

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  
«\_\_\_» июня 2016г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и  
комплексов

«Ремонт магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск –  
Красноярск» на участке 527 км»

Руководитель

к.т.н., доцент

А.Н. Сокольников

Выпускник

Д.А. Кадалов

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Ремонт магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» на участке 527км »

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Ремонт магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» на участке 527 км» содержит 85 страниц текстового документа, 72 использованных источника, 6 листов графического материала.

Объект ВКР: является подводный переход нефтепровода через реку Тингина.

**РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА, ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ, РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ, ПОГРУЗОЧНО – РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ.**

Цель бакалаврской работы – разработать проект ремонта подводного перехода нефтепровода через реку Тингина.

В результате бакалаврской работы был проведен расчет оптимальных параметров линейной части нефтепровода для подводного перехода через р.Тингина, также создан план, оценена экономическая эффективность, разработаны действия для соблюдения всех правил безопасности жизнедеятельности.

В итоге был разработан проект капитального ремонта подводного перехода через реку Тингина, в котором были рассмотрены все основные этапы технологического процесса.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Характеристика трассы линейного объекта .....	7
1.1 Административное положение .....	7
1.2 Характеристика и раскладка труб на участке и свойства нефти.....	7
1.3 Климатическая характеристика .....	8
1.4 Инженерно – геологическая характеристика .....	10
1.5 Гидрологическая характеристика.....	13
1.6 Гидрологическая характеристика р. Тингина .....	13
1.7 Характеристика строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта.....	17
2 Сведения о размерах земельных участков .....	17
2.1 Постоянный и временный отвод земельных участков.....	19
2.2 Устройство временных переездов и объездов .....	20
3 Перечень основных видов строительных и монтажных работ .....	20
3.1 Порядок производства и виды работ.....	20
3.2 Укладка участков нефтепровода .....	22
3.3 Земляные работы.....	23
3.4 Транспортные и погрузо – разгрузочные работы .....	25
3.5 Доставка труб на площадки складирования.....	26
3.6 Сварочно – монтажные работы .....	27
3.7 Перечень и последовательность операций сборки и сварки .....	29
4 Расчетный раздел .....	32
4.1 Расчет толщины стенки трубопровода .....	32
4.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода.....	34
4.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость.....	36
4.4 Обеспечение устойчивости трубопровода против всплытия на водном переходе р. Тингина.....	47
5 Очистка полости, гидравлическое испытание .....	47
6 Виды контроля.....	53
6.1 Общие положения .....	53
6.2 Входной контроль .....	54
6.3 Операционный и инструментальный контроли.....	55
6.5 Контроль качества изоляции трубопровода.....	58
7 Экономическая часть .....	61
7.1 Расчет затрат на ремонт нефтепровода.....	62
7.2 Затраты на вспомогательное оборудование .....	64
7.3 Расчет водопотребления на хозяйственно – питьевые нужды .....	65
7.4 Расчет стоимости ГСМ .....	66
7.5 Затраты на материалы и оборудование для монтажа.....	66
7.6 Заработная плата рабочих и страховые взносы .....	67

7.7 Смета затрат.....	69
8 Безопасность жизнедеятельности.....	70
8.1 Безопасность и экологичность.....	70
8.2 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	70
8.3 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	71
8.4 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	72
8.5 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	73
8.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	74
8.7 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	75
8.8 Экологичность проекта.....	76
Заключение .....	78
Список сокращений .....	79
Список использованных источников .....	80

## ВВЕДЕНИЕ

В решении экономических и социальных задач трубопроводный транспорт приобрел важное народнохозяйственное значение. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли. Объект исследования – магистральный нефтепровод.

Целью работы является планирование и проведение ремонта магистрального нефтепровода Анжеро-Судженск – Красноярск на участке 527 км. Приведены необходимые расчеты, в том числе экономической эффективности.

Выпускная квалификационная работа состоит из 6 глав.

В разделе 1 будут рассмотрены доступные исходные данные для проектирования ремонта нефтепровода.

Раздел 2 будет посвящен сведениям о земельных участках магистральных, геологической характеристике.

В разделе 3 будет перечень основных видов строительных и монтажных работ.

Раздел 4 является расчетным, где будут проведены все необходимые расчеты по толщинам стенок и прочностным характеристикам.

В разделе 5 будут проведены гидравлические испытания.

Раздел 6 будет посвящен непосредственно видам контроля качества.

В разделе 7 будет представлена структура денежных затрат на ремонт.

Раздел 8 будет посвящен промышленной безопасности проекта и его экологичности.

## **1 Характеристика трассы линейного объекта**

### **1.1 Административное положение**

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.

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

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.

### **1.3 Климатическая характеристика**

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.





#### **1.4 Инженерно – геологическая характеристика**

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.





### **1.5 Гидрологическая характеристика**

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.

### **1.6 Гидрологическая характеристика р. Тингина**

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.









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

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.



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

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

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.

## **2.2 Устройство временных переездов и объездов**

Участок работ находится на местности с развитой дорожной сетью, представленной дорогами с асфальтовым покрытием и трассой федерального значения М-53. 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.

В местах проезда строительной техники через подземные коммуникации (нефтепровод) проектом предусматривается устройство временных переездов с укладкой дорожных плит. Для подсыпки под переезды на нормативное значение использовать привозной грунт с доставкой автотранспортом на расстояние 60 км [18].

Работы по устройству переезда выполняют в следующем техническом порядке:

- доставка автосамосвалами песка, выгрузка и разравнивание его вручную под основание железобетонных плит;
- доставка дорожных плит и укладка их на спланированное основание автокраном с применением четырехветвевго стропа;
- установка предупреждающих и запрещающих знаков.

Работы по установке знаков выполняются в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Для доставки строительных материалов на трассу использовать существующую дорожную сеть с существующими съездами.

Для замены участка нефтепровода предусматривается использовать существующие временные подъезды и вдольтрассовый проезд.

Для переезда 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].

В местах проезда строительной техники через подземные коммуникации (нефтепровод) проектом предусматривается устройство временных переездов с укладкой дорожных плит. Для подсыпки под переезды на нормативное значение использовать привозной грунт.

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 ( $L = 47\text{м}$ ) выполнить со стороны существующего нефтепровода. Работы будут выполняться специализированной строительной организацией, со сложившимися методами работы. Конкретизация и детальная проработка организации и технологии осуществления всего технологического комплекса работ выполняется на стадии ППР, где на основе расчетов, а также непредвиденных изменений условий осуществления работ уточняются и дополняются типовые технологические карты.

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].

При монтаже шпунтовой стенки должны соблюдаться следующие требования:

- погружение шпунта должно выполняться при помощи вибропогружателя;
- вибропогружатель должен быть включен только после опускания, закрепления его на шпунте и ослабления поддерживающих полиспастов;
- ослабленное состояние полиспастов должно сохраняться в течение всего времени работы вибратора. При каждом перерыве в работе вибратор должен быть выключен;

- погружение шпунта на расстоянии ближе 1,0 м от действующего нефтепровода и 0,5 м до кабеля связи запрещается.

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.

До начала погружения шпунтов давление в трубопроводе должно быть снижено до 2 МПа. Погружение шпунта около подземных трубопроводов с внутренним давлением свыше 2 МПа или на меньших расстояниях можно производить только с учётом данных обследования и при соответствующем обосновании в проекте [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 – шпунтовыдергивателем, 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. Технология и организация», путем подъема плети, ее смещения и свободной укладки на дно траншеи, соблюдая меры предосторожности против повреждения изоляционного покрытия [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 шурфованием вручную, магнитным искателем положение подземных коммуникаций, пересекаемых и проходящих в одном коридоре с заменяемым участком нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск».

При работе экскаватора в зоне расположения подземных коммуникаций (трубопроводы, кабели) и ВЛЭП перед началом работ необходимо получить разрешение на право производства работ от организации, ответственной за эксплуатацию этих сооружений.

Рытье траншеи в местах пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации. При пересечении трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубопровода и не менее 1 м над верхом коммуникации. Оставшийся грунт разрабатывается вручную без применения ударных инструментов, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций [26].

Обозначаются границы разработки траншеи для выполнения укладки участка проектируемого нефтепровода. Устанавливаются предупредительные знаки в зоне производства работ.

Работы по разработке траншеи допускается вести после выполнения мероприятий по безопасному ведению работ, которые должны быть конкретизированы в проекте производства работ, разрабатываемым строительной организацией.

Работы вести строго соблюдая правила производства работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов, кабеля связи, ВЛ.

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

На проектируемом участке нефтепровода проектом предусмотрена балластировка трубопровода чугунными утяжелителями.

При балластировке нефтепровода утяжелителями ширина траншеи принята из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

Параметры траншеи приведены в продольном профиле комплекта Л.

Перед разработкой траншеи необходимо выполнить монтаж шпунтовой стенки для предотвращения повреждения существующего участка нефтепровода от разработки траншеи.

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

Границами угодий, подлежащих рекультивации, принимаются границы зоны временного отвода, занятые пашнями и сенокосами. Перед разработкой траншеи необходимо выполнить снятие плодородного слоя грунта. Мощность снимаемого плодородного слоя почвы по данным почвенных карт составляет 0,3 м на землях сельскохозяйственного назначения [27].

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

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

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

Сроки проведения технической и биологической рекультивации должны быть оговорены в договоре между подрядчиком, заказчиком и землепользователем (землевладельцем).

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

Работы по разработке траншей и котлованов допускается вести после выполнения мероприятий по безопасному ведению работ, которые должны быть конкретизированы в проекте производства работ, разрабатываемом строительной организацией.

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 гнущья через 2 м.

Укладка трубопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

До начала работ по засыпке траншеи, должно быть:

- проверено проектное положение трубопровода и качество изоляционного покрытия;

- получено письменное разрешение от Заказчика на засыпку уложенного трубопровода;

При засыпке траншеи соблюдать следующие правила:

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

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

Засыпка нефтепровода выполняется бульдозером. При засыпке траншеи, во избежание размыва берегов, проектом 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.

Сдача земляных работ должна быть оформлена соответствующими актами.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно – монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

При обратной засыпке необходимо восстановить естественный рельеф местности [28].

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

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

До начала погрузочно – разгрузочных работ необходимо выполнить комплекс подготовительных внедрассовых 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  $1,5 - 2^\circ$ ;

- 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;

- обустроить площадку бытовыми помещениями;

- обеспечить работающий персонал телефонной связью, средствами первой доврачебной помощи, а также спецодеждой и спецобувью по установленным нормам;

- проинструктировать рабочих по охране труда и промышленной безопасности (инструктаж на рабочем месте с росписью в журнале).

Запрещается выполнение монтажных и погрузо – разгрузочных работ в открытых местах при силе ветра 6 баллов (10 – 12,4 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 обрезиненные деревянные подкладки из бруса 250x250 мм с дугообразными вырезами по трубы, глубиной не менее 100 мм. Толщина резины должна составлять не менее 20 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;

- верхний ярус труб укладывается в седло первого яруса на четырех резиновых прокладках шириной 500 мм и толщиной 20 мм.

Каждый штабель оснащается табличкой, содержащей основную техническую характеристику труб.

Складирование труб с изоляционным покрытием производят штабелями в 2 ряда. Для предотвращения раскатывания труб при укладке их в штабели должны быть установлены боковые опоры. В штабеле должны быть уложены трубы с изоляционным покрытием одного типоразмера.

Трубы с изоляционным покрытием должны храниться на ровных площадках, на обрезиненных деревянных прокладках либо песчаных валиках покрытых полиэтиленовой пленкой с общей площадью опоры для одной трубы не менее 1 м<sup>2</sup>. Складирование труб с изоляционным покрытием непосредственно на грунт или снег запрещается.

Не допускается складирование и хранение продукции в местах, подверженных затоплению водой [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;
- установить вагончики для отдыха людей, хранения инвентаря и сварочных материалов, печи для прокалки электродов;
- произвести отключение от ЭХЗ и размагничивание концов стыкуемого трубопровода;
- развезти и разложить трубы в 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. (Освобождать жимки внутреннего центратора следует после сварки не менее 100 % периметра корневого слоя шва);

- выполнить сварку заполняющих и облицовочного слоев шва, нанести клеймо сварщика или бригады сварщиков, выполнивших сварку стыка на наружную поверхность трубы несмываемым маркером на расстоянии 100 – 120 мм от сварного шва;

- произвести контроль качества сварных соединений.

В процессе работы производится периодический контроль параметров режима и постоянный контроль технического состояния сборочно – сварочного оборудования. При выполнении работ должна быть обеспечена сохранность заводской изоляции труб. Для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла предназначены коврики из кошмы. Ширина каждого коврика должна быть не менее 0,6 м, а длиной по всему диаметру трубы. Коврики из кошмы разместить по обе стороны свариваемого стыка на расстоянии 10–12см. Коврики удерживать на трубе эластичными хомутами или ремнями [16].

Для шлифовки замков шва рекомендуется применять малогабаритные шлифмашинки. Запрещается приваривать обратный кабель к телу трубы.

Все поступившие на объект трубы, детали трубопроводов, сварочные материалы должны соответствовать сертификатам качества и паспортам.

До начала работ по сборке и сварке секций труб в нить на трассе необходимо выполнить следующие работы:

- произвести отключение от ЭХЗ и размагничивание концов стыкуемого трубопровода;
- развезти и уложить секции труб на лежки вдоль оси трубопровода на расстоянии 1,0 м от бровки траншеи под углом от 15 до 20° к проектной оси трубопровода;
- секцию очистить от грязи, камней и других предметов;
- зачистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним наружную и внутреннюю поверхности секций на ширину не менее 10 – 15 мм.

Погрузочно – разгрузочные работы выполняются автомобильным краном и трубоукладчиком с применением траверсы и мягких полотенец. При работе с трубами с заводской изоляцией стрелы трубоукладчиков, ложементы, коники трубопроводов должны быть обрезинены.

Плоскости торцовых поверхностей стыкуемых трубопроводов должны быть перпендикулярны осям этих трубопроводов и параллельны друг другу.

Неподвижность концов трубопровода обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и закреплением трубопроводов на опорах.

Перед выполнением сварочных работ производится размагничивание торцов катушек и ремонтируемых труб для нейтрализации эффекта «магнитного дутья».

При монтаже и сварке труб применяются инвентарные «лежки». Использование земляных призм недопустимо. Во время дождя, грозы и при скорости ветра более 10 м/с необходимо применять инвентарные укрытия.

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 царпины, 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 трубы, включая вмятины на концах труб, забоины и задиры фасок;

- 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.).

Зачистить до металлического блеска прилегающие к кромкам, внутреннюю и наружную, поверхности трубы на ширину не менее 10 мм.

Усиление заводских швов снаружи трубы следует удалить до величины

0,5 мм на участке шириной не менее 10 мм от торца трубы [32].

Продольные стыки ремонту не подлежат.

Сборка и сварка производится на внутреннем гидравлическом центраторе без прихваток.

Допускается установка прихваток количеством не менее 3 шт. длиной не менее 100 мм. При этом использовать режимы и сварочные материалы, указанные для корневого слоя шва.

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 центратора, 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.

Выполнить полуавтоматическую сварку корневого слоя шва. В процессе работы произвести обработку шлифовальным кругом на участках расположения замков. Произвести тщательную обработку шлифовальным кругом поверхности корневого слоя шва [33].

Выполнение подварочного слоя производится в местах видимых дефектов – несплавлений, непроваров и других поверхностных дефектов, а также на участках периметра со смещениями кромок более 2 мм (при условии, что эти

смещения являются допустимыми). В этом случае общая протяженность участков подварки не должна превышать 1/2 периметра трубы.

Установить направляющий пояс для перемещения сварочных головок. Установить головки для автоматической сварки, откорректировать их положение и проверить настройку параметров режима сварки согласно РД-25.160.00-КТН-011-10. Выполнить сварку горячего прохода.

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.

Участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышения гребня над впадиной составляет 1 мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом или напильником, суммарной протяженностью не более 1/3 периметра.

Система автоматической сварки комплектуется следующими основными единицами оборудования одной сварочной станции (двух постов сварки):

- универсальные сварочные головки (левого и правого исполнения) – 2 шт.;

- распределительная коробка электропитания, предназначенная для сопряжения сварочной головки с источником питания и баллоном с газом;

- сварочный источник питания;

- газовый редуктор с расходомером и подогревателем – 2 шт.;

- баллон с газом – 2 шт.;

- комплект соединительных кабелей и шлангов – 2 шт.;

- направляющий пояс для перемещения сварочных головок по стыку – 1 шт.;

- защитная палатка – укрытие – 1 шт.

Для обеспечения сварки должен быть использован агрегат энергообеспечения на базе гусеничных тракторов, на шасси которых смонтированы источники сварочного тока, рампы для баллонов с газом и другое необходимое вспомогательное оборудование. Агрегат должен быть оборудован грузоподъемной стрелой для перемещения и установки на свариваемый стык защитной палатки [34].

Установка сварочных параметров осуществляется на блоке управления сварочной головки.

При настройке различают три группы параметров:

- параметры, определяющие работу механизмов головки;

- вспомогательные сварочные параметры;

- основные сварочные параметры;

К параметрам, определяющим работу механизмов головки, относятся такие, как установка диаметра трубы, установка диаметра направляющего пояса, типа сварочной головки (левого или правого исполнения) и другие.

К вспомогательным сварочным параметрам относятся: время заварки кратера, время отжига проволоки, время опережения подачи газа, время

задержки подачи газа, время задержки начала движения по стыку.

К основным сварочным параметрам, устанавливаемым на головке, относятся:

- скорость и направление сварки;
- скорость подачи электродной проволоки;
- ширина и частота колебаний электродной проволоки и время задержки электрода в крайних положениях (слева и справа):
- угол наклона электрода;
- вылет электрода [35].

## 4 Расчетный раздел

### 4.1 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:

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

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



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:

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

## 4.2 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]:

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость и продольном направлении.

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]:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Условие выполняется.

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

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

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

где  $\sigma_{ПП}^H$  – 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]:

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

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  $R_{MIN} = 2727$  м.

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

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 [1]:

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

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:

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

Нормами предусмотрена футеровка трубопроводов деревянными рейками с целью защиты изоляционного покрытия от повреждений при укладке трубопроводов через водные преграды.

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,  $\text{кг/м}^3$ ;

$D_\Phi$  – диаметр трубы с противокоррозионной изоляцией и футеровкой, мм.

Плотность футеровки принимаем равной плотности древесины из березы:  $\rho_\Phi = 650 \text{ кг/м}^3$ .

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  $20 \times 50$  мм, а для трубопроводов диаметром более 426 мм –  $30 \times 60$  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:

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

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  $C_{ГР} = 13$  кПа, угол внутреннего трения грунта  $\varphi_{ГР} = 20$  град, удельный вес грунта  $\gamma_{ГР} = 19$  кН/м<sup>3</sup> [23]. Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом определяется по формуле 28 [23]:

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

где  $P_{ГР}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта

трубопровода с грунтом, Па;

$n_{ГР}$  – 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:

$$P_{ГР} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19 \cdot 10^3 \cdot 1,02 \cdot \left( \left( 1 + \frac{1,02}{8} \right) + \left( 1 + \frac{1,02}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) \right) + 11110}{3,14 \cdot 1,02} =$$
$$= 17658 \text{ Па.}$$

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]:

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

где  $q_{ВЕРТ}$  – 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:

$$N_{KP}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{168244^2 \cdot 28311^4 \cdot 0,044^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (5,598 \cdot 10^{-3})^3} = 29,046 \cdot 10^6 \text{ Н} = 29,046 \text{ МН.}$$

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  $k_0 = 3 \text{ МН/м}^3$  [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:

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

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]:

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

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

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  $\beta_N = 27$ .

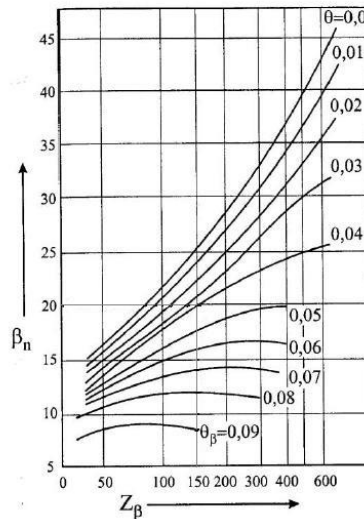


Рисунок 2 – Номограмма для определения коэффициента  $\beta_N$

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:

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

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

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.

#### 4.4 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. Места установки, шаг установки и количество комплектов установки утяжелителей представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень устанавливаемых утяжелителей

Участок	Чугунные пригрузки	
	Шаг установки, м	Количество, комплект.
ПК1+13,9 ПК1+16,4	1,58	2
ПК1+22,5-ПК1+62	1,58	25
ПК1+70-ПК1+74	1,58	2
Всего		29

Перед монтажом чугунных пригрузов трубопровод необходимо зафутеровать.

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

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

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

#### 5 Очистка полости, гидравлическое испытание

После окончания строительно – монтажных работ, подрядчик под контролем комиссии должен производить очистку полости трубопровода, пропуск скребка – калибра, гидравлические испытания и освобождение трубопровода от воды. Комиссия по испытанию трубопровода, очистке полости

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

Очистку полости трубопровода, испытание на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ [36].

Работы должны проводиться в следующей последовательности:

- проведение гидравлических испытаний магистрального нефтепровода на прочность и проверка на герметичность;
- доставка временных КППСОД на строительную площадку, сборка и монтаж с проектным участком нефтепровода, установка и обвязка камеры пуска очистных устройств, установка и обвязка камеры приема очистных устройств, установка наполнительного и опрессовочного агрегатов;
- очистка полости магистрального нефтепровода;
- пропуск скребка – калибра;
- устранение дефектов, выявленных при диагностике;
- освобождение нефтепровода от воды;
- демонтаж временных КППСОД, трубопровода подачи и слива воды.

Приведенная последовательность должна быть отражена в ППР и специальной инструкции. Проверка состояния изоляции методом катодной поляризации выполняется Заказчиком с участием технадзора и подрядчика.

На период испытаний должна быть обеспечена бесперебойная связь, установлена охранная зона, организованы посты наблюдения.

До начала проведения работ по испытанию нефтепровода должно быть выполнено следующее:

- проведен предварительный инструктаж всех рабочих и ИТР, занятых на работах по технической и пожарной безопасности, а также ознакомление с инструкцией по испытанию;
- определена охранная зона;
- за пределы охранной зоны выведены люди, строительные машины, механизмы и прочее оборудование;
- смонтирован наполнительно – опрессовочный агрегат с обвязкой;
- смонтированы манометры за пределами охранной зоны;
- смонтированы самопишущие приборы регистрации давления;
- расставлены дежурные посты наблюдения и аварийные бригады;
- налажена надежная система связи.

При выполнении работ в действующем техническом коридоре подрядчик на договорной основе может задействовать каналы и средства связи эксплуатирующей организации. Техническая возможность использования постоянно действующей производственно – технологической связи должна быть обоснована проектировщиком в ПОС [38].



Подрядчик обязан предусмотреть аварийный запас средств связи и перед проведением работ обязательно выполнить проверку их работоспособности и устойчивость связи.

Оценка изоляции проектируемого участка проводится по результатам пооперационного контроля.

Очистку полости, пропуск калибра, гидравлические испытания и освобождение нефтепровода от воды выполнить согласно требованиям.

Очистка полости подземных нефтепроводов должна производиться после укладки и засыпки. На трубопроводах, монтируемых без применения внутренних центраторов, следует производить предварительно очистку полости протягиванием очистных устройств в процессе сборки трубопровода в нитку.

Очистка полости трубопровода при промывке осуществляется последовательным пропуском специальных скребков ПРВ – 1, оборудованных трансмиттером.

Очистка скребками считается выполненной при следующих условиях:

- все запасованные скребки пришли в камеру приема;
- последний скребок пришел неразрушенным (без повреждений);
- скорость движения скребков составляла не менее 0,72 км/ч;
- после скребков вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистка считается незаконченной и должна быть повторена, если не выполнено любое из указанных условий.

Перед пуском первого скребка участок заполняется водой. Скорость движения скребков должна составлять при очистке не менее 0,72 км/ч. Каждый скребок должен быть оборудован передатчиком для скребка, новыми манжетами и чистящими дисками. Перед каждым пуском очистного устройства в передатчик должны быть установлены новые элементы питания (не бывшие в эксплуатации). Проверка работоспособности и установка элементов питания в передатчик для скребка, проверка работоспособности передатчика для скребка производятся Заказчиком на камере пуска непосредственно перед запаской скребка в камеру пуска. Запуск второго скребка следует осуществлять только после выемки первого скребка [39].

Пропуск калибратора для контроля геометрических параметров трубопроводов после завершения гидроиспытаний и строительно – монтажных работ производится после очистки участка нефтепровода в соответствии с РД-19.100.00-КТН-192-10.

Пропуск профилемера для контроля геометрических параметров трубопроводов после завершения строительно – монтажных работ производится:

- на переходах через водные преграды – в один этап после завершения строительно – монтажных работ на переходе;
- на участках линейной части протяженностью 1 км и более;
- контроль геометрических параметров участков протяженностью менее 1 км производится службой технадзора после укладки трубопроводов в траншею и перед его засыпкой.

Подрядчик при подготовке проведения пропуска калибра должен установить временную камеру пуска в начале обследуемого участка нефтепровода (по ходу потока воды при пропуске), а в конце участка – временную камеру приема. Временные камеры пуска – приема должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-370-09 «Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов». Тип камер определяется по согласованию с Заказчиком. Для обеспечения сохранности участка трубопровода, над которым располагаются камеры необходимо выполнить подсыпку грунтом на высоту не менее 1,4 м с укладкой ж/б плит;

Пропуск калибра по трубопроводу контролируется подвижными бригадами. Бригады состоят из персонала заказчика и подрядчика, оснащенного низкочастотным и акустическим локаторами.

Гидравлическое испытание на прочность и проверку на герметичность производит Подрядчик под контролем Заказчика и Технадзора. Проведение гидравлических испытаний допускается только после устранения всех дефектов, выявленных при обследовании методом катодной поляризации и диагностике нефтепровода. Проектируемый участок нефтепровода испытывается в 1 этап [40].

Испытания проводятся по готовности всего испытываемого участка нефтепровода: после полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры и приборов, катодных выводов, обеспечения связи и представленной подрядчиком исполнительной документации на испытываемый объект. Перед началом испытаний подрядчик совместно с представителями технадзора и заказчика проверяют выполнение всех подготовительных мероприятий, предусмотренных рабочим проектом, ППР и специальной инструкцией, и составляют акт о результатах проверки. Отмеченные при проверке несоответствия должны устраняться подрядчиком немедленно.

Места подключений к трубопроводу после завершения гидроиспытаний подлежат вырезке. Сварные швы заменяемых участков должны подвергаться контролю как гарантийные стыки.

Испытания нефтепроводов проводятся только водой. Испытания воздухом не допускаются. Наполнение трубопровода водой для испытания производят при отглушенных временных камерах приема – пуска СОД.

Участок магистрального нефтепровода, подвергаемый гидравлическому испытанию на прочность и проверку на герметичность, ограничивается сферическими заглушками. Категорически запрещается использование линейной арматуры в качестве ограничительного элемента при гидравлическом испытании.

Временные камеры пуска – приема СОД должны быть отрезаны от трубопровода, отводы к камерам – заглушены. Ответственным за отглушение временных камер является Подрядчик.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на

прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

Наблюдение за показаниями манометра организует комиссия. Данные показаний манометров должны фиксироваться в рабочих журналах.

При разрыве, обнаружении утечек визуально, по звуку или с помощью приборов участок подлежит ремонту и повторному испытанию и проверке на герметичность. Объем и порядок работ по ликвидации аварии определяется в зависимости от конкретной ситуации.

Параметры испытания трубопровода на прочность и проверки на герметичность представлены в таблице 3.

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

Опорожнение участка протяженностью до 500 м включительно выполняется двумя поршнями – разделителями ПРВ1 в один этап.

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

При освобождении трубопровода от опрессовочной жидкости на поршнях – разделителях ПРВ1 применять новые полиуретановые манжеты, не имеющие износа.

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

Опорожнение вновь построенного участка считается выполненным, если контрольный поршень – разделитель ПРВ1 пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды.

Таблица 3 – Параметры гидравлических испытаний участков трубопровода

Участок нефтепровода	Длина, м	Объем воды для гидравлического испытания, м <sup>3</sup>	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности	Р <sub>исп.</sub> =Р <sub>зав</sub> , МПа	Р <sub>герм</sub> , МПа
ПК0+07-ПК0+80	73	57	1020	2	52	7,71	5,98

При испытании на прочность давление  $P_{исп} = P_{зав}$  должно быть выдержано в нижних точках испытываемых участков. При этом давление в

любой точке испытываемого участка должно быть не меньше 1,25 от рабочего.

Испытательное давление в нижней точке испытываемого участка для каждой толщины стенки определяется по ТУ на трубы. Если для труб с одинаковой толщиной стенки имеется различие по величине заводского испытательного давления  $P_{зав}$ , то  $P_{зав}$  выбирается по наименьшему из всех давлений [41].

Забор воды для промывки и проведения гидроиспытаний строящегося трубопровода осуществляется из р.Тингина. Пакет документов и материалов, необходимых для подготовки договора водопользования для забора водных ресурсов из поверхностных водных объектов оформляет Подрядчик. Разрешение на забор и сброс воды для проведения работ по очистке, пропуску калибра, дефектоскопии и испытаниям, должны быть получены Подрядчиком. Вода после проведения работ по очистке, пропуску калибра, дефектоскопии и испытаниям по временным трубопроводам сбрасывается в амбар.

После отстаивания воды в амбаре, необходимо произвести отбор проб и анализ воды на содержание нефтепродуктов, если содержание нефтепродуктов не превышает ПДК, сброс воды из амбаров осуществлять на рельеф. Для предотвращения размыва рельефа воду необходимо слить в пониженные места на бетонные плиты (б/у).

Вода для проведения работ по очистке, пропуска калибра, дефектоскопии и испытаниям используется многократно путем перепуска между проектируемыми участками по временным трубопроводам с использованием амбаров [42].

Очередность установки временных камер определяется последовательностью проведения испытаний.

Конструкция амбаров для слива воды представлена в комплекте чертежей марки ПОС. Стенки и дно амбаров должны быть предварительно выстелены противотрационным покрытием и закреплены металлическими стержнями в теле насыпи.

После завершения испытаний из магистрального нефтепровода удалить опрессовочную жидкость. Объем вытесняемой воды 60 м<sup>3</sup> на длине участка трубопровода – 73 м.

Запрещается подключение к действующему нефтепроводу и заполнение нефтью вновь построенных участков трубопроводов при наличии в них опрессовочной жидкости.

Опорожнение участка выполняется двумя поршнями – разделителями ПРВ1 в один этап:

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

Опорожнение участка считается выполненным, если поршень – разделитель пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды. При невыполнении данного условия необходимо повторить пропуск контрольного поршня – разделителя. Пуск осуществлять до прекращения выхода воды и прихода исправного поршня – разделителя ПРВ-1 [43].

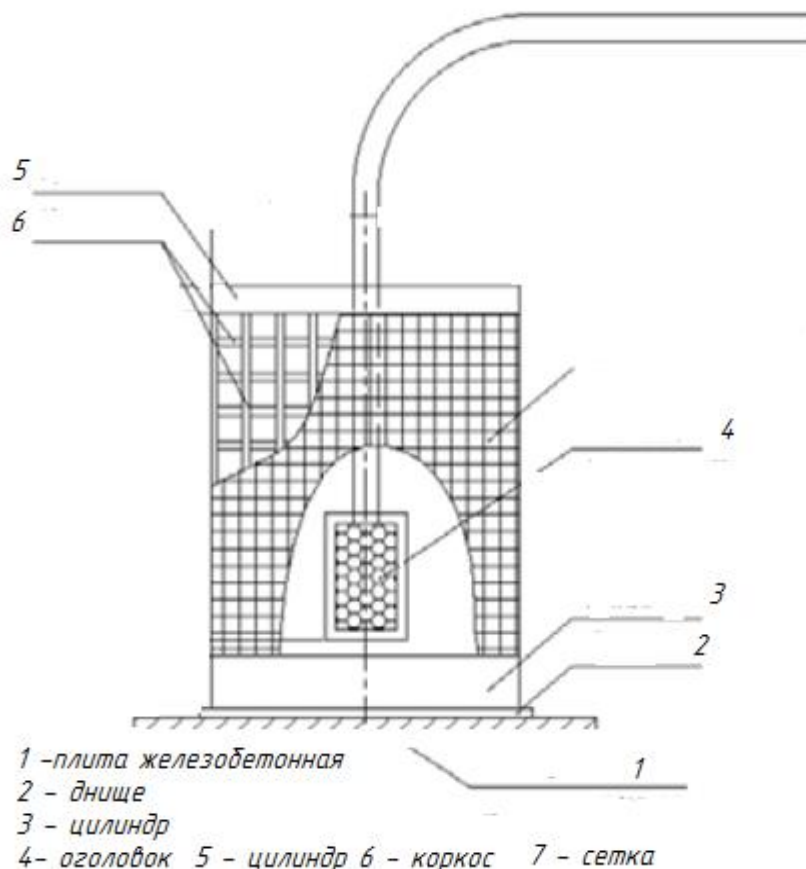


Рисунок 3 – Схема инвентарного водозаборного устройства

## 6 Виды контроля

### 6.1 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;
- выполнение, ограничение и урегулирование отступлений от норм и

правил и проведение корректирующих мероприятий для предотвращения несоответствий;

- осуществление нормоконтроля строительной документации с целью обеспечения использования только последней версии;

- надзор за эксплуатацией и проверкой контрольно – измерительной и испытательной аппаратуры;

- определение конкретных служебных обязанностей (должностных инструкций), сфер компетенции, ответственности и организационной структуры всего персонала службы обеспечения качества [44].

## **6.2 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;

- на отсутствие недопустимых механических повреждений, металлургических дефектов и коррозии, в том числе расслоений, выходящих на кромку и поверхность изделий, забоин, рисок, вмятин на теле и на торцах;

- на величину отклонений толщины стенки от номинальной;

- на соответствие величины отклонений угла фаски, косины реза торцов, овальности по торцам, кривизны труб и снятия усиления внутреннего шва требованиям действующих норм и правил [45].

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;

- наличие сертификатов, паспортов, свидетельств (НАКС) на каждую партию и марку материалов, соответствие маркировки и условного обозначения сварочных материалов в сертификате и на упаковке;

- 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 прокаливания 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;

- соответствие качества полимерных лент и других изоляционных материалов требованиям действующих норм и правил, ГОСТ, ОСТ и ТУ;

- соответствие термоусадочных муфт (манжет) требованиям проекта, норм и правил;

- соответствие хранения изоляционных материалов требованиям норм и правил;

- наличие сертификатов на каждую партию и марку материалов;

- соответствие марок применяемых изоляционных материалов проекту.

Осуществление специализированными службами входного контроля подрядчика проверки качества всех поступающих материалов, изделий и устройств для баллаستирования трубопровода, для выполнения общестроительных, электромонтажных и других работ, предусмотренных проектом.

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 [46].

### **6.3 Операционный и инструментальный контроли**

Операционный контроль осуществляет исполнитель работ, производитель работ, мастер и проверяют следующее:

- соответствие последовательности и состава выполняемых технологических операций технологической и нормативной документации, распространяющихся на данные операции;

- соблюдение технологических режимов, установленных технологическими картами и регламентами;

- соответствие показателей качества выполнения операций и их

результатов требованиям проектной и технологической документации, а также распространяющейся на данные технологические операции нормативной документации.

При производстве строительно – монтажных работ инструментальный контроль осуществляется на всех этапах строительства нефтепровода: закрепление трассы трубопровода, земляные работы, сварки стыков труб, изоляционных и укладочных работ, балластирования, работы по ЭХЗ.

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

Способы производства земляных работ на строительстве трубопроводов определяются проектными решениями и должны выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов, перечисленных в п.1.3 ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть 1» и в СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» (внесена замена в части пунктов 5.7, 5.8, 5.50 на основании требований ГОСТ Р 12.3.048-2002 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Производство земляных работ способом гидромеханизации. Требования безопасности» [47]).

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

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

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

Инструментальный контроль качества земляных работ должен включать:

- проверку правильности переноса фактической оси траншеи и её соответствие проектному положению;
- проверку отметок и ширины полосы для работы экскаваторов (в соответствии с проектами производства работ);
- проверку профиля дна траншеи с замером её глубины и проектных отметок, проверку ширины траншеи по дну;
- проверку откосов траншей в зависимости от структуры грунтов, указанной в проекте;
- проверку толщины слоя подсыпки на дне траншеи и толщины слоя присыпки трубопровода мягким грунтом;
- проверку отметок верха насыпи, её ширины и крутизны откосов;
- контроль толщины слоя засыпки и обвалования трубопровода грунтом;
- измерение фактических радиусов кривизны траншей на участках



поворота горизонтальных кривых.

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

Ширина полосы для прохода роторных экскаваторов контролируется рулеткой. Отметки полосы контролируются нивелиром [48].

Ширина траншеи по дну, в том числе на участках кривых контролируется шаблонами, опускаемыми в траншею.

Фактические радиусы поворота траншеи в плане определяются теодолитом.

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

Если проектом предусмотрена подсыпка рыхлого грунта на дно траншеи, то толщина выравниваемого слоя рыхлого грунта контролируется щупом.

Толщина выравнивающего слоя должна быть не менее проектной; допуск на толщину слоя определяется требованиями СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы».

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

Толщина слоя присыпки трубопровода мягким грунтом, уложенного в траншею контролируется мерной линейкой. Допускается отклонение толщины слоя в пределах, указанных, в СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы».

Отметки рекультивированной полосы контролируют геометрическим нивелированием [49].

На рекультивируемых землях с помощью шаблона контролируется высота валика, которая должна быть не менее проектной.

Расстояние от оси трубопровода до края насыпи контролируется рулеткой.

Крутизна откосов насыпи контролируется шаблоном.

Приёмку законченных земляных работ осуществляет служба контроля качества с обязательной приёмкой по следующим параметрам земляных сооружений с оформлением соответствующей документации:

- ширине траншеи по дну;
- глубине траншеи;
- величине откосов;
- профилю дна траншеи;
- отметке верха насыпи при засыпке.

Приёмка законченных земляных сооружений осуществляется Государственными комиссиями при сдаче в эксплуатацию всего трубопровода (объекта).

При сдаче законченных объектов строительная организация (генеральный подрядчик) обязана предоставить заказчику всю техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

При инструментальном контроле в процессе сварки, осуществляется наблюдение за обеспечением соблюдения режимов, порядком наложения слоёв и их количеством, применяемыми материалами для сварки корневого и заполняющих слоёв шва и другими требованиями технологических карт.

Все монтажные сварные соединения на линейной части после их очистки от шлака, грязи, брызг металла, снятия грата подвергаются неразрушающему контролю [50].

Используемые методы неразрушающего контроля:

- визуальный и измерительный контроль;
- радиографический;
- ультразвуковой.

При осмотре сварного соединения:

- проверяют наличие на каждом стыке клейма сварщика, выполнявшего сварку. Если сварку одного стыка выполняли несколько сварщиков, то на каждом стыке должно быть поставлено клеймо, каждого сварщика данной бригады, или одно клеймо, присвоенное всей бригаде;

- проверяют наличие на одном из концов каждой плети её порядкового номера;

- убеждаются в отсутствии наружных трещин, не заправленных кратеров и выходящих на поверхность пор.

Форма сварных швов контролируемых соединений должна отвечать требованиям РД-25.106.00-КТН-011-10, РД-19.100.00-КТН-001-10.

Заключения, радиографические снимки, зарегистрированные результаты ультразвуковой дефектоскопии хранятся в производственной испытательной лаборатории до сдачи трубопровода в эксплуатацию [51].

## **6.5 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.

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

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

Рекомендуемые приборы и инструменты для контроля и измерения параметров при строительстве нефтепровода представлены в таблице 4.

Таблица 4 – 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
	Микрометр М50
	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
	Искровой дефектоскоп Крона-2И, Холидей – дет.
	Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000
Входной контроль сварочных материалов	Толщиномер электромагнитный М2003, УКТ 2
	Штангенциркуль – глубиномер ШГ-150
	Микрометр М50
	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
Входной контроль изоляционных материалов	Лупа
	Штангенциркуль – глубиномер ШГ-150
	Адгезиметр АМЦ2-20, АР-2
	Вискозиметр ВЗ-4
	Секундомер
	Термометр
Сварочно – монтажные работы	Набор ареометров
	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
	Линейка металлическая
	Угольник металлический
	Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000
	Клещевой амперметр
	Контактный термометр ТК-5
Термокарандаш	
Контроль геометрических параметров сварного шва	Секундомер
	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
Радиографический контроль	Рентгеновский аппарат МИРА-2Д, Арина, Шмель
	Комплект аксессуаров для радиографии
Ультразвуковой контроль	Ультразвуковой дефектоскоп УД2-12, А1212, USD-52
Изоляция сварных стыков	Толщиномер электромагнитный М2003, УКТ 2
	Адгезиметр АМЦ2-20
	Искровой дефектоскоп Крона-2И, Холидей – дет.
Работы по электрохимзащите	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 условиях договора с генподрядчиком должно предусматриваться проведение испытаний различных объектов строительных работ. Эти испытания должны выполняться или непосредственно специалистами (контролерами) службы обеспечения качества подрядчика по строительству или привлекаемыми независимыми субподрядчиками по испытаниям:

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;
- ведение документации по сварочным работам, которая должна содержать данные о маркировке и местонахождении сварных швов, работавших сварщиках, примененных способах сварки и способе и результатах выполненного неразрушающего контроля;
- выполнение контроля качества сварных швов квалифицированными контролерами;
- выполнение операций неразрушающего контроля, включая разработку программ и методик неразрушающего контроля и хранение документации по аттестации рабочих;
- проведение операций и оформление протоколов контроля состояния изоляционных покрытий;
- выполнение операций контроля и ведение протоколов технического контроля оборудования;
- 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.

Прежде чем прибегать к услугам независимой компании, специализирующейся на испытаниях, подрядчик по строительству должен получить от заказчика разрешение на использование, ее услуг. 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.

Когда подрядчик по строительству предпринимает испытания силами персонала своей собственной службы обеспечения качества, используемая им программа контроля качества должна содержать необходимые методики и документы. Специалисты подрядчика по строительству, проводящие испытания, должны быть независимыми от строительного персонала, который несет ответственность за построенные сооружения, подвергаемые испытаниям и контролю качества [52].

Подрядчик отвечает за все аспекты контроля качества при выполнении работ, включая всю документацию, необходимую для соответствия требованиям, определенным СНиП, ГОСТ, ТУ, ведомственным нормам и правилам, рабочим чертежам.

Для получения права на осуществление контроля качества всех видов строительно – монтажных работ, подготовке оборудования и другим работам генподрядчику необходимо получить:

- лицензии, выдаваемые Российским Федеральным центром по выдаче лицензий, действующие на территории России по контролю качества строительно – монтажных работ, строительных материалов, конструкций и деталей;

- лицензии, выдаваемые Ростехнадзором по строительству объектов и сооружений нефтяной и газовой промышленности, включая строительство магистральных трубопроводов, выполнение технической диагностики оборудования, тестирование оборудования и материалов неразрушающими методами контроля.

Материалы и оборудование, закупаемое и поставляемое подрядчиком по строительству для сооружения нефтепровода, а также все виды строительно – монтажных работ должны соответствовать всем действующим Российским положениям и стандартам по здравоохранению, технике безопасности, охранним мероприятиям и охране окружающей среды, а также проектным стандартам и техническим условиям [53].

## **7 Экономическая часть**

В экономической части будут рассчитаны затраты на замену дефектного участка нефтепровода.

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.

## 7.1 Расчет затрат на ремонт нефтепровода

Стоимость аренды техники определяется на основе количества, их цен и продолжительности аренды (30 дней) 720 часов [54].

Таблица 5 – Затраты на аренду техники основного оборудования

№	Наименование	к о л	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
1	Трубоукладчик Д-355С	3	800	576000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</a>
2	Автомобиль для сопровождения колонны	1	300	216000	<a href="http://www.avisrussia.ru/">http://www.avisrussia.ru/</a>
3	Бульдозер D-355А	1	1200	864000	<a href="http://www.baitekmachinery.ru/">http://www.baitekmachinery.ru/</a>
4	Бульдозер ДЗ-27	1	1150	828000	<a href="http://www.baitekmachinery.ru/">http://www.baitekmachinery.ru/</a>
5	Бульдозер Б-170	1	1200	864000	<a href="http://www.baitekmachinery.ru/">http://www.baitekmachinery.ru/</a>
6	Экскаватор импортный	2	1350	972000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora</a>
7	Запасовочное устройство	1	300	216000	<a href="http://poleznayamodel.ru/">http://poleznayamodel.ru/</a>
8	Экскаватор гидравлический гусеничный ЭО-4121	1	1200	864000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora</a>
9	Центратор наружный	3	300	216000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</a>
10	Центратор внутренний	1	350	252000	<a href="http://www.centrator74.ru/catalog/">http://www.centrator74.ru/catalog/</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/arend_a_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora</a>
13	Трактор трелевочный	1	1100	792000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora</a>
14	Трактор	1	1250	900000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arend_a_ekskavatora</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 АДД-305	2	400	288000	<a href="http://www.energo-agregat.ru/arenda_svarka.htm">http://www.energo-agregat.ru/arenda_svarka.htm</a>
18	Источник сварочного тока Lincoln-OC-400	2	650	468000	<a href="http://www.eneragregat.ru/arenda_svarka.htm">http://www.eneragregat.ru/arenda_svarka.htm</a>

Продолжение таблицы 5

№	Наименование	к о л	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
19	Установка для открытого водоотлива АВ-701	1	430	309600	<a href="http://stroycomplexdv.ru/napr/">http://stroycomplexdv.ru/napr/</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>
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	1400	1008000	<a href="http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora">http://www.sstehnika.ru/arenda_ekskavatora</a>
28	Автокран КС-3562	1	1350	972000	<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	670	482400	<a href="http://www.energo-agregat.ru/arenda_svarka.htm">http://www.energo-agregat.ru/arenda_svarka.htm</a>
35	Автомобиль «Бензовоз»	1	500	360000	<a href="http://svobodnyj.stankodrom.ru/">http://svobodnyj.stankodrom.ru/</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>

## Окончание таблицы 5

№	Наименование	к о л	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источник цен
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>
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:				24404400

## 7.2 Затраты на вспомогательное оборудование

Таблица 6 – Расчет затрат на вспомогательное оборудования

№	Наименование	кол	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
1	Полотенце мягкое	3	23650	70950	<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	42 000	42000	<a href="http://www.flagman-ltd.ru/cat_06.php">http://www.flagman-ltd.ru/cat_06.php</a>
3	Герметизатор	4	120 450	481800	<a href="http://ru.jereh-pe.com">http://ru.jereh-pe.com</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="http://prodacha.ru/shop/UID_280.html">http://prodacha.ru/shop/UID_280.html</a>
6	Мобильная радиостанция	1	8999	8999	<a href="http://www.radioconnect.ru/">http://www.radioconnect.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	4846	4846	<a href="https://smartcode.ru/">https://smartcode.ru/</a>
10	Огнетушитель	12	820	9840	<a href="http://lbnsk.ru/catalog/op-10z-bce.html">http://lbnsk.ru/catalog/op-10z-bce.html</a>
11	Бензомоторная пила	1	5 500	5500	<a href="http://www.bigsale.ru/">http://www.bigsale.ru/</a>
12	Пропановая горелка	1	31 300	31300	<a href="http://ru.aliexpress.com/">http://ru.aliexpress.com/</a>
13	Пескоструйная установка	1	89 000	89000	<a href="http://www.sorokin.ru/catalog/">http://www.sorokin.ru/catalog/</a>



### Окончание таблицы 6

№	Наименование	кол	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс.руб	Источник цен
14	Установка для подогрева стыков «Курай»	2	47 000	94000	<a href="http://www.bigsale.ru/">http://www.bigsale.ru/</a>
15	Механизм подачи проволоки LN-27, LF-37	1	25 000	25000	<a href="https://www.moccklad.ru">https://www.moccklad.ru</a>
16	Механизм подачи порошковой проволоки LN-23P	1	32 000	32000	<a href="https://www.moccklad.ru">https://www.moccklad.ru</a>
17	Компрессор	1	6 700	6700	<a href="http://a-ride.ru/product/">http://a-ride.ru/product/</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:			1773485	

### 7.3 Расчет водопотребления на хозяйственно – питьевые нужды

Водопотребление воды на строительной площадке рассчитывается по формуле:

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

где  $Q_{\text{сут}}$  – 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:

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

Расчетная стоимость рассчитывается по формуле:

$$T = Q_{\text{нпт}} \cdot p \quad (39)$$

где  $p$  – цена за 1 литр (принять 11,97 руб.)

$$T = 12000 \cdot 18,42 = 143676 \text{ руб [55].}$$

## 7.4 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 [56].

Общий расход ГСМ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – 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	29 750	25921,88
Стоимость	1755250	336984
Итого:	2092234,44	

## 7.5 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– 70 руб/кг.

Затраты на электроды:

$$C_3 = 1405 \cdot 70 = 98350 \text{ руб.}$$

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

где  $l_{ш}$  – длина сварного шва, 1450 м.  
 $G_3$  – удельная норма расхода, кг/м

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

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

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

где  $k_p$  – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;  
 $m_n$  – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

Масса наплавленного металла рассчитывается по формуле:

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

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

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

Затраты на новую секцию трубы 1020x12 мм:

Стоимость участка трубы 1 100 000 тыс.руб. Исходя из технологического процесса выбираем 22 трубы [57].

## 7.6 Заработная плата рабочих и страховые взносы

Смена 12 часов, 30 рабочих дней, общее количество часов 360 часов.

Таблица 8 – 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
10	Сторож	1
11	Дефектоскопист	2
12	Лаборант	2
	Всего	40

Таблица 9 – 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		160	57600	17280	17280	92160	276 480
Водитель		130	46800	14040	14040	74880	299520
Машинист трубоукладчика (автокрана)		180	64800	19440	19440	103680	518 400
Машинист бульдозера		180	64800	19440	19440	103680	311 040
Машинист (трактора с навесным обор.)		180	64800	19440	19440	103680	414 720
Стропальщик		110	39600	11880	11880	63360	380 160
ИТР		200	72000	21600	21600	115200	460 800
Техник		160	57600	17280	17280	92160	184 320
Сварщик		195	70200	21060	21060	112320	449 280
Сторож		100	36000	10800	10800	57600	57 600
Дефектоскопист		200	72000	21600	21600	115200	460 800
Лаборант		140	50400	15120	15120	80640	161 280
Итого:		х	х	х	х	х	3 744 000

Затраты на страховые взносы и затраты на травматизм аналогично таблице 10.

Таблица 10 – 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

## 7.7 Смета затрат

Таблица 11 – Смета затрат на ремонт с остановкой перекачки

Показатели	Стоимость, руб.
Затраты на аренду техники	24404400
Вспомогательное оборудование	1773485
Водопотребление	143676
ГСМ	2092234,44
Оборудование для монтажа	1198350
Оплата труда	3744000
Страховые взносы	1138176
Итого:	34 494 321,44

Структура затрат представлена на рисунке 4.

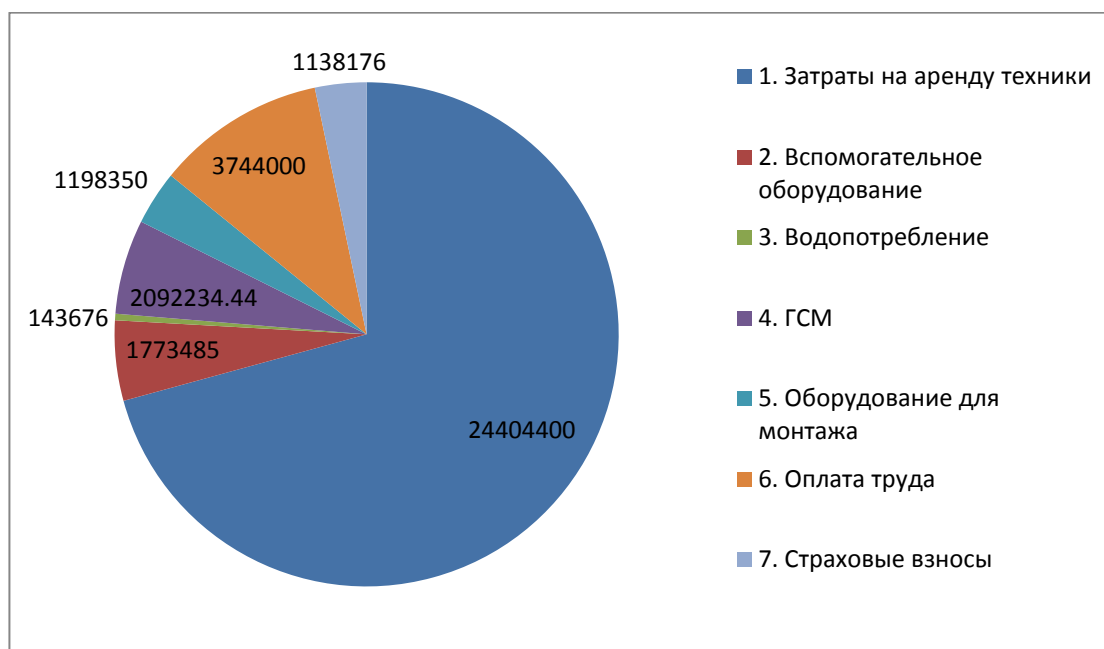


Рисунок 4 – Структура затрат ремонта нефтепровода

Экономический вывод: из рисунка 4 следует, что наибольшую долю в затратах аренда техники – 73 % [59].

## 8 Безопасность жизнедеятельности

### 8.1 Безопасность и экологичность

Магистральные, технологические и промысловые газонефтепроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и эксплуатируемые от Крайнего Севера, Западной Сибири до средней полосы и пустынных южных районов.

Высокий риск взрыво- 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].

### 8.2 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 [61].

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 12.

Таблица 12 – 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.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

Потенциальная опасность для населения, персонала, промышленных и гражданских сооружений, флоры и фауны, находящихся в зоне трубопровода, определяется разрушениями конструктивных элементов трубопровода и утечками транспортируемого продукта. В результате этого происходят следующие процессы:

- выбросы продукта, его мгновенное или постепенное испарение;
- дисперсия газа с нейтральной или положительной плавучестью;
- дисперсия тяжелого газа;
- пожары (пожары луж, струевое и шаровое пламя, вспышечные пожары);
- взрывы (парового облака в свободном пространстве, ограниченные, физические, пылевые, конденсированные фазы);
- детонации;
- разлет осколков;
- воздушные и сейсмические волны [61].

### **8.3 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. В годовом разрезе преобладающими являются ветры западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 4,0 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,6 – 5,2 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в августе. Рассматриваемый объект расположен в III районе по давлению ветра.

Средняя годовая температура воздуха равна минус 0,5 °С. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 19,0 °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 18,4 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и декабре (минус 55 °С), а абсолютный максимум – в июне и июле (плюс 37 °С). Продолжительность и теплого, и холодного периодов составляет 6 месяцев [62].

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 69 %. Средний годовой дефицит влажности воздуха равен 3,3 мб.

Линейная часть расположена во II (III) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 18 и средней скоростью ветра

3,6 м/с [63].

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 [64].

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

Трасса нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» пересекает р. Тингина в 1,9 км от устья. Площадь водосбора до расчетного створа составляет 41,4 кв.км.

Участок работ находится на местности с развитой дорожной сетью, представленной дорогами с асфальтовым покрытием и трассой федерального значения М-53. Проезд 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 [65].

Обеспечение электроэнергией на период строительства осуществляется от передвижных дизельных электростанций.

Строительная площадка, участки работ и рабочие места, проезды и подходы к ним должны быть освещены в соответствии с требованиями государственных стандартов. В качестве источника энергоснабжения на строительной площадке используются ДЭС-100. В качестве источника энергоснабжения на площадке временных зданий и сооружений используется ДЭС-60.

Проектом предусматривается централизованное снабжение бутилированной и сертифицированной питьевой водой, отвечающей



требованиям действующих санитарных правил и нормативов [64].

Температура воды для питьевых целей должна быть не ниже 8°C и не выше 20°C. В качестве питьевых средств рекомендуются: газированная вода, чай и другие безалкогольные напитки [66].

Для работы в темное время суток на площадке хранения (приема) материалов устраивается освещение. Для безопасности погрузочно – разгрузочных и такелажных работ наименьшая освещенность рабочих зон должна составлять 10 лк. Этому требованию соответствует освещенность на площади 15 квадратов, создаваемая одной лампой в 100 Вт, подвешенной на высоте 5 м. Предпочтительно прожекторное освещение, создающее более равномерную освещенность по всему фронту работ. Площадка должна содержаться в чистоте и порядке, не загромождаться и не захламляться [64].

Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается. Рабочие места, где применяются или готовятся клеи, мастики, краски и другие материалы, выделяющие вредные вещества, обеспечиваются проветриванием, а закрытые помещения оборудуются механической системой вентиляции [14].

Работающие обеспечиваются санитарно – бытовыми помещениями и устройствами в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ для обеспечения режима труда и отдыха.

Применяемые спецодежда, спецобувь, каски и другие средства индивидуальной защиты должны иметь сертификат соответствия и подвергаться периодическим контрольным осмотрам и испытаниям в порядке и сроки, установленные техническими условиями на них [67].

## **8.5 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. Элементарный химический состав всех битумов достаточно близок. 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 [68].

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м<sup>3</sup> [53]. 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 [69].

Для проведения экспрессных методов химического анализа используют переносные универсальные газоанализаторы УГ-1 УГ-2 УГ-3, ГХ-4, ГХ-5, ГХ-6, ГХ-СО-5, рудничный индикатор и другие приборы. К ним прилагают наборы индикаторных трубок, реактивной бумаги, специальные растворы со стандартными шкалами [70].

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 [71].

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 [68].

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 [65].

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

## **8.6 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 легковоспламеняющуюся жидкость [71]. 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 и 15. Помещение склада топлив по взрывопожарной опасности относится к категории А, так как имеются легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут

образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Таблица 13 – 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 14 – Характеристики дизельного топлива

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

Помещение склада топлив по взрывопожарной опасности относится к категории А, так как имеются легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

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 [70].

## 8.7 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 15).

Таблица 15 – 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 [69].

Открытый склад нефтепродуктов оборудован навесом.

Для оцепления и обхода трассы, наблюдения за особо опасными участками организуют службу обходчиков и дежурных постов, а для устранения аварийных ситуаций – аварийно – восстановительные бригады, оснащенные в соответствии со специальной инструкцией на испытания.

Персонал службы обязан наблюдать за определенным участком трубопровода, немедленно сообщать вышестоящим обо всем, что препятствует безопасному проведению работ или создает угрозу для людей, сооружений и транспорта, находящихся вблизи объекта работ, опасных и загазованных зон и сообщать об этом .

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 [65].

## 8.8 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 [71].

При выполнении покрасочных работ выделяются: ксилол (смесь изомеров); скипидар; уайт – спирт; 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.

Сбор, хранение, погрузка и транспортировка промышленных отходов должны исключать возможность их россыпи, разлива или самовозгорания, а также любого загрязнения окружающей среды.

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 [72].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью БР была разработка проекта ремонта участка магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» на подводном переходе через р. Тингина.

В процессе написания БР для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- были обработаны результаты участка МН, на котором располагается подводный переход через р. Тингина;

- были проведены обзор и подбор вида и способа ремонта на рассматриваемом участке;

- был осуществлен выбор трубопроводного утяжелителя, для предотвращения всплытия трубопровода на подводном переходе;

- был разработан проект ремонта подводного перехода через р. Тингина;

- были проведены гидравлические испытания;

- была составлена смета затрат и рассчитаны затраты из-за простоя нефтепровода;

- была обеспечена промышленная безопасности и экологичность проекта.

Цель бакалаврской работы считаю достигнутой.

## 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 П-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 25100-2011 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 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения. – Взамен ГОСТ 20911-75 ; введ. 01.01.91. – Москва : Стандартинформ, 2009. – 11 с.
- 7 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.
- 8 ГОСТ Р 54907-2012 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения. – Введ. 01.01.2012. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 20 с.
- 9 ГОСТ Р 56542-2015 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – Введ. 01.06.2016. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 26 с.
- 10 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.
- 11 ГОСТ Р 55612-2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения. – Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 11 с.
- 12 ГОСТ Р ИСО 12718-2009 Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Термины и определения. – Введ. 01.12.2010. – Москва : Стандартинформ, 2011. – 40 с.
- 13 ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. – Введ. 01.07.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 44 с.
- 14 ГОСТ Р 52727-2007 Техническая диагностика. Акустико – эмиссионная диагностика. Общие требования. – Введ. 01.10.2007. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 16 с.
- 15 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.
- 16 Пат. 157233 Российская Федерация, МПК F 16 L 1/06. Кольцевой



бетонный утяжелитель / Д. В. Чернусский, Д. Н. Сницарь ; патентообладатель ООО «Мехсервис». – № 2014139501/06 ; заявл. 30.09.14 ; опубл. 27.11.15, Бюл. № 33. – 4 с.

17 Пат. 133895 Российская Федерация, МПК F 16 L 1/06. Утяжелитель трубопровода / Ю. А. Данилов, А. Н. Пономарев, М. Ю. Данилов, В. М. Шарыгин, В. Н. Лисин, В. В. Хабаров ; патентообладатель ЗАО «Новые технологии». – № 2013131981/03 ; заявл. 09.07.13 ; опубл. 27.10.2013, Бюл. № 30. – 3 с.

18 РД-01.120.00-КТН-228-06 Магистральный нефтепроводный транспорт. Термины и определения. – Введ. 01.08.2006. – Москва : ОАО «АК «Транснефть» № 2006, 2011. – 127 с.

19 РД 39-30-499-80 Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. – Введ. 10.02.1981. – Москва : Миннефтепром, 1981. – 48 с.

20 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.

21 РД 153-39.4-130-2002 Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. – Взамен РД 153-39.4Р-130-2002 ; введ. 08.10.2002. – Москва : ГУП Издательство «Нефть и газ», 2003. – 41 с.

22 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.

23 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

24 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.

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

26 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.

27 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.

28 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.

29 СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)). – Введ. 01.06.2014. – Москва : Минстрой России, 2014. – 182 с.

30 ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства нефтяной промышленности. – Введ. 01.11.1981. – Уфа : ВНИИСПТнефти, 1985. – 4 с.

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

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

33 РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства. – Введ. 17.07.02. – Москва: ПИО ОБТ, 2004. – 78 с.

34 РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов. – Введ. 31.12.2009. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 36 с.

35 РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов. – Введ. 19.06.2003. – Москва : ПИО ОБТ, 2003. – 22 с.

36 РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа. – Введ. 31.12.2009. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 78 с.

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

38 ОСТ 153-39.4-027-2002 Технология демонтажа линейной части магистральных нефтепроводов. – Введ. 30.06.2003. – Москва : Минэнерго России, 2003. – 65 с.

39 РД-75.180.00-КТН-104-10 Правила освобождения от нефти при выходе из эксплуатации и консервации магистральных нефтепроводов. – Взамен РД 75.180.00-КТН-135-09 ; введ. 28.04.2010. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 83 с.

40 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.

41 ГОСТ Р51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.07.1999. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 46 с.

42 ОТТ-25.220.01-КТН-189-10 Наружное антикоррозионное покрытие

сварных стыков трубопроводов. – Взамен ОТГ-04.00-45.21.30-КТН-002-1-03 ; введ. 16.08.2010. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 54 с.

43 ОТГ-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.

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

45 СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. – Взамен СНиП 12-03-99\* ; введ. 01.09.2001. – Москва : Госстрой России, 2001. – 48 с.

46 СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство. – Введ. 01.01.2003. – Госстрой России, 2002. – 35 с.

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

48 РД-93.010.00-КТН-114-07 Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ. – Введ 14.05.2007. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2007. – 152 с.

49 РД-19.100.00-КТН-192-10 Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации. – Взамен РД-16.01-60.30.00-КТН-068-1-05 ; введ. 02.09.2010. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 93 с.

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

51 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>.

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

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

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

55 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.

56 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.

57 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.

58 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.

59 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.

60 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.

61 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введ. 31.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор РФ, 1996. – 8 с.

62 ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Взамен ГОСТ 12.1.046-85 ; введ. 01.07.2015. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 23 с.

63 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2011. – 74 с.

64 Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам жилищно – коммунального хозяйства, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением : приказ Минздравсоцразвития РФ от 03.10.2008 N 543н // Российская газета. – 2014. – 28 мая.

65 РД-13.220.00-КТН-211-12 Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы Транснефть. – Взамен РД-13.220.00-КТН-575-06; введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО АК "Транснефть, 2014. – 187 с.

66 ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.3.003-75 ; введ. 01.01.88. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2003. – 11 с.

67 ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка. – Взамен ГОСТ 19433-81 ; введ. 01.01.90. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 49 с.

68 ГОСТ 30852.5-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 23 с.

69 ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 16 с.

70 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.

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

72 ГОСТ 30852.0-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 56 с.