ответственных за производство работ, охрану и безопасность труда, безопасную эксплуатацию кранов;
- подготовить разгрузочную площадку, обеспечив ее освещением;

- выполнить планировку и уплотнение поверхности грунта бульдозером со срезкой бугров и засыпкой впадин, устройством уклонов и других мероприятий, обеспечивающих отвод поверхностных вод. Уклоны для площадок складирования труб должны быть не более 1,5...2;

- подготовить к площадке подъездные пути для автотранспорта, обустроив их дорожными знаками «въезд», «выезд», «разворот», «ограничение скорости»;

- разместить в зоне производства работ необходимые механизмы, такелаж, инвентарь, инструменты и приспособления;

Запрещается выполнение монтажных и погрузо – разгрузочных работ в открытых местах при силе ветра 6 баллов (9,8...12,3 м/с). Для защиты крана от перегрузок и опрокидывания, отображение информации о фактической массе поднимаемого груза применяется прибор защиты типа АЗК110 или ПБТ-1, для стреловых кранов типа ОГМ240. Не допускается складирование и хранение продукции в местах, подверженных затоплению водой [29].

### **3.5 Доставка труб на площадки складирования**

На площадке выгрузки производится погрузка труб краном на плетевоз для дальнейшей транспортировки на площадки складирования труб.

Доставка труб на площадки складирования выполняется плетевозами по существующим дорогам с твердым покрытием.

Трубы при складировании укладывают в «седло» в 2 ряда.

Требования к укладке труб с заводским изоляционным покрытием в штабели:

- нижний ряд укладывать на четыре обрешеченные деревянные подкладки из бруса 250х250 мм с дугообразными вырезами по трубе, глубиной не менее 100 мм.

- две прокладки размещаются на расстоянии 1,5 м от торцов труб, а две другие – на расстоянии 2,6 м от первых. По концам прокладок устанавливать

упорные башмаки;

Каждый штабель оснащается табличкой, содержащей основную техническую характеристику труб [30].

### **3.6 Сварочно – монтажные работы**

Перед выполнением сварочно-монтажных работ следует выполнить следующие подготовительные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за подготовку нефтепровода к проведению сварочных работ;

- назначение лиц, ответственных за подготовку и проведение сварочных работ;

- оформление наряда-допуска на ведение огневых работ согласно регламенту;

- определение перечня противопожарных мероприятий;

- подготовка сварочных материалов, оборудования и инструментов;

- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;

- подготовка поверхности свариваемых деталей;

- сварочные работы;

- контроль качества сварки;

- спланировать площадку для сварочно – монтажных работ;

- подготовить для трубоукладчика подъездные пути к месту сборки и сварки и местам складирования труб;

- развезти и разложить трубы вдоль оси трубопровода на расстоянии 10 м от бровки траншеи под углом 15...20 градусов к оси проектируемого трубопровода на деревянные подкладки (не менее 2 на трубу), обитые эластичным материалом шириной не менее 100 мм и толщиной не менее 100 мм;

- подвести коммуникации (силовые и сварочные кабели) от передвижных дизельных электростанций;

- разместить в зоне производства работ трубоукладчики, сварочные агрегаты, бульдозер, центратор, инвентарные лежки и другое необходимое оборудование, и инструменты.

Сварочно-монтажные работы следует выполнить в следующей последовательности:

- проверить состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;

- уложить концы труб на инвентарные лежки;

- очистить полости труб от грязи и других посторонних предметов;

- провести ВИК труб;

- усиление заводских продольных швов снаружи трубы следует удалить до величины 0...0,5 мм на участке шириной 10...15 мм от торца трубы;

- зачистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним наружные и внутренние поверхности секции (плети) на ширину не менее 10...15 мм согласно технологическим картам;

- выполнить центровку торцов труб внутренними центраторами. Наружные центраторы следует применить в случае невозможности применения внутренних центраторов;

- произвести подогрев концов труб, если того требует технология сварки;

- выполнить сварку стыков ручной электродуговой или полуавтоматической сваркой согласно технологическим картам;

- выполнить сварку корневого шва, зачистку шва;

- произвести контроль качества сварных соединений [16].

Все сварные соединения трубопроводов после очистки их от шлака, брызг металла подвергаются визуальному контролю и обмеру. Сварочные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже – 40 °С [31].

### 3.7 Перечень и последовательность операций сборки и сварки

Очистка трубы – внутреннюю и наружную неизолированную поверхности труб очистить от земли и других загрязнений. Подготовка кромок:

- осмотреть поверхность и кромки труб;
- устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец цапапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки. При этом остаточная толщина стенки трубы не должна выходить за пределы минусового допуска на толщину стенки по нормативным документам;
- не допускается ремонт сваркой любых повреждений тела;
- участок торца трубы, подлежащий ремонту, следует обрезать механизированной газовой резкой с последующей механической обработкой торцов труб станком или фрезой, обеспечивающей восстановление кромок (механическая обработка кромок на глубину не менее 1 мм) [32].

Продольные стыки ремонту не подлежат.

При сборке заводские швы следует смещать относительно друг друга не менее чем на 100 мм. При этом они должны располагаться в верхней половине периметра свариваемых труб.

Смещение кромок электросварных труб после сборки не должно превышать:

- для труб с толщиной стенки 10,0 мм и более – 20 % от нормативной толщины стенки, но не более 3,0 мм.
- для труб с толщиной стенки менее 10,0 мм – 20 % от нормативной толщины стенки трубы.
- при сборке труб с толщиной стенки более 10 мм, с применением внутреннего центриатора, смещение кромок должно составлять не более 2,0 мм. Для труб с толщиной стенки более 15 мм допускаются локальные смещения кромок до 3 мм при общей протяженности участков с такими смещениями не

более  $1/6$  периметра стыка.

Измерение величины смещения кромок осуществляется шаблоном по наружным поверхностям труб.

Величина зазора между стыкуемыми кромками труб должна составлять 2,5...3,5 мм.

Перед началом выполнения сварки корневого слоя шва или установкой прихваток, производится подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков в соответствии с требованиями раздела 8.4 РД 25.160.00-КТН-011 – 10.

Предварительный подогрев стыков труб с толщиной стенки менее 17 мм, при необходимости проведения подогрева, должен осуществляться с помощью установок индукционного нагрева или кольцевых пропановых горелок. Предварительный подогрев стыков труб с толщиной стенки 17 мм и более должен осуществляться с помощью установок индукционного нагрева.

Средства нагрева должны обеспечивать равномерный подогрев торцов по периметру стыка и прилегающих к нему участков поверхностей труб в зоне шириной 150 мм ( $\pm 75$  мм в обе стороны от стыка).

Подогрев не должен нарушать целостность изоляции. В случае применения газопламенного нагрева следует применять термоизолирующие пояса и/или боковые ограничители пламени. Произвести тщательную обработку шлифовальным кругом поверхности корневого слоя шва [33].

Последовательно производить настройку параметров режима и сварку заполняющих и облицовочного слоев шва.

Амплитуду колебаний при сварке облицовочного шва выбирают из расчета перекрытия швом разделки по ширине 1,0...2,0 мм в каждую сторону.

## **4 Виды контроля**

### **4.1 Общие положения**

Программа контроля качества должна включать в себя основные правила обеспечения качества, которые распространяются на указанные ниже виды мероприятий:

- ведение документации, включая протоколы, журналы учета и разрешения на производство работ в соответствии с требованиями СНиП 12-01 – 2004 «Организация строительства», положениями, нормами и правилами, действующими в Российской Федерации;

- входной контроль проектной документации;

- приемку вынесенной в натуру геодезической разбивочной основы;

- входной контроль применяемых изделий, материалов и оборудования;

- операционный контроль в процессе выполнения и по завершению операций, а также оценку соответствия выполненных работ, результаты которых становятся недоступными для контроля после начала выполнения последующих работ.

### **4.2 Входной контроль**

Входной контроль материалов и оборудования перед началом и в процессе строительства должен осуществлять подрядчик при непосредственном участии технического надзора заказчика и, при необходимости, авторского надзора проектировщика и эксплуатационных организаций.

В порядке осуществления входного контроля материалов и оборудования для строительства нефтепровода службами подрядчика должны выполняться:

- приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и арматуры, в том числе:

- на соответствие указанных в сертификатах характеристик, предусмотренных соответствующими ТУ, ГОСТ или ОСТ [37].

Специалисты организации – подрядчика осуществляют визуально – измерительный контроль 100 % труб, соединительных деталей. Они также обеспечивают:

- осуществление специализированными службами входного контроля подрядчика или соответствующей комиссией проверки качества всех поступающих сварочных материалов:

- соответствие электродов, проволоки и т.п. требованиям действующих норм и правил;

- состояние упаковки, состояние поверхности покрытия электродов, состояние поверхности сварочной проволоки, однородность и цвет зерен флюса и т.д.;

- соответствие марок применяемых материалов указанным в операционных технологических картах на сварку;

- правильность хранения сварочных материалов, наличие и исправность печей для прокалки электродов, а также термических пеналов для хранения электродов на рабочем месте сварщика;

- проверку сварочно-технологических свойств электродов.

Осуществление специализированной службой входного контроля подрядчика проверки качества всех поступающих изоляционных материалов, при этом должно быть установлено:

- соответствие полимерных лент и других изоляционных материалов на складах требованиям проекта;

При установлении несоответствия поступивших материалов и оборудования ассортименту, качеству, количеству или комплектности указанным в сопроводительных документах Поставщика, а также в случаях, когда качество материально-технических ресурсов (МТР) не соответствует



предъявляемым требованиям (вмятины, царапины, поломка, бой, течь жидких материалов и т.д.), комиссия осуществляет осмотр поступивших МТР, по результатам которого составляется Акт о приемке материалов установленной формы.

### 4.3 Контроль качества изоляции трубопровода

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

Проверку качества изоляции контролируемых участков построенного нефтепровода осуществлять не ранее, чем через две недели, пока не произойдет естественное уплотнение грунта после засыпки траншеи.

Контроль качества изоляции трубопроводов методом катодной поляризации производится на подземных участках нефтепровода, находящихся в грунте, глубина промерзания которого в период контроля изоляции не превышает 0,5 м.

Рекомендуемые приборы и инструменты для контроля и измерения параметров при строительстве нефтепровода представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Рекомендуемые приборы и инструменты для контроля и измерения параметров при строительстве нефтепровода

Виды работ	Наименование приборы и инструменты
Земляные работы	Теодолит 3Т –5КП
	Нивелир НЗ, 3Н-5Л, НА-1
	Рулетка (Р-5, Р-10, Р-20, Р-50)
Входной контроль труб с заводским изоляционным покрытием	Штангенциркуль – глубиномер ШГ-150

Окончание таблицы 2

Виды работ	Наименование приборы и инструменты
Входной контроль труб с заводским изоляционным покрытием	Микрометр М50
Входной контроль сварочных материалов	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
	Искровой дефектоскоп Крона-2И, Холидей – дет.
	Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000
	Толщиномер электромагнитный М2003, УКТ 2
Входной контроль изоляционных материалов Сварочно – монтажные работы	Адгезиметр АМЦ2-20, АР-2
	Вискозиметр ВЗ-4
	Секундомер
	Термометр
	Набор ареометров
	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
Сварочно – монтажные работы	Линейка металлическая
	Угольник металлический
	Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000
	Клещевой амперметр
	Контактный термометр ТК-5
	Термокарандаш
	Секундомер
Контроль геометрических параметров сварного шва	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
Радиографический контроль	Рентгеновский аппарат МИРА-2Д, Арина, Шмель
Радиографический контроль	Комплект аксессуаров для радиографии
Ультразвуковой контроль	Ультразвуковой дефектоскоп УД2-12, А1212, USD-52
Изоляция сварных стыков	Толщиномер электромагнитный М2003, УКТ 2
Изоляция сварных стыков Работы по электрохимзащите	Адгезиметр АМЦ2-20
	Искровой дефектоскоп Крона-2И, Холидей – дет.
	Мультиметр М41312, Нормальный элемент НЭ-1

Все результаты измерений должны быть документированы. Выполнение каждой последующей операции технологического процесса

разрешается только при документальном подтверждении качества предыдущей.

В состав испытаний объектов строительных работ включаются следующие виды работ:

- обследование состояния траншеи перед прокладкой трубопровода;
- разработка технических условий на сварку и ведение документации по аттестации сварщиков;
- обеспечение условий, при которых работы по прокладке трубопровода не вызывают появления в нем чрезмерных механических напряжений;
- выполнение гидравлических испытаний, включая разработку методики и оформление протоколов гидравлических испытаний;
- проведение работ по хранению материалов и оборудования и ведение существующих учетных документов;
- испытание электрооборудования и ведение протоколов испытаний;
- выполнение функциональной проверки систем управления, включая ведение документов по учету проверки приборов и контролю цепей;
- сбор документов и оформление актов заключительной сдачи-приемки.

Такое разрешение должно выдаваться на основе экспертизы программы управления качеством работ, программ и методик испытаний, документации по испытаниям, уровня квалификации персонала и характеристик испытательного оборудования у такого субподрядчика, позволяющей установить готовность данной компании к надлежащему проведению необходимых испытаний. Специалисты службы обеспечения качества у заказчика могут осуществлять ревизию предложенного субподрядчика и его производственных средств, в рамках упомянутого выше процесса экспертизы.

## 5 Расчетная часть

### 5.1 Расчет толщины стенки трубопровода

Для начала необходимо определить расчетную плотность перекачиваемой нефти при расчетной температуре. Расчетной берем наиболее низкую температуру стенки трубы при эксплуатации ( $+3,8 \text{ }^\circ\text{C} = 276,95 \text{ K}$ ) из пункта 1.2.

Расчетная плотность при расчетной температуре определяется по линейной зависимости 1 [23]:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (1)$$

где  $\rho_T$  – расчетная плотность при расчетной температуре,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{293}$  – плотность нефти при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\xi$  – температурная поправка,  $\text{кг} / (\text{м}^3 \cdot \text{K})$ ;

$T$  – расчетная температура нефти,  $\text{K}$ .

Плотность нефти при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$\rho_{293} = 846,2 \text{ кг/м}^3.$$

Температурная поправка  $\xi$  определяется по формуле 2 [23]:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (2)$$

Вычислим расчетную плотность нефти при расчетной температуре  $\rho_T$  по формуле 1:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 846,2 = 0,712 \text{ кг} / (\text{м}^3 \cdot \text{К}),$$

$$\rho_T = 846,2 + 0,712 \cdot (293 - 276,95) = 857,632 \text{ кг/м}^3.$$

Для расчетов берем трубу, аналогичную уже используемым.

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле 3 [1]:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (3)$$

где  $\delta$  – расчетная толщина стенки, мм;

$p$  – рабочее давление, МПа;

$D_H$  – наружный диаметр трубы, мм;

$n_1$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$R_1$  – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Рабочее давление в трубопроводе нам известно из пункта 1.4:  $p = 5,2$  МПа.

Наружный диаметр трубы нам известен из пункта 1.4:  $D_H = 1020$  мм.

Коэффициент надежности по нагрузке  $n_1$  выбирается из следующих условий:  $n_1 = 1,15$  для нефтепроводов, работающих по схеме перекачки «из насоса в насос»;  $n_1 = 1,10$  – во всех остальных случаях. Принимаю  $n_1 = 1,15$ .

Расчетное сопротивление металла находится по формуле 4 [1]:

$$R_1 = R_1^H \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4)$$

где  $R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб

и сварных соединений, определяемое из условий работы на разрыв, численно равно минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{BP}$  МПа;

$m_0$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу;

$k_H$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода.

Предел прочности труб нам известен из пункта 1.4:  $\sigma_{BP} = 510$  МПа.

Коэффициент условий работы трубопровода  $m_0$  определяется из таблицы 1 СП 36.13330.2012 [1] в зависимости от категории трубопровода или его участка. Для категории участка подводного перехода через р. Тингина (I) коэффициент условий работы равен 0,825.

Принимаем коэффициент условий работы трубопровода  $m_0 = 0,825$ .

Коэффициент надежности по материалу  $k_1$  принимается из таблицы 10 СП 36.13330.2012 [1]. Принимаю  $k_1 = 1,55$ , так как технология производства данных труб не указана.

Коэффициент надежности по ответственности трубопровода  $k_H$  принимается из следующих условий: для  $D_H \leq 1000$  мм  $k_H = 1,100$ ; для  $1000 < D_H \leq 1200$  мм  $k_H = 1,155$ .

Принимаю для  $D_H = 1020$  мм  $k_H = 1,155$ .

Вычислим толщину стенки трубопровода по формуле 3:

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,825}{1,55 \cdot 1,155} = 235,023 \text{ МПа,}$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,2 \cdot 1020}{2 \cdot (1,15 \cdot 5,2 + 235,023)} = 12,655 \text{ мм.}$$

Полученное значение  $\delta$  округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной  $\delta = 13$  мм.

Внутренний диаметр нефтепровода определяется по формуле 5:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta, \quad (5)$$

где  $D_{BH}$  – внутренний диаметр трубы, мм.

Вычислим внутренний диаметр нефтепровода по формуле 5:

$$D_{BH} = 1020 - 2 \cdot 13 = 994 \text{ мм.}$$

## 5.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам 6 и 7 [23]:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (6)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (7)$$

где  $\Delta T_{(+)}$  и  $\Delta T_{(-)}$  – абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов, град;

$\mu$  – коэффициент Пуассона, равный  $\mu = 0,3$  [1];

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, равный  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ , град<sup>-1</sup> [1];

$E$  – модуль упругости металла (сталь), равный  $E = 2,06 \cdot 10^5$ , МПа

[1].

Вычислим абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов по формулам 6 и 7:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 235,023}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 28,522 \text{ град},$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{235,023 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 66,552 \text{ град}.$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин  $\Delta T = 66,552$  град.

Величина продольных осевых сжимающих напряжений находится по формуле 8 [1]:

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{\delta}, \quad (8)$$

где  $\sigma_{\text{пр.н}}$  – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

Вычислим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле 8:

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 66,552 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,2 \cdot 0,994}{0,013} = -27,344 \text{ МПа}.$$

Отрицательный знак указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо определить коэффициент  $\psi_1$ , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле 9 [1]:



$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|\sigma_{\text{ПП.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{ПП.Н}}|}{R_1}, \quad (9)$$

где  $\psi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла.

Вычислим коэффициент  $\psi_1$  по формуле 9:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|-27,344|}{235,023} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-27,344|}{235,023} = 0,937.$$

Теперь необходимо уточнить толщину стенки нефтепровода по формуле 10 [1]:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + \psi_1 \cdot R_1)}, \quad (10)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,2 \cdot 1020}{2 \cdot (1,15 \cdot 5,2 + 0,937 \cdot 235,023)} = 13,487 \text{ мм.}$$

Как видно из проверки, уточненная толщина оказалась больше, чем принятая ранее, поэтому необходимо заново назначить толщину стенки выше по стандартному ряду и заново выполнить расчеты на проверку.

Принимаю  $\delta = 14$  мм.

Вычислим внутренний диаметр нефтепровода по формуле 5:

$$D_{\text{ВН}} = 1020 - 2 \cdot 14 = 992 \text{ мм.}$$

Используя методику, представленную ранее, по формулам 8...10 выполним проверку новой толщины стенки:

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 66,552 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,2 \cdot 0,992}{0,014} = -37,398 \text{ МПа},$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|-37,398|}{235,023} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-37,398|}{235,023} = 0,911,$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,2 \cdot 1020}{2 \cdot (1,15 \cdot 5,2 + 0,911 \cdot 235,023)} = 13,859 \text{ мм}.$$

Таким образом, ранее принятая толщина стенки равная  $\delta = 14$  мм может быть принята как окончательный результат.

### 5.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят по условию 11 [1]:

$$|\sigma_{\text{ПР.Н}}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (11)$$

где  $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

Коэффициент  $\psi_2$  при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{ПР.Н}} > 0$ ) принимается равным единице, а при сжимающих ( $\sigma_{\text{ПР.Н}} < 0$ ) определяется по формуле 12 [1]:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}, \quad (12)$$

где  $\sigma_{КЦ}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле 13 [1]:

$$\sigma_{КЦ} = n_1 \cdot \sigma_{КЦ}^H, \quad (13)$$

где  $\sigma_{КЦ}^H$  – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа.

Кольцевые напряжения от рабочего давления определяются по формуле 14 [1]:

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{p \cdot D_{ВН}}{2\delta}. \quad (14)$$

Вычислим коэффициент  $\psi_2$  по формуле 12 и выполним проверку на прочность по условию 11:

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{5,2 \cdot 0,992}{2 \cdot 0,014} = 184,229 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{КЦ} = 1,15 \cdot 184,229 = 211,863 \text{ МПа,}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{211,863}{235,023}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{211,863}{235,023} = 0,174,$$

$$|-37,398| \leq 0,174 \cdot 235,023,$$

$$37,398 \text{ МПа} \leq 40,941 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производят по условиям 15 и 16 [1]:

$$|\sigma_{PP}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H, \quad (15)$$

$$\sigma_{KЦ}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H, \quad (16)$$

где  $\sigma_{PP}^H$  – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

$R_2^H$  – нормативное сопротивление, которое численно равно пределу текучести  $\sigma_T$ , МПа.

Предел текучести труб нам известен из пункта 1.4:  $\sigma_T = 363$  МПа.

Максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе определяются по формуле 17 [1]:

$$\sigma_{PP}^H = \mu \cdot \sigma_{KЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R_{MIN}}, \quad (17)$$

где  $R_{MIN}$  – минимально допустимый радиус упругого изгиба

нефтепровода, м.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода определяется из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле 18 [1]:

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{КЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}. \quad (18)$$

Коэффициент  $\psi_3$  при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{ПП}^H > 0$ ) принимается равным 1, а при сжимающих определяется по формуле 19 [1]:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{КЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H}. \quad (19)$$

Вычислим необходимые значения по формулам 17 – 19 и выполним проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям 15 и 16:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{184,229}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{184,229}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363} = 0,513,$$

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{0,513 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363 - |0,3 \cdot 184,229 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 66,552|},$$

$$R_{MIN} \geq 2727 \text{ м.}$$

Принимаю  $R_{MIN} = 2727 \text{ м.}$

$$\sigma_{HP}^H = 0,3 \cdot 184,229 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 66,552 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 2727} = -147,768$$

МПа.

Проверка по условиям 15 и 16:

$$|-147,768| \leq 0,513 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363,$$

$$147,768 \text{ МПа} \leq 147,768 \text{ МПа.}$$

$$184,229 \leq \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363,$$

$$184,229 \text{ МПа} \leq 288,095 \text{ МПа.}$$

Так как неравенства выполняются, делаем вывод о том, что недопустимые пластические деформации нефтепровода отсутствуют.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству 20:

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{KP}, \quad (20)$$

где  $S$  – фактическое эквивалентное продольное усилие в сечении трубы;

$N_{KP}$  – продольное критическое усилие для прямолинейных участков, МН.

Площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции определяются по формулам 21 и 22:

$$F = \frac{\pi}{4}(D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (21)$$

$$I = \frac{\pi}{64}(D_H^4 - D_{BH}^4), \quad (22)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения металла трубы, м<sup>2</sup>;

$I$  – осевой момент инерции, м<sup>4</sup>.

Вычислим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции по формулам 21 и 22:

$$F = \frac{3,14}{4}(1,02^2 - 0,992^2) = 0,044 \text{ м}^2,$$

$$I = \frac{3,14}{64}(1,02^4 - 0,992^4) = 5,598 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы определяется по формуле 23 [1]:

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot F, \quad (23)$$

где  $q_M$  – нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м;

$n_{CB}$  – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса;

$\gamma_M$  – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, Н/м<sup>3</sup>.

Коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость принимается из таблицы 14 СП 36.13330.2012 [1]. Принимаю  $n_{CB} = 0,95$ .

Удельный вес стали, из которой изготовлена труба  $\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$ .

Вычислим нагрузку от собственного веса металла трубы по формуле 23:

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,044 = 3300 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от собственного веса изоляции принимаем равной 10 % от  $q_M$ , т.е.  $q_H = 329,966 \text{ Н/м}$ .

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубопроводе единичной длины определяется по формуле 24 [1]:

$$q_H = \rho_T \cdot g \frac{\pi D_{BH}^2}{4}, \quad (24)$$

где  $q_H$  – нагрузка от веса нефти, находящейся в трубопроводе единичной длины, Н/м;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

Вычислим нагрузку от веса нефти по формуле 24:

$$q_H = 857,632 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,992^2}{4} = 6503 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от веса футеровки определяется по формуле 25 [23]:



$$q_{\phi} = \rho_{\phi} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{\phi}^2 - D_{BH}^2)}{4}, \quad (25)$$

где  $q_{\phi}$  – нагрузка от веса футеровки, Н/м;

$\rho_{\phi}$  – плотность футеровки, кг/м<sup>3</sup>;

$D_{\phi}$  – диаметр трубы с противокоррозионной изоляцией и футеровкой, мм.

Плотность футеровки принимаем равной плотности древесины из березы:  $\rho_{\phi} = 650$  кг/м<sup>3</sup>.

Диаметр трубы с противокоррозионной изоляцией и футеровкой находится по формуле 26 [23]:

$$D_{\phi} = D_H + 2 \cdot (\delta_H + \delta_{\phi}), \quad (26)$$

где  $\delta_H$  – толщина изоляционного слоя, мм;

$\delta_{\phi}$  – толщина футеровки, мм.

Толщина изоляционного слоя нам известна из пункта 1.4:  $\delta_H = 3$  мм.

Для трубопроводов диаметром до 426 мм применяются рейки длиной 2 м, сечением 20 × 50 мм, а для трубопроводов диаметром более 426 мм – 30 × 60 мм. Принимаю толщину футеровки  $\delta_{\phi} = 30$  мм. Вычислим диаметр трубы с противокоррозионной изоляцией и футеровкой по формуле 26:

$$D_{\phi} = 1020 + 2 \cdot (3 + 30) = 1086 \text{ мм.}$$

Вычислим нагрузку от веса футеровки по формуле 25:

$$q_{\phi} = 650 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot (1,086^2 - 0,992^2)}{4} = 978,241 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изолированного трубопровода с футеровкой и с перекачиваемой нефтью определяется по формуле 27:

$$q_{TP} = q_M + q_{II} + q_H + q_\Phi, \quad (27)$$

где  $q_{TP}$  – нагрузка от собственного веса изолированного трубопровода с футеровкой и с перекачиваемой нефтью, Н/м. Определим нагрузку от собственного веса изолированного трубопровода с футеровкой и с перекачиваемой нефтью по формуле 27:

$$q_{TP} = 3300 + 329,966 + 6503 + 978,241 = 11110 \text{ Н/м.}$$

Из пункта 1.4 известно, что трубопровод уложен в суглинистый грунт, причем с 0,3 м до 4,7. Для суглинков принимаем коэффициент сцепления грунта  $C_{GP} = 13$  кПа, угол внутреннего трения грунта  $\varphi_{GP} = 20$  град, удельный вес грунта  $\gamma_{GP} = 19$  кН/м<sup>3</sup> [23]. Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом определяется по формуле 28 :

$$P_{GP} = \frac{2n_{GP}\gamma_{GP}D_H \left( \left( h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{GP}}{2} \right) \right) + q_{TP}}{\pi D_H}, \quad (28)$$

где  $P_{GP}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Па;

$n_{GP}$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{ГР}$  – удельный вес грунта, Н/м<sup>3</sup>;

$\varphi_{ГР}$  – угол внутреннего трения грунта, град;

$h_0$  – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта, м.

Коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта принимается из таблицы 14 СП 36.13330.2012 [1]. Принимаю  $n_{ГР} = 0,8$ .

Высота слоя засыпки для труб с условным диаметром более 1000 мм и более принимается  $h_0 = 1,0$  м [1].

Вычислим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом по формуле 28:

$$P_{ГР} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19 \cdot 10^3 \cdot 1,02 \cdot \left( \left( 1 + \frac{1,02}{8} \right) + \left( 1 + \frac{1,02}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) \right) + 11110}{3,14 \cdot 1,02} =$$

= 17658 Па.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле 29 [23]:

$$P_0 = \pi D_H (C_{ГР} + P_{ГР} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{ГР})), \quad (29)$$

где  $P_0$  – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Па;

$C_{ГР}$  – коэффициент сцепления грунта, Па.

Вычислим сопротивление грунта продольным перемещениям по формуле 29:

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (13 \cdot 10^3 + 17658 \cdot \operatorname{tg}(20)) = 168244 \text{ Па.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле 30 [23]:

$$q_{BEPT} = n_{TP} \cdot \gamma_{TP} \cdot D_H \left( h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi D_H}{8} \right) + q_{TP}, \quad (30)$$

где  $q_{BEPT}$  – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м.

Вычислим сопротивление вертикальным перемещениям по формуле 30:

$$q_{BEPT} = 0,8 \cdot 19 \cdot 10^3 \cdot 1,02 \cdot \left( 1 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,02}{8} \right) + 11110 = 28311 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом определяется по формуле 31 [23]:

$$N_{KP}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 q_{BEPT}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (31)$$

где  $N_{KP}^{(1)}$  – продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом, Н.

Вычислим продольное критическое усилие в случае пластической связи с грунтом по формуле 31:

$$N_{KP}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{168244^2 \cdot 28311^4 \cdot 0,044^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (5,598 \cdot 10^{-3})^3} = 29,046 \cdot$$

$$\cdot 10^6 \text{ Н} = 29,046 \text{ МН.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом определяется по формуле 32 [23]:

$$N_{KP}^{(2)} = 2\sqrt{k_0 D_H EI}, \quad (32)$$

где  $N_{KP}^{(2)}$  – продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи трубы с грунтом, Н;

$k_0$  – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент грунта при сжатии, МН/м<sup>3</sup>.

Коэффициент  $k_0$  для суглинка размягченного составляет  $k_0 = 3$  МН/м<sup>3</sup> [21].

Вычислим продольное критическое усилие в случае упругой связи с грунтом по формуле 32:

$$N_{KP}^{(2)} = 2\sqrt{3 \cdot 1,02 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 5,598 \cdot 10^{-3}} = 118,811 \text{ МН.}$$

Фактическое эквивалентное продольное усилие в сечении трубы определяется по формуле 33 [1]:

$$S = F \left( (0,5 - \mu) \sigma_{КЦ}^H + \alpha E \Delta T \right). \quad (33)$$

Вычислим фактическое эквивалентное продольное усилие по формуле 33:

$$S = 0,044 \cdot \left( (0,5 - 0,3) \cdot 184,229 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 66,552 \right) = 8,909 \text{ МН.}$$

Выполним проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы по неравенству 20:

$$8,909 \leq \frac{0,825}{1,1} \cdot 29,046,$$

$$8,909 \text{ МН} \leq 21,785 \text{ МН.}$$

$$8,909 \leq \frac{0,825}{1,1} \cdot 118,811,$$

$$8,909 \text{ МН} \leq 89,108 \text{ МН.}$$

Так как условия соблюдаются, то общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

Теперь проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом.

Определим параметры  $\theta_\beta$  и  $z_\beta$  по формулам 34 и 35 [23]:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{\text{MIN}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{BEPT}}}{EI}}}, \quad (34)$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{\text{BEPT}} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{BEPT}}}{EI}}}, \quad (35)$$

где  $\theta_\beta$  и  $z_\beta$  – параметры криволинейных участков.

Вычислим параметры  $\theta_\beta$  и  $z_\beta$  по формулам 34 и 35:

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{2727 \cdot \sqrt[3]{\frac{28311}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,598 \cdot 10^{-3}}}}} = 0,013,$$

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{168244 \cdot 0,044}{28311 \cdot 5,598 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{28311}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,598 \cdot 10^{-3}}}}} = 235,805.$$

По рисунку 8 находим, что при  $\theta_{\beta} = 0,013$  и  $z_{\beta} = 235,805$  коэффициент  $\beta_N$  будет равен  $\beta_N = 27$ .

Критические усилия для криволинейных участков трубопровода определяются по формулам 36 и 37 [23]:

$$N_{KP}^{(3)} = \beta_N \sqrt[3]{q_{BEPT}^2 EI}, \quad (36)$$

$$N_{KP}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{BEPT} \cdot R_{MIN}, \quad (37)$$

где  $N_{KP}^{(3)}$  и  $N_{KP}^{(4)}$  – критические усилия для криволинейных участков трубопровода, МН;

$\beta_N$  – коэффициент криволинейных участков.

Вычислим критические усилия для криволинейных участков трубопровода по формулам 36 и 37:

$$N_{KP}^{(3)} = 27 \cdot \sqrt[3]{28311^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 5,598 \cdot 10^{-3}} = 26,302 \cdot 10^6 \text{ Н} = 26,302 \text{ МН},$$

$$N_{KP}^{(4)} = 0,375 \cdot 28311 \cdot 2727 = 28,956 \cdot 10^6 \text{ Н} = 28,956 \text{ МН}.$$

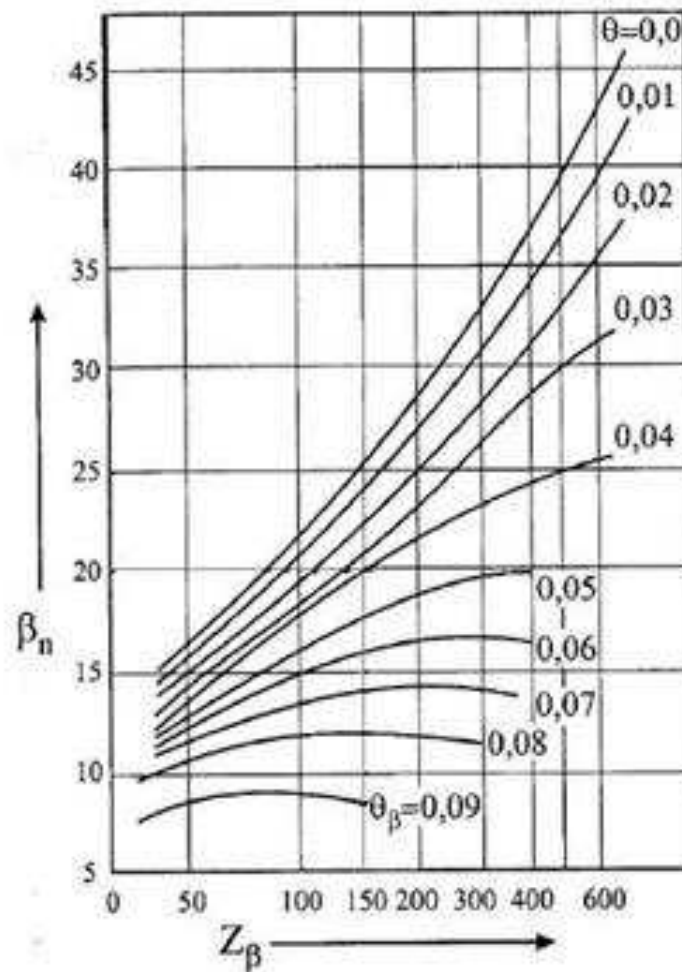


Рисунок 2 – Номограмма для определения коэффициента  $\beta_N$

Из двух найденных значений выбираем меньшее, т.е.  $N_{KP}^{(3)}$ .

Выполним проверку общей устойчивости криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом по неравенству 20:

$$8,909 \leq \frac{0,825}{1,1} \cdot 26,302,$$

$$8,909 \text{ МН} \leq 19,726 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости криволинейных участков выполняется.



#### **5.4 Обеспечение устойчивости трубопровода против всплытия на водном переходе р. Тингина**

Балластировка предусмотрена чугунными грузами.

Всего на заменяемом участке нефтепровода предусмотрена установка 29 комплектов чугунных утяжелителей.

Перед монтажом чугунных пригрузов трубопровод необходимо зафутеровать. В производстве по балластировке и закреплению трубопровода обязательно необходимо осуществлять входной контроль.

Схема на балластировку трубопровода представлена в графических приложениях [35].

#### **6 Экономическая часть**

В экономической части будут рассчитаны затраты на замену дефектного участка, линейной части магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярк» 527км через реку Тингина.

На практике выбор делается между двумя другими методами форсирования водных преград – траншейным и бестраншейным. Рассмотрим оба варианта и возьмем наиболее выгодный.

Затраты на ремонт включают:

- 1) затраты на аренду техники;
- 2) вспомогательное оборудование;
- 3) водопотребление;
- 4) ГСМ;
- 5) оборудование для монтажа;
- 6) оплата труда;
- 7) страховые взносы.

## 6.1 Расчет затрат на ремонт нефтепровода траншейным методом

Для проведения мероприятий по ремонту дефектного участка магистрального нефтепровода нам необходима техника. Стоимость аренды техники определяется на основе количества, их цен и продолжительности аренды (30 дней) 720 часов.

Таблица 3 – Затраты на аренду техники основного оборудования

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
1	Трубоукладчик Д-355С	3	1000	576000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/stroitelnaya-tehnika/truboukladchik">http://svobodnyj.stankodrom.ru/stroitelnaya-tehnika/truboukladchik</a>
2	Трактор	1	1200	864000	Tk-etk.ru
3	Бульдозер Б-10	1	1200	864000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery</a>
4	Бульдозер Т-170	1	1200	864000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery</a>
5	Бульдозер ДЗ-27	1	1150	828000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery</a>
6	Экскаватор импортный	2	2000	1440000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2380255-exkavatory">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2380255-exkavatory</a>

Продолжение таблицы 3

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
8	Экскаватор гидравлический гусеничный CASE-130	1	1625	1170000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
9	Центратор наружный	3	300	216000	<a href="https://tehmet.su/catalog/tsestrator-naruzhnyj-ekstsentrikovyj-tsne">https://tehmet.su/catalog/tsestrator-naruzhnyj-ekstsentrikovyj-tsne</a>
10	Центратор внутренний	1	350	252000	<a href="https://tehmet.su/catalog/tsestrator-naruzhnyj-ekstsentrikovyj-tsne">https://tehmet.su/catalog/tsestrator-naruzhnyj-ekstsentrikovyj-tsne</a>
11	Машина очистная ОМП-1020	1	500	360000	<a href="http://xn----7sbbabgnkb1ad1bofffbbgcrnj0aa2b0b.xn--p1ai/">http://xn----7sbbabgnkb1ad1bofffbbgcrnj0aa2b0b.xn--p1ai/</a>
12	Корчеватель	1	1200	864000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
13	Трактор трелевочный	1	1100	792000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
14	Автомобиль для сопровождения колонны	1	550	396000	<a href="http://www.kras-car.ru/">http://www.kras-car.ru/</a>
15	Харвестер	1	1250	900000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
16	Форвардер	1	1300	936000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
17	Агрегат сварочный ММА Итачи	2	500	360000	<a href="https://прокат-инструмента24.рф/">https://прокат-инструмента24.рф/</a>
18	Источник сварочного тока Lincoln-OC-400	2	650	468000	<a href="https://прокат-инструмента24.рф/">https://прокат-инструмента24.рф/</a>
19	Установка для открытого водоотлива АВ-701	1	430	309600	<a href="https://tiu.ru/search?search_term=установка+открытого+водоотлива&amp;not_found=True">https://tiu.ru/search?search_term=установка+открытого+водоотлива&amp;not_found=True</a>
20	Передвижная лаборатория для контроля неповоротных стыков АКП-145	1	520	374400	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>
21	Искровой дефектоскоп ДИ-74	1	250	180000	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>
22	Прибор ультразвукового контроля УД 2-12	1	275	198000	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>
23	Импульсный рентгеновский аппарат	1	480	345600	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>

Продолжение таблицы 3

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
24	Лаборатория для контроля изоляции ЛИП-1	1	200	144000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
25	Полустац.лаборатория контроля сварных соединений	1	200	144000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
26	Прицеп тракторный	1	730	525600	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
27	Автокран КС-45717	1	1875	1350000	<a href="http://www.sstehnika.ru/avtokran-ks-45717-ural-4320">http://www.sstehnika.ru/avtokran-ks-45717-ural-4320</a>
28	Автокран Вездеход	1	1875	1350000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
29	Плетьевоз ПВ-96	1	1400	1008000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
30	Наполнительно – опрессовочный агрегат АНО-203	1	820	590400	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
31	Наполнительный агрегат АН-501	1	800	576000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
32	Насос для заливки воды НЦС-2	1	360	259200	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
33	Вибропогружатель гидравлический	1	310	223200	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
34	Электростанция	2	960	691200	<a href="http://www.energo-agregat.ru/arenda_svarka.htm">http://www.energo-agregat.ru/arenda_svarka.htm</a>
35	Автомобиль «Бензовоз»	1	700	504000	<a href="https://perevozka24.ru/arenda-spetstehniki/benzovozy/krasnoyarskiy-kray/krasnoyarsk">https://perevozka24.ru/arenda-spetstehniki/benzovozy/krasnoyarskiy-kray/krasnoyarsk</a>
36	Тягач с прицепом МАЗ-9758-30	1	1150	828000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
37	Тягач КЗКТ 7428	1	1200	864000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
38	Прицеп–тяжеловес ЧМЗАП-9990-073-01	1	1300	936000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
39	Насосный агрегат для откачки воды из котлована	1	560	403200	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
40	Автоцистерна	1	300	216000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
41	Автомобиль бортовой	2	340	244800	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
42	Автобус «Урал» вахтовый	2	400	288000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>

Окончание таблицы 3

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
43	Автосамосвал Камаз 55111	1	1200	864000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
44	Пожарная машина	2	950	684000	<a href="http://www.rentalcars.com/">http://www.rentalcars.com/</a>
	Итого:			27604800	

Таким образом, затраты на приобретение оборудования составляют 27604800рублей. Далее производим затрат на вспомогательное оборудования.

## 6.2 Затраты на вспомогательное оборудование

Таблица 4 – Расчет затрат на вспомогательное оборудования

№	Наименование	кол	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС,тыс.руб	Источник цен
1	Полотенце мягкое	2	43650	87300	<a href="http://www.liftcenter.ru/product----170.html">http://www.liftcenter.ru/product----170.html</a>
2	Машина для безогневой резки труб «Файн»	1	53000	53000	<a href="https://www.intertechpribor.ru/catalog/truborezy_i_faskorezy/">https://www.intertechpribor.ru/catalog/truborezy_i_faskorezy/</a>
3	Герметизатор	4	73072	292288	<a href="https://dh-ural.ru/catalog/peregruchnoe_oborudovanie/germetizatory_proema/">https://dh-ural.ru/catalog/peregruchnoe_oborudovanie/germetizatory_proema/</a>
4	Трассоискатель	2	81 400	162800	<a href="http://www.eft-tras.ru/">http://www.eft-tras.ru/</a>
5	Адаптер К350	2	23 600	47200	<a href="https://gaz-svarka.ru/a236619-adapter-k350-lincoln.html">https://gaz-svarka.ru/a236619-adapter-k350-lincoln.html</a>
6	Мобильная радиостанция	1	8999	8999	<a href="https://rads.ru/">https://rads.ru/</a>
7	Углошлифовальная машинка	1	2550	2550	<a href="http://instrumentru.ru/">http://instrumentru.ru/</a>
8	Печь для прокали электродов	1	5000	5000	<a href="http://www.seveko.ru/catalog/">http://www.seveko.ru/catalog/</a>
9	Лоток	1	5231	5231	<a href="https://smartcode.ru/">https://smartcode.ru/</a>

Продолжение таблицы 4

№	Наименование	кол	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
10	Огнетушитель	12	835	10020	<a href="http://lbnsk.ru/catalog/op-10z---bce.html">http://lbnsk.ru/catalog/op-10z---bce.html</a>
11	Бензомоторная пила	1	5 980	5980	<a href="https://www.vseinstrumenti.ru/sadovaya_tehnika/benzopily/bitovy/">https://www.vseinstrumenti.ru/sadovaya_tehnika/benzopily/bitovy/</a>
12	Пропановая горелка	1	5934	5934	<a href="https://www.220-volt.ru/catalog/gorelki-propanovye/?p=60">https://www.220-volt.ru/catalog/gorelki-propanovye/?p=60</a>
13	Пескоструйная установка	1	89 000	89000	<a href="http://www.sorokin.ru/catalog/">http://www.sorokin.ru/catalog/</a>
14	Установка для подогрева стыков «Курай»	2	47 000	94000	<a href="https://kurai.ru/">https://kurai.ru/</a>
15	Механизм подачи проволоки LN-27, LF-37	1	29 711	25000	<a href="https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi">https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi</a>
16	Механизм подачи порошковой проволоки LN-23P	1	30785	32000	<a href="https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi">https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi</a>
17	Компрессор	1	6 700	6700	<a href="https://www.citilink.ru/">https://www.citilink.ru/</a>
18	Оборудование для размагничивания трубопровода	1	78 000	78000	<a href="http://alkor-pipe.ru/11/166.html">http://alkor-pipe.ru/11/166.html</a>
19	Подвеска троллейная	3	192 000	576000	<a href="http://ekaterinburg--.fis.ru/">http://ekaterinburg--.fis.ru/</a>
	Итого:			1587002	

Далее производим расчет водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды.

### 6.3 Расчет водопотребления на хозяйственно – питьевые нужды

Водопотребление воды на строительной площадке рассчитывается по формуле:

$$Q_{num} = Q_{сут} \cdot n \cdot d \quad (38)$$

где  $Q_{сут}$  – среднесуточное потребление воды;

$T$  – количество воды выпитое людьми;

$n$  – количество персонала (принять 40 человек);

$d$  – количество рабочих дней (30 дней).

Водопотребление воды на строительной площадке составит:

$$Q_{num} = 0,01 \cdot 30 \cdot 40 = 12; \text{ м}^3;$$

Расчетная стоимость рассчитывается по формуле:

$$T = Q_{num} \cdot p, \quad (39)$$

$$T = 12000 \cdot 18,42 = 143676 \text{руб.}$$

### 6.4 Расчет стоимости ГСМ

При расчете топлива и смазочных материалов для транспортных машин использованы удельного нормы потребления топлива на 100 км пробега. Вся используемая строительная техника, агрегаты и механизмы, автомобильный транспорт работают на дизельном топливе.

Общий расход ГСМ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Общий расход и стоимость ГСМ

Наименование показателя	Вид ГСМ	
	Дизтопливо	Масла для двигателей дизельных
Расчетная потребность в ГСМ, т	59	13
Цена за тонну с НДС	38700	25921,88
Стоимость	2283300	336984
Итого:	2620284	

### 6.5 Затраты на материалы и оборудование для монтажа

Затраты на электроды определяются по формуле:

$$C_3 = C_3 \cdot N_3 \quad (40)$$

где  $N_3$  – норма расхода покрытых электродов, кг;

$C_3$  – цена 1 кг электродов LB 52 U– 107руб/кг.[2]

Затраты на электроды:

$$C_3 = 1405 \cdot 107 = 150335 \text{руб.}$$

$$N_3 = G_3 \cdot l_{ш} = 1450 \cdot 0,9687 = 1405 \text{кг}; \quad (41)$$

где  $l_{ш}$  – длина сварного шва, 1450м.

$G_3$  – удельная норма расхода, кг/м

$$N_3 = 1450 \cdot 0,9687 = 1405 \text{кг};$$

$$G_3 = k_p \cdot m_n \quad (42)$$

где  $k_p$  – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;



$m_n$  – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

Масса наплавленного металла рассчитывается по формуле:

$$m_n = \rho \cdot \frac{108}{1000} \quad (43)$$

где  $\rho$  – плотность стали,  $7,8 \text{ г} / \text{м}^3$ ;

$$m_n = 7,8 \cdot \frac{108}{1000} = 0,8424 \text{ г} / \text{м}.$$

$$G_s = 1,15 \cdot 0,8424 = 0,9687 \text{ кг} / \text{м};$$

Затраты на новые трубы 1020x12 мм: стоимость одной трубы составляет 63050 рублей. Всего для участка планируется покупать 22 трубы, общая сумма будет 1387100 рублей.

## 6.6 Заработная плата рабочих и страховые взносы

Далее определим затраты на оплату труда, районного коэффициента и северной надбавки. Смена 12 часов, 30 рабочих дней, общее количество часов 720 часов.

Таблица 6 – Списочная численность основных рабочих

№	Наименование специальности рабочего	Количество, чел.
1	Машинист экскаватора	3
2	Водитель	4
3	Машинист трубоукладчика (автокрана)	5
4	Машинист бульдозера	3
5	Машинист (трактора с навесным обор.)	4
6	Стропальщик	6
7	ИТР	4
8	Техник	2
9	Сварщик	4

Продолжение таблицы 6

№	Наименование специальности рабочего	Количество, чел.
10	Сторож	1
11	Дефектоскопист	2
12	Лаборант	2
	Всего	40

Таблица 7 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Ставка за часы работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 30% от оклада, руб.	Север. надб. 30% от оклада, руб.	Итого на одного работника, руб.	Фонд заработной платы, руб.
Машинист экскаватора	3	160	57600	17280	17280	92160	276 480
Водитель	4	130	46800	14040	14040	74880	299520
Машинист трубоукладчика (автокрана)	5	180	64800	19440	19440	103680	518 400
Машинист бульдозера	3	180	64800	19440	19440	103680	311 040
Машинист (трактора с навесным обор.)	4	180	64800	19440	19440	103680	414 720
Стропальщик	6	110	39600	11880	11880	63360	380 160
ИТР	4	200	72000	21600	21600	115200	460 800
Техник	2	160	57600	17280	17280	92160	184 320
Сварщик	4	195	70200	21060	21060	112320	449 280
Сторож	1	100	36000	10800	10800	57600	57 600
Дефектоскопист	2	200	72000	21600	21600	115200	230 400
Лаборант	2	140	50400	15120	15120	80640	161 280
Итого:	х	х	х	х	х	х	3 744 000

Затраты на страховые взносы и затраты на травматизм аналогично таблице 8.

Таблица 8 – Затраты на страховые взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	1 123 200
Взносы на страхование от несчастных случаев	14976
Итого	1 138 176

## 6.7 Смета затрат

Таблица 9 – Смета затрат на ремонт траншейным методом

Показатели	Стоимость, руб.
Затраты на аренду техники	27 604 800
Вспомогательное оборудование	1 587 002
Водопотребление	143 676
ГСМ	2 620 284
Оборудование для монтажа	1 537 435
Оплата труда	3 744 000
Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	1 138 176
Итого:	38 375 373

Структура затрат представлена на рисунке 4.

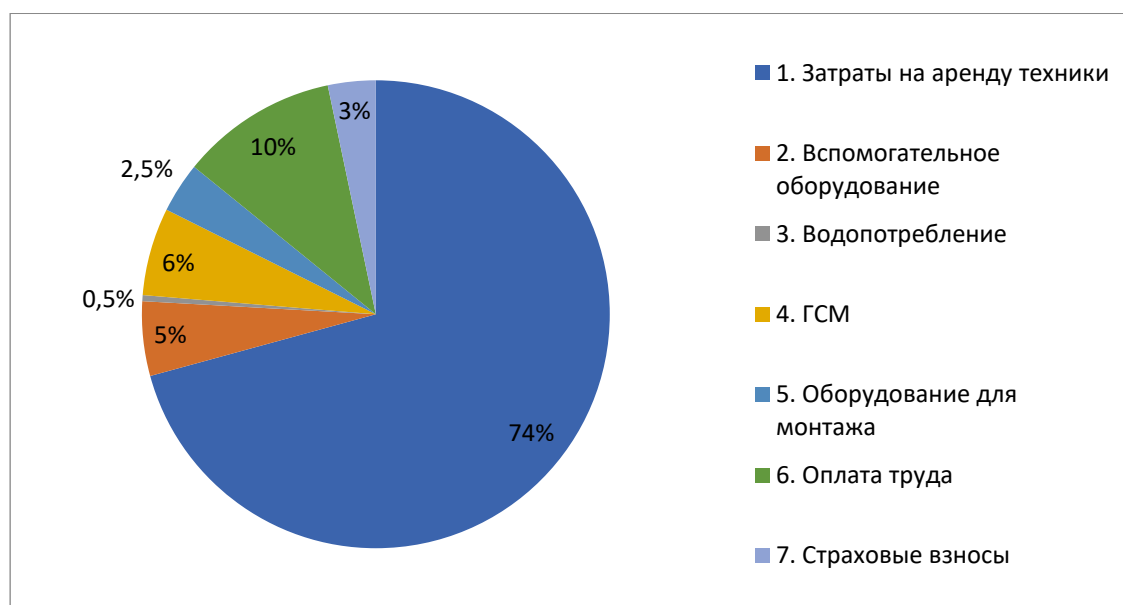


Рисунок 4 – Структура затрат на ремонт нефтепроводатраншейным методом

Экономический вывод: Из рисунка следует, что наибольшую долю в затратах (74 %) составляют затраты на аренду техники.

## 6.8 Расчет затрат на ремонт нефтепровода бестраншейным методом

Для проведения мероприятий по ремонту дефектного участка магистрального нефтепровода нам необходима техника. Стоимость аренды техники определяется на основе количества, их цен и продолжительности аренды (40 дней) 960 часов.

Таблица 10 – Затраты на аренду техники основного оборудования

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
1	Трубоукладчик Д-355С	3	1000	690000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/stroitel'naya-tehnika/trouboukladchik">http://svobodnyj.stankodrom.ru/stroitel'naya-tehnika/trouboukladchik</a>
2	Трактор	1	1200	1152000	Tk-etk.ru
3	Бульдозер Б-10	1	1200	1152000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery</a>
4	Бульдозер Т-170	1	1200	1152000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery</a>
5	Бульдозер ДЗ-27	1	1150	1104000	<a href="http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery">http://www.xn--66-mlc6aok5b.xn--p1ai/catalog/k-2360017-buldozery</a>
7	Запасовочное устройство	1	300	288000	<a href="http://poleznayamodel.ru/">http://poleznayamodel.ru/</a>
8	Экскаватор гидравлический гусеничный CASE-130	1	1625	1560000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
9	Центратор наружный	3	300	288000	<a href="https://tehmet.su/catalog/tsentrator---naruzhnyj-ekstsentrkovyj-tsne">https://tehmet.su/catalog/tsentrator---naruzhnyj-ekstsentrkovyj-tsne</a>

Продолжение таблицы 10

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
10	Центратор внутренний	1	350	336000	<a href="https://tehmet.su/catalog/tseparator-naruzhnyj-ekstsentrkovyj---tsne">https://tehmet.su/catalog/tseparator-naruzhnyj-ekstsentrkovyj---tsne</a>
11	Машина очистная ОМП-1020	1	500	480000	<a href="http://xn----7sbbabgnkb1ad1bofffbbgcrnj0aa2b0b.xn--p1ai/">http://xn----7sbbabgnkb1ad1bofffbbgcrnj0aa2b0b.xn--p1ai/</a>
12	Корчеватель	1	1200	1152000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
13	Трактор трелевочный	1	1100	1056000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
14	Автомобиль для сопровождения колонны	1	550	528000	<a href="http://www.krascar.ru/">http://www.krascar.ru/</a>
15	Харвестер	1	1250	1200000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
16	Форвардер	1	1300	1248000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
17	Агрегат сварочный ММА Итачи	2	500	480000	<a href="https://прокат-инструмента24.рф/">https://прокат-инструмента24.рф/</a>
18	Источник сварочного тока Lincoln-OC-400	2	650	624000	<a href="https://прокат-инструмента24.рф/">https://прокат-инструмента24.рф/</a>
19	Установка для открытого водоотлива АВ-701	1	430	412800	<a href="https://tiu.ru/search?search_term=установка+-----открытого+водоотлива&amp;not_found=True">https://tiu.ru/search?search_term=установка+-----открытого+водоотлива&amp;not_found=True</a>
20	Передвижная лаборатория	1	520	499200	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>
21	Искровой дефектоскоп ДИ-74	1	250	240000	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>
22	Прибор ультразвукового контроля УД 2-12	1	275	264000	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>
23	Импульсный рентгеновский аппарат	1	480	460800	<a href="http://aprioris.ru/service/arenda.html">http://aprioris.ru/service/arenda.html</a>

Продолжение таблицы 10

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
24	Лаборатория для контроля изоляции ЛИП-1	1	200	192000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
25	Полустац.лаборатория контроля сварных соединений	1	200	192000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
26	Прицеп тракторный	1	730	700800	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
27	Автокран КС-45717	1	1875	1800000	<a href="http://www.sstehnika.ru/avtokran-ks--5717-ural-4320">http://www.sstehnika.ru/avtokran-ks--5717-ural-4320</a>
28	Автокран Вездеход	1	1875	1800000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
29	Плетьевоз ПВ-96	1	1400	1344000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
30	Наполнительно – опрессовочный агрегат АНО-203	1	820	787200	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
31	Наполнительный агрегат АН-501	1	800	768000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
32	Насос для заливки воды НЦС-2	1	360	345600	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
33	Вибропогружатель гидравлический	1	310	297600	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
34	Электростанция	2	960	921600	<a href="http://www.energo-agregat.ru/arenda_svar_ka.htm">http://www.energo-agregat.ru/arenda_svar_ka.htm</a>
35	Автомобиль «Бензовоз»	1	700	672000	<a href="https://perevozka24.ru/arenda-spetstehniki/benzovozy/krasnoyarskiy-kray/krasnoyarsk">https://perevozka24.ru/arenda-spetstehniki/benzovozy/krasnoyarskiy-kray/krasnoyarsk</a>
36	Тягач с прицепом МАЗ-9758-30	1	1150	1104000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
37	Тягач КЗКТ 7428	1	1200	1152000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
38	Прицеп–тяжеловес ЧМЗАП-9990-073-01	1	1300	1248000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
39	Насосный агрегат для откачки воды из котлована	1	560	537600	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>

## Окончание таблицы 10

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
40	Автоцистерна	1	300	288000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
41	Автомобиль бортовой	2	340	326400	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
42	Автобус «Урал» вахтовый	2	400	348000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
43	Автосамосвал Камаз 55111	1	1200	1152000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
44	Пожарная машина	2	950	912000	<a href="http://www.rentalcars.com/">http://www.rentalcars.com/</a>
	Итого:			33255000	

Таким образом, затраты на приобретение оборудования составляют 33255000 рублей. Далее производим затрат на вспомогательное оборудование.

### 6.9 Затраты на вспомогательное оборудование

Таблица 11 – Расчет затрат на вспомогательное оборудование

№	Наименование	Кол-во	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
1	Полотенце мягкое	2	43650	87300	<a href="http://www.liftcenter.ru/product-170.html">http://www.liftcenter.ru/product-170.html</a>
2	Машина для безогневой резки труб «Файн»	1	53000	53000	<a href="https://www.intertechpribor.ru/">https://www.intertechpribor.ru/</a>
3	Герметизатор	4	73072	292288	<a href="https://dh-ural.ru/catalog/pe-regruzochnoe">https://dh-ural.ru/catalog/pe-regruzochnoe</a>
4	Трассоискатель	2	81 400	162800	<a href="http://www.eft-tras.ru/">http://www.eft-tras.ru/</a>
5	Адаптер К350	2	23 600	47200	<a href="https://gaz-svarka.ru/a236619-adapter-k350-lincoln.html">https://gaz-svarka.ru/a236619-adapter-k350-lincoln.html</a>

## Окончание таблицы 11

№	Наименование	Кол-во	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
6	Мобильная радиостанция	1	8999	8999	<a href="https://rads.ru/">https://rads.ru/</a>
7	Углошлифовальная машинка	1	2550	2550	<a href="http://instrumentru.ru/">http://instrumentru.ru/</a>
8	Печь для прокатки электродов	1	5000	5000	<a href="http://www.seveko.ru/catalog/">http://www.seveko.ru/catalog/</a>
9	Лоток	1	5231	5231	<a href="https://smartcode.ru/">https://smartcode.ru/</a>
10	Огнетушитель	12	835	10020	<a href="http://lbnsk.ru/catalog/op-10z-bce.html">http://lbnsk.ru/catalog/op-10z-bce.html</a>
11	Бензомоторная пила	1	5 980	5980	<a href="https://www.vseinstrumenti.ru/sadovaya_tehnika/benzopily/bitovy">https://www.vseinstrumenti.ru/sadovaya_tehnika/benzopily/bitovy</a>
12	Пропановая горелка	1	5934	5934	<a href="https://www.220volt.ru/catalog/gorelki-propanovye/?p=60">https://www.220volt.ru/catalog/gorelki-propanovye/?p=60</a>
13	Пескоструйная установка	1	89 000	89000	<a href="http://www.sorokin.ru/catalog/">http://www.sorokin.ru/catalog/</a>
14	Установка для подогрева стыков «Курай»	2	47 000	94000	<a href="https://kurai.ru/">https://kurai.ru/</a>
15	Механизм подачи проволоки LN-27, LF-37	1	29 711	25000	<a href="https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi">https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi</a>
16	Механизм подачи порошковой проволоки LN-23P	1	30785	32000	<a href="https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi">https://svarportal.ru/shop/product/k10406-lf-37-mekhanizm-podachi</a>
17	Компрессор	1	6 700	6700	<a href="https://www.citilink.ru/">https://www.citilink.ru/</a>
18	Оборудование для размагничивания трубопровода	1	78 000	78000	<a href="http://alkor-pipe.ru/11/166.html">http://alkor-pipe.ru/11/166.html</a>
19	Подвеска троллейная	3	192 000	576000	<a href="http://ekaterinburg.fis.ru/">http://ekaterinburg.fis.ru/</a>
	Итого:			1587002	



Далее производим расчет водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды.

### 6.10 Расчет водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды

Водопотребление воды на строительной площадке рассчитывается по формуле:

$$Q_{num} = Q_{сут} \cdot n \cdot d \quad (44)$$

где  $Q_{сут}$  – среднесуточное потребление воды;

$T$  – количество воды выпитое людьми;

$n$  – количество персонала (принять 40 человек);

$d$  – количество рабочих дней (40 дней).

Водопотребление воды на строительной площадке составит:

$$Q_{num} = 0,01м^3 \cdot 40 \cdot 40 = 16м^3;$$

Расчетная стоимость рассчитывается по формуле:

$$T = Q_{num} \cdot p \quad (45)$$

$$T = 16000 \cdot 18,42 = 294720 \text{ руб.}$$

### 6.11 Расчет стоимости ГСМ

При расчете топлива и смазочных материалов для транспортных машин использованы удельного нормы потребления топлива на 100 км пробега.

Вся используемая строительная техника, агрегаты и механизмы, автомобильный транспорт работают на дизельном топливе.

Общий расход ГСМ приведен в таблице 12.

Таблица 12 –Общий расход и стоимость ГСМ

Наименование показателя	Вид ГСМ	
	Дизтопливо	Масла для двигателей дизельных
Расчетная потребность в ГСМ, т	79	17
Цена за тонну с НДС	38700	25921,88
Стоимость	3570300	440672
Итого:	3497972	

### 6.12 Затраты на материалы и оборудование для монтажа

Затраты на электроды определяются по формуле:

$$C_9 = C_9 \cdot N_9, \quad (46)$$

где  $N_9$  – норма расхода покрытых электродов, кг;

$C_9$  –цена 1 кг электродов LB 52 U 107руб/кг.

Затраты на электроды:

$$C_9 = 1405 \cdot 107 = 150335 \text{ руб.}$$

$$N_9 = G_9 \cdot l_{ш} = 1450 \cdot 0,9687 = 1405 \text{ кг}; \quad (47)$$

где  $l_{ш}$  –длина сварного шва, 1450м.

$G_9$  – удельная норма расхода, кг/м

$$N_9 = 1450 \cdot 0,9687 = 1405 \text{ кг};$$

$$G_3 = k_p \cdot m_n \quad (48)$$

$$G_3 = 1,15 \cdot 0,8424 = 0,9687 \text{ кг / м};$$

где  $k_p$  – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;

$m_n$  – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

Масса наплавленного металла рассчитывается по формуле:

$$m_n = \rho \cdot \frac{108}{1000} \quad (49)$$

где  $\rho$  – плотность стали,  $7,8 \text{ г / м}^3$ ;

$$m_n = 7,8 \cdot \frac{108}{1000} = 0,8424 \text{ г / м}.$$

Затраты на новую секцию трубы 1020x12 мм:

Затраты на новые трубы 1020x14 мм: стоимость одной трубы составляет 63050 рублей. Всего для участка планируется купить 22 трубы, общая сумма будет 1387100 рублей.

### 6.13 Заработная плата рабочих и страховые взносы

Далее определим затраты на оплату труда, районного коэффициента и северной надбавки. Смена 12 часов, 40 рабочих дней, общее количество часов 960 часов.

Таблица 13 – Списочная численность основных рабочих

№	Наименование специальности рабочего	Количество, чел.
1	Машинист экскаватора	1
2	Водитель	4
3	Машинист трубоукладчика (автокрана)	5

Продолжение таблицы 13

№	Наименование специальности рабочего	Количество, чел.
4	Машинист бульдозера	4
5	Машинист (трактора с навесным обор.)	5
6	Стропальщик	6
7	ИТР	4
8	Техник	2
9	Сварщик	4
10	Сторож	1
11	Дефектоскопист	2
12	Лаборант	2
	Всего	40

Таблица 14 –Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 30% от оклада, руб.	Север. надб. 30% от оклада, руб.	Итого на одного работника, руб.	Фонд заработной платы, руб.
Машинист экскаватора	3	160	76800	23040	23040	122880	122880
Водитель	4	130	62400	18720	18720	99840	399360
Машинист трубоукладчика (автокрана)	5	180	86400	25920	25920	138240	691200
Машинист бульдозера	3	180	86400	25920	25920	138240	552960
Машинист (трактора с навесным обор.)	4	180	86400	25920	25920	138240	691200
Стропальщик	6	110	52800	15840	15840	84480	506880
ИТР	4	200	96000	28800	28800	153600	614400
Техник	2	160	76800	23040	23040	122880	245760
Сварщик	4	195	93600	28080	28080	149760	599040
Сторож	1	100	48000	14400	14400	76800	76800
Дефектоскопист	2	200	96000	28800	28800	153600	307200
Лаборант	2	140	67200	20160	20160	107520	215040
Итого:	х	х	х	х	х	х	5 022720

Затраты на страховые взносы и затраты на травматизм аналогично таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	1 123 200
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	14 976
Итого	1 138 176

#### 6.14 Расчет затрат на изготовление опоры бестраншейного метода

Исходными данными для расчета затрат на изготовление опор являются стоимость металла 40000 рублей за тонну, стоимость изготовления 100000 рублей за тонну. (красноярский завод металлоконструкций) Стоимость изготовления одного пружинного блока равна 13030 рублей. Стоимость изготовления непосредственно самой опоры рассчитывается исходя из веса опоры. Вес опоры приблизительно равен 1793 кг без пружинных блоков. Стоимость металла для изготовления данной опоры составит 71720 рублей, а стоимость изготовления опоры 174000 рублей. В данной опоре используется 4 пружинных блока.

Таблица 16 – Расчет затрат на опоры бестраншейного метода

Детали	Цена за 1 тонну, руб.	Вес 1 штуки, кг	Цена за 1 тонну, руб.	Количество	Стоимость с НДС, руб.
Метал для опоры	40000	1793	71720	12	860640
Стоимость изготовление опоры	100000	1793	174000	12	2088000
Пружинный блок			13030	48	625440
Итого:					3574080

## 6.15 Смета затрат

Таблица 17 – Смета затрат на ремонт бестраншейным методом

Показатели	Стоимость, руб.
Затраты на аренду техники	33255000
Вспомогательное оборудование	1587002
Водопотребление	294720
ГСМ	3497972
Оборудование для монтажа	1537435
Оплата труда	5 022720
Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	1138176
Опоры	3574080
Итого:	49568020

Структура затрат представлена на рисунке – 5

Для наглядности отразим результаты сравнения затрат при использовании траншейного и бестраншейного метода.

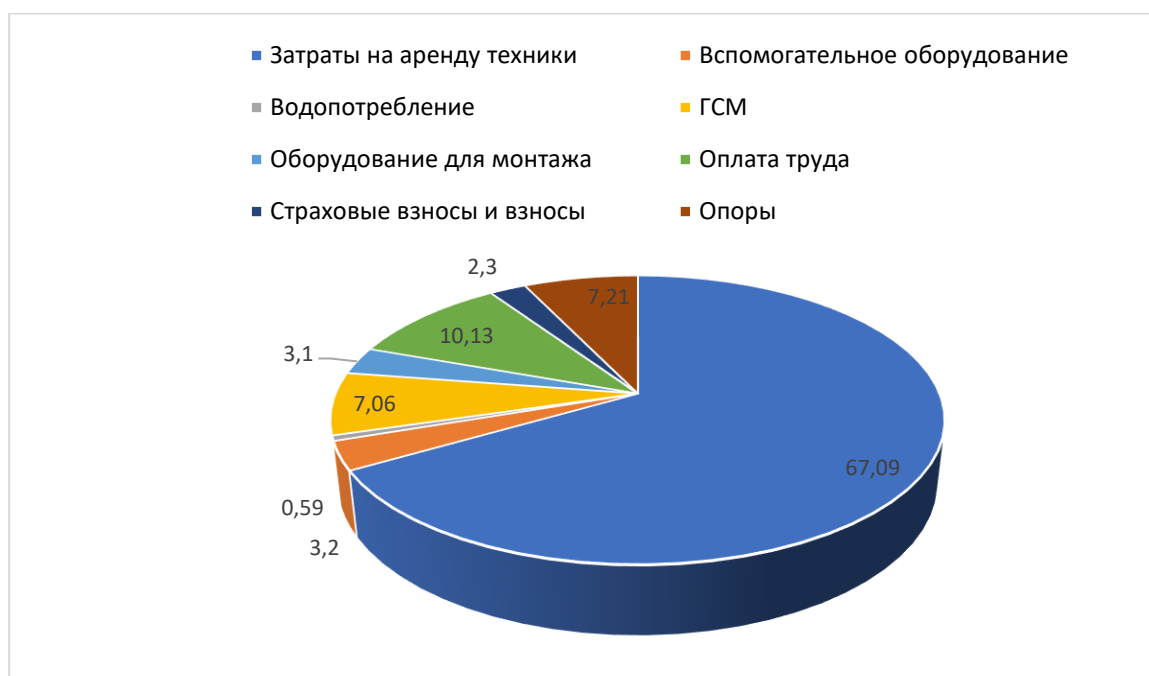


Рисунок 5 – Структура затрат на ремонт нефтепровода бестраншейным методом

Таблица 18 – Затраты при использовании траншейного и бестраншейного метода.

Показатели	Траншейный	Бестраншейный
Время ремонта, час	720	960
Затраты на аренду техники	27604800	33255000
Вспомогательное оборудование	1587002	1587002
Водопотребление	143676	294720
ГСМ	2620284	3497972
Оборудование для монтажа	1537435	1537435
Оплата труда	3744000	5 022720
Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	1138176	1138176
Опоры		3574080
Итого:	38 375373руб	49568020руб

Вывод: из таблицы 19 видно, что траншейный метод экономически выгоднее, чем бестраншейный. И этот метод сокращает потери времени на 120 часов. Так же обеспечивает высокую травмобезопасность проводимых работ. Для ремонта магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск–Красноярск» 527км через реку Тингина наиболее выгодней - траншейный метод.

## **7 Безопасность жизнедеятельности**

### **7.1 Безопасность и экологичность**

Высокий риск взрыва и пожароопасности связан с высокой аварийностью, которая может быть вызвана разгерметизацией трубопроводов, износом оборудования, несоблюдением правил и техники

безопасности.

Специфика отрасли – работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, подверженными взрывам, воспламенению, при нарушении соответствующих условий работы. Это ведет к серьезным экономическим потерям и большим человеческим жертвам, поэтому решение проблем, связанных с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей является актуальным [60].

## **7.2 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Основными видами работ на трассе магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» являются техническое обслуживание, ремонт линейных сооружений и выполнение аварийно-ремонтных работ.

Магистральный нефтепровод представляет собой сложное инженерное сооружение, содержащее комплекс технических систем: линейную часть, головные и промежуточные перекачивающие станции, резервуарные парки и др. При выполнении указанных видов работ возможно возникновение опасных и вредных факторов, представленных в таблице 19.

Таблица 19 – Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Высоковольтные линии электропередач, движущиеся машины и механизмы; повышенный уровень вибрации, тесный контакт при выполнении работ с механизмами под высоким давлением, температура материалов (повышенная и пониженная в зимний период); повышенная или пониженная влажность воздуха на участке
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные) вдоль трассы
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда.



### **7.3 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Согласно схеме инженерно – геологического районирования исследуемая территория расположена в пределах Канско – Рыбинского региона в пределах Рыбинской юрской впадины в юго – западной части Сибирской платформы.

Трубопровод находится на трассе (527 км) «Анжеро-Судженск – Красноярск», климат вдоль трассы меняется незначительно

Линейная часть расположена во II (III) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 18 и средней скоростью ветра 3,6 м/с.

Общая продолжительность строительства 1 месяц, из них: подготовительный период 0,2 месяца, основной период – 0,8 месяца. Работы выполняются на открытом воздухе рабочими посменно, длительность смены не превышает 10 часов. В течение рабочей смены предусматриваются перерывы на отдых и прием пищи. Продолжительность ежедневного междуменного отдыха составляет не менее 12 часов.

Энергетические затраты на работы линейной части трубопровода складываются из затрат на снабжение электричеством нефтеперекачивающих станций и помещений для хозяйственных нужд.

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых.

#### **7.4 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Трасса нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» пересекает р. Тингина в 1,9 км от устья. Дорога непосредственно к участку изысканий возможен от железнодорожной станции «Северная» в юго – восточном направлении через г. Красноярск по автодорогам с асфальтовым покрытием и трассе Федерального назначения М-53 на протяжении 83,8 км.

Для расположения подрядных организаций на период строительства проектом предусматривается аренда существующего жилого фонда п. Тингино удаленного на расстояние 0,5 км от места производства работ. Доставка работающих к месту производства работ осуществляется ежедневно автотранспортом [33].

В качестве источника энергоснабжения на строительной площадке используются ДЭС-100. В качестве источника энергоснабжения на площадке временных зданий и сооружений используется ДЭС-60. [32].

#### **7.5 Обеспечение безопасности технологического процесса**

На участке ремонта нефтепровода применяются изоляционные покрытия – битумы, выделяемые при нанесении слоя на трубу и его подогреве.

Битумы состоят из смеси высокомолекулярных углеводородов и их кислородных, сернистых и азотистых производных. В них 70...87 % углерода, до 15 % водорода, до 10 % кислорода, до 1,5 % серы (в природных битумах до 10 %), небольшое количество азота.

В очень низких концентрациях действие углеводородов приводит к функциональным расстройствам нервной системы, вплоть до сильного головокружения при резких движениях головой [36].

Допустимая концентрация паров углеводородов в воздухе помещения

насосной должна быть не более 0,3 мг/л. [4] Основными местами выделения вредных веществ являются поверхности труб при нарушении изоляции, контактирующие с нефтью и нефтепродуктами. Класс опасности – IV [38].

В ходе выполнения ремонтных работ используются только мобильные дизельные электростанции ДЭС-100 и ДЭС-60. Дизельная электростанция предназначена для использования в качестве основного или резервного источника трехфазного электрического тока напряжением 400/230 В и частотой 50 Гц [35].

Для обеспечения безопасности людей, защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы на электростанциях и подстанциях установлены заземляющие устройства в соответствии с требованиями ПУЭ.

Устройство контроля заземления (серия 7485) обеспечивает электростатическое заземление машин и оборудования трубопровода. Одновременно прибор контролирует состояние электростатического заземления. Тем самым обеспечивается поддержание электростатического заряда на безопасном уровне, а также отсутствие взрывоопасности вследствие неконтролируемой разрядки данной энергии [36].

Ввиду частых гроз на участке и повышенного электростатического напряжения на всех ДЭС должны быть установлены молниеотводы, объединенные в общую систему молниезащиты. Контроль заземляющих устройств проводится лаборантом методом амперметра – вольтметра в конце рабочей смены [34].

При повышении концентрации углеводородов выше допустимой необходимо уменьшать часы смены работников, находящихся в тесном контакте с линейной частью и использовать приборы как респираторы [69].

## 7.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Ремонт нефтепровода производится на открытом воздухе, поэтому к помещениям пожарной опасности можно отнести только помещения заправки техники и помещения для бытовых хозяйственных нужд. По пожарной опасности помещение относится к категории – А.

Причинами и источниками возникновения пожара в помещении заправки техники могут быть: утечка нефтепродуктов, нарушение техники безопасности, неисправность наливного оборудования, неисправная электропроводка.

Автомобильный бензин представляет собой легко воспламеняющуюся жидкость [39]. Дизельное топливо – это горючая жидкость, взрывоопасная концентрация его паров и смеси с воздухом составляет 2...3 % (по объему). Характеристики хранящегося на складе топлива представлены в таблицах 14.

Таблица 20 – Характеристики бензина автомобильного

Наименование	Температура самовоспламенения, °С	Температурные пределы воспламенения, °С	Концентрационные пределы распространения пламени, %
Автомобильный бензин	255...370	нижний: –27...– 39; верхний –8... – 27	нижний: 1,0 %; верхний: 6 % (по объему)

Таблица 21 – Характеристики дизельного топлива

Дизельное топливо	Температура самовоспламенения, °С	Температурные пределы воспламенения, °С	Температура вспышки, °С
марка Л	300	нижний 69,	выше 40
марка З	310	верхний 119	выше 30
марка А	33	нижний 62, верхний 105 нижний 57,верхний 100	выше 30

Все электрооборудование на складе должно быть помещено в

взрывонепроницаемую оболочку, способную выдержать внутренний взрыв без деформирования корпуса. Дополнительно рекомендуется установить по периметру склада звуковую сигнализацию, информирующую о возникновении пожара, внутри разместить информационные знаки и планы эвакуации.

На рабочих местах должны быть первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50 – 2 шт.;
- лопата (штыковая и совковая) – 2шт.;
- пожарный щит;
- пожарный водоем [38].

### **7.7 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Ремонт участка трубопровода проводится при полной остановке перекачки. Аварийные ситуации могут возникнуть из-за влияния остаточных газов и остатка самого нефтепродукта, поэтому на территории участка могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, угрозы взрывов, природные пожары; увеличение уровня реки.

Участок относится к IV группе по ГО.

В обычной смене численность работников составляет 32 человека. Наибольшая смена по числу работников составляет 40 человек (таблица 22).

Таблица 22 – Общая численность работающего персонала

Максимальное количество работающих, чел.				
Всего	в том числе			
	рабочих 83,4 %	ИТР 9 %	Служащих 5,9 %	МОП и охрана 1,7 %
40	32	4	3	1

Персонал полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими

средствами защиты. Территория площадки строительства оборудована сооружениями для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут вызвать взрыв (первичный поражающий фактор), который приводит к образованию пожара (вторичный поражающий фактор) или создает благоприятные условия для него [37].

Открытый склад нефтепродуктов оборудован навесом.

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел. С целью оперативного руководства работами организуется система связи [33].

## **7.8 Экологичность проекта**

Загрязнение атмосферного воздуха при замене участка нефтепровода происходит от работающей техники и транспортных средств, выделяющих пыль и загрязняющие вещества. При ручной сварке атмосферный воздух загрязняется сварочным аэрозолем [39].

При выполнении покрасочных работ выделяются: ксилол (смесь изомеров); скипидар; уайт-спирит; сольвент оранжевый; взвешенные вещества.

Основными мероприятиями, направленными на предупреждение и снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха, являются:

- поддержание технического состояния строительных машин и механизмов;
- тщательная регулировка топливной аппаратуры в процессе работы;
- сокращение продолжительности работы двигателей машин на холостом ходу;
- применение видов топлива, обеспечивающих снижение выбросов вредных веществ;

- укрытие кузова машин тентами при перевозке сильно пылящих грузов;

- осуществление заправки машин и автотранспорта в специально отведённых местах, по «герметичным» схемам, исключающим попадание летучих компонентов в окружающую среду.

Одним из главных природоохранных мероприятий, направленных на сохранение земельных ресурсов и плодородия почв, служит рекультивация земель и сохранение плодородного слоя почв:

- обязательное селективное снятие плодородного почвенного слоя на землях сельскохозяйственного назначения;

- проведение технического и биологического этапов рекультивации по всей полосе отвода;

- проведение биологического этапа рекультивации в наиболее благоприятный для этого период [40].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте по ремонту участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» на подводном переходе через р. Тингина.

Детально были рассмотрены следующие работы:

- укладка участка нефтепровода, через р. Тингина;
- проведен обзор и подбор вида и способа ремонта на рассматриваемом участке;
- осуществлен выбор трубопроводного утяжелителя, для предотвращения всплытия трубопровода на подводном переходе
- составлена смета затрат и рассчитаны затраты из-за простоя нефтепровода;
- обеспечена промышленная безопасности и экологичность проекта.

Разработанный проект по ремонту участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» на подводном переходе через р. Тингина позволит перекачивать нефть в безопасном режиме, избежать возникновение аварий.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ПОС – проект организации строительства;
- ИГЭ – инженерно – геологический элемент;
- МН – магистральный нефтепровод;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЛЭП – воздушные линии электропередач;
- ВИК – визуально – измерительный контроль;
- КППСОД – камера пуска приёма средств очистки и диагностики ;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ЭХЗ – электрохимическая защита;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- УЗК – ультразвуковой контроль;
- ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;
- ПДС – передатчик для скребка;
- МТР – материально – технический ресурс;
- БР – бакалаврская работа;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ГСМ – горюче – смазочные материалы;
- ЧС – чрезвычайные ситуации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85\*. – Взамен СНиП II-45 – 75 ; введ. 01.07.2013. – Москва : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 97 с.
2. ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 17 с.
3. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99\*. – Взамен СНиП 2.01.01 – 82 ; введ. 01.01.2013. – Москва : Минстрой России, 2015. – 124 с.
4. ГОСТ 25100 – 2 11 Грунты. Классификация. – Взамен ГОСТ 25100 – 95 ; введ. 01.01.2013. – Москва : Стандартинформ, 2013. – 42 с.
5. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1 – 03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб. – Введ. 01.01.2003. – Москва : ОАО «АК «Транснефть» № 2004, 2003. – 35 с.
6. ГОСТ Р 55435 – 2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – Введ. 01.11.2013. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 53 с.
7. ГОСТ Р 54907 – 2012 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения. – Введ. 01.01.2012. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 20 с.
8. ГОСТ Р 56542 – 2015 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – Введ. 01.06.2016. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 26 с.
9. ВСН 011 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – Взамен ВСН 157-83 ; введ. 01.02.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 113 с.
10. ГОСТ Р 55612 – 2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения. – Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 11 с.

11. ГОСТ Р ИСО 12718 – 2009 Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Термины и определения. – Введ. 01.12.2010. – Москва : Стандартиформ, 2011. – 40 с.

12. ГОСТ Р 55724 – 2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. – Введ. 01.07.2015. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 44 с.

13. РД 153-39.4-067 – 04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов. – Взамен РД 153-39.4-067 – 00 ; введ. 10.03.2004. – Москва : ОАО «АК «Транснефть» № 2004, 2008. – 52 с.

14. РД 39-00147105-015 – 98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Взамен «Правил капитального ремонта подземных трубопроводов», 1992 г. ; введ. 01.09.1998. – Москва : Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1998. – 197 с.

15. РД 153-39.4-086 – 01 Технология сварочно – монтажных работ по установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы. – Введ. 01.01.2001. – Москва : ГУП Издательство «Нефть и газ», 2001. – 35 с.

16. Бабин, Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов : учеб. пособие для ВУЗов / Л. А. Бабин, Л. И. Быков, В. Я. Волохов. – Москва : Недра, 1995 – 255 с.

17. Технология сооружения газонефтепроводов : учеб. пособие для ВУЗов / Ф. М. Мустафин [и др.] ; отв. ред. Г. Г. Васильева. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

18. ПОТ РО-13153-ЦМ-933 – 03 Отраслевые правила по охране труда в хозяйстве грузовой и коммерческой работы на федеральном железнодорожном транспорте. – Введ. 20.01.2003. – Москва : МПС РФ, 2003. – 31 с.

19. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов,

на которых используются подъемные сооружения». – Введ. 12.11.2012. – Москва : ЗАО НТЦ ПБ, 2014. – 148 с.

20. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Минрегион России, 2012. – 145 с.

21. РД 102-011 – 89 Охрана труда. Организационно – методические документы. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989 – 155 с.

22. ПБ 03-273 – 99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства. – Введ. 15.01.2000. – Москва : Госгортехнадзор России № 2003, 2003. – 30 с.

23. ПБ 03-440 – 02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля. – Введ. 23.01.2002. – Москва : НПО ОБТ, 2002. – 56 с.

24. ВСН 008 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Взамен ВСН 2-84-82, ВСН 31-82, ВСН 201-86, ВСН 205-86, ОСТ 102-76-83 ; введ. 01.01.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1990. – 102 с.

25. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1 – 03 Технические требования на наружное антикоррозионное покрытие фасонных соединительных деталей и задвижек трубопроводов. – Введ. 01.01.2003. – Москва : ОАО «ВНИИСТ», 2003. – 12 с.

26. ВСН 004 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 93 с.

27. ОР-19.000.00-КТН-194 – 10 Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительного – монтажных работ. – Взамен ОР-19.000.00-КТН-009 – 10 ; введ. 02.09.2010. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 350 с.

28. Лизинговый калькулятор // АО «Лизинговая компания «КАМАЗ» [сайт]. – Набережные Челны, 2016. – Режим доступа: <http://kamazleasing.ru>.

29. Св. электроды LB-52U д.4,0 (Япония) (5,0кг) // Интернет – магазин сварочного и грузоподъемного оборудования А. Svarkov [сайт]. – Режим доступа: <http://asvarkov.tiu.ru>.

30. Дизельное топливо летнее ЕВРО сорт С Ачинский НПЗ // Сеть региональных бизнес порталов RegTorg.Ru [сайт]. – Режим доступа: <http://www.regorg.ru>.

31. Динамика цен на нефть Brent (ICE.Brent, USD за баррель) // ООО «Яндекс» [сайт]. – Режим доступа: <https://news.yandex.ru>.

32. Динамика курса доллара США к рублю (USDТOM\_ UTS, МОЕХ) // ООО «Яндекс» [сайт]. – Режим доступа: <https://news.yandex.ru>.

33. ГОСТ 12.0.003 – 74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.76. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.

34. СНиП 2.01.07 – 85 Нагрузки и воздействия. – Взамен главы СНиП II-6-74 ; введ. 01.01.1987. – Москва : ИБ Нормирование, стандартизация и сертификация в строительстве, 2003. – 31 с.

35. СанПиН 2.1.2.2645 – 10 Санитарно – эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях. – Взамен СанПиН 2.1.2.1002 – 00 ; введ. 15.07.2010. – Москва : Роспотребнадзор, 2010. – 29 с.

36. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ Общие санитарно – гигиенически требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76 ; введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 48 с.

37. ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.023-80 ; введ. 01.11.2015. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 27 с.

38. ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Взамен ГОСТ 12.1.012-90 ; введ. 01.07.2008. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 20 с.

39. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.

40. ГОСТ 31610.10 – 2012 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 51 с.

41. ГОСТ 30852.0 – 202 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 56 с.

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

«23» июня 2020г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Ремонт участка магистрального нефтепровода  
«Анжеро-Судженск – Красноярск»

Руководитель  19 06 20 доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник  18 06 20 А. Ш. Шабданбеков

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Ремонт участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск»»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О. Н. Петров



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Ремонт участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» состоит из 95 страниц расчетно-пояснительной записки, 40 использованных источников, 6 листов графического материала.

### МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, РЕМОНТ, РАСЧЕТ.

Объект ВКР: подводный переход нефтепровода через реку Тингина.

Цель ВКР: разработать проект ремонта подводного перехода нефтепровода линейной части магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» через реку Тингина.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) составить план мероприятий по ремонту участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск»;
- 2) провести необходимые расчеты;
- 3) предусмотреть безопасность проекта;
- 4) рассмотреть экономическую составляющую проекта.

В технологической части выпускной квалификационной работы дана общая характеристика объекта и района проведения ремонта, также рассмотрены основные технические решения по обеспечению ремонта и методы производства основных работ.

В разделе «Безопасность и экологичность» решены задачи по обеспечению безопасности жизнедеятельности, пожарной безопасности, а также предусмотрены мероприятия по охране труда.

В экономической части рассчитаны затраты на замену дефектного участка нефтепровода.