

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>Организация работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири</b>

УДК 622.692.4.053.074(204.1)(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В			

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В	к.х.н., доцент		

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Н.В.Чухарева  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович

Тема работы:

<b>Организация работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири</b>
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Диаметр трубопровода 1020</li> <li>2. Проектное давление 5,6 МПа</li> <li>3. Протяжённость перехода 775 м.</li> </ol>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика объекта исследования</li> <li>2. Мероприятия по проведению технического обслуживания подводного перехода</li> <li>3. Мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту системы обнаружения утечек</li> <li>4. Повышение эффективности технических обслуживаний подводного перехода.»</li> <li>5. Расчетная часть</li> </ol> <p>Выводы</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В.
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
<b>Реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Сергееву Илье Романовичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки».
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>			
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих		Заработная плата, затраты на ГСМ, амортизационные отчисления	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов		Расходы на топливо, расходы на ГСМ, дневные расходы	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования		Отчисления на социальные нужды	
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей):			Не т
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику			

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В	к.т.н, доцент		.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b> - характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	Объект исследования: <b>магистральный нефтепровод в Западной Сибири</b> Область применения: <b>транспортировка нефти</b>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия.	- Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 №197 – ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – глава 34, ст. 212 Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; - СНиП 2.05.06. -85 Магистральные трубопроводы; ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.
<b>2. Производственная безопасность:</b> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов; Обоснование мероприятий по снижению их воздействия	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Повышенные уровни шума и вибрации; 3. Производственные факторы связанные микроклиматическими параметрами; 4. Повышенный уровень электромагнитных излучений 5. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования; 6. Производственные факторы связанные с электрическим током 7. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения 8. Пожаровзрывоопасность

<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	При выполнении ремонтных работ на магистральных нефтепроводах в Западной Сибири воздействие на окружающую среду оказывают производственные процессы. Атмосфера: выброс нефти Гидросфера: загрязнение сточных вод Литосфера: потери растительного слоя при прокладке временных дорог, повреждение почвенно – растительного покрова изъятием земель
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> - природного характера (наводнения, сильные ветра, обвал грунта, ливни, лесные пожары, возгорание ГСМ); - техногенного характера пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ, разгерметизация трубопровода) Наиболее типичная ЧС: лесные пожары

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.пр ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ****21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович

Тема работы:

<b>Организация работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.02.2023.	<i>Введение</i>	5
27.02.2023.	<i>Обзор литературы</i>	10
20.03.2023.	<i>Расчет подводного перехода</i>	10
25.03.2023.	<i>Мероприятия проведения работ по проверки системы обнаружения утечек</i>	10
14.04.2023.	<i>Повышение эффективности технических обслуживаний подводного перехода</i>	15
18.04.2023.	<i>Рекомендации по совершенствованию работ</i>	15
10.05.2023.	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023.	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023.	<i>Заключение</i>	5
05.06.2023.	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Сергеев Илья Романович		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 101 с., 14 рис., 15 табл., 27 источников.

Ключевые слова: подводный переход, магистральный трубопровод, водная преграда, секущая задвижка, техническое обслуживание, охрана труда.

Объектом исследования является подводный переход магистрального нефтепровода.

Цель выпускной квалификационной работы. Технология эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, построенного в условиях Западно-Сибирского региона

В выпускной квалификационной работе проведен анализ технологических особенностей устройства подводных переходов через водные преграды и малые водотоки.

Проведены расчеты по определению толщины стенки трубопровода подводного

перехода через реку при изменяющейся ширине от 106 до 115 м. проведена проверка трубопровода подводного перехода на прочность.

В выпускной квалификационной работе представлены основные требования и мероприятия по охране труда.

, алгоритм проведения работа по техническому обслуживанию подводного перехода

Проведен расчет по заработной плате обслуживающего персонала в процессе эксплуатации подводного перехода, определены затраты на ГСМ, рассчитаны амортизационные отчисления.

## **Abstract**

Final qualifying work 101 p., 14 fig., 15 table., 27 sources.

Keywords: underwater passage, main pipeline, water barrier, secant valve, maintenance, labor protection.

The object of the study is the underwater passage of the main oil pipeline.

The purpose of the final qualifying work. Technology of operation of the underwater passage of the main oil pipeline built in the conditions of the West Siberian region

In the final qualifying work, the analysis of the technological features of the device of underwater crossings through water barriers and small watercourses was carried out.

Calculations were carried out to determine the wall thickness of the pipeline of the underwater

crossing over the river with a varying width from 106 to 115 m

. the pipeline of the underwater crossing was checked for strength.

The final qualifying work presents the main requirements and measures for labor protection.

, the algorithm of the work

## Определения, обозначения, сокращения

ВИК – визуально-измерительный контроль;  
ГНСС – глобальная навигационная спутниковая система;  
ГРО – геодезическая разбивочная основа;  
договорам с ОСТ;  
КР – капитальный ремонт;  
МН – магистральный нефтепровод;  
МНПП – магистральный нефтепродуктопровод;  
МТ – магистральный трубопровод;  
НД – нормативный документ;  
НК – неразрушающий контроль;  
ПД – проектная документация;  
ПКБУ – полимерно-контейнерное балластирующее устройство;  
ППМТ – подводный переход магистрального трубопровода;  
ППР – проект производства работ;  
ПТУС – производственно-техническое управление связи;  
РД – рабочая документация;  
РК – радиографический контроль;  
РНУ – районное нефтяное управление;  
РУ – районное управление;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
ТПР – техническое перевооружение и ремонт;  
ТУ – технические условия;  
УГБМ – универсальный гибкий бетонный мат;  
УЗК – ультразвуковой контроль;  
СОУ – система обнаружения утечек;  
ЧБУ – чугунные балластирующие устройства;  
ЭХЗ – электрохимическая защита.

## Оглавление

Введение.....	14
1. Обзор литературы.....	16
1.1 Классификация и состав подводного перехода.....	16
1.2 Порядок технической эксплуатации.....	19
2 Способы прокладки нефтепровода.....	27
3. Расчет подводного перехода.....	40
3.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	41
3.2 Расчет нефтепровода на прочность.....	42
3.3. Проверка трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций.....	43
4. Мероприятия проведения работ по проверки системы обнаружения утечек.....	45
4.1 Подготовительные работы.....	45
4.2 Основные работы СОУ.....	47
4.3 Общие требования безопасности.....	48
4.4 Работы по отбору нефти в вантуз.....	51
4.5 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении имитации утечек на защищаемом участке МН.....	57
5 Повышение эффективности технических обслуживаний подводного перехода.....	61
5.1 Рекомендации по совершенствованию работ.....	64
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
6.1 Эффективность использования основных фондов.....	67
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	78
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	78
7.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	78
правовые нормы трудового законодательства.....	78
7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	79
7.2 Производственная безопасность.....	81
7.3 Экологическая безопасность.....	93
7.3.1 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	95
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
7.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС.....	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	99

## Введение

Одним из ключевых элементов в нефтегазовой промышленности является магистральный нефтепровод. Подводные переходы магистральных нефтепроводов являются важным звеном в инфраструктуре транспортировки нефти. Однако, эксплуатация подводных переходов является достаточно сложным и ответственным процессом, который требует высокой квалификации персонала и соблюдения строгих правил и норм безопасности.

В связи с этим, тема выпускной квалификационной работы "Организация работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири" является актуальной и имеет практическую значимость. В работе будет рассмотрено, какие основные проблемы и трудности возникают при эксплуатации подводных переходов, а также каким образом организуется и проводится эксплуатация подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири.

Целью данной работы является изучение организации работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода и разработка предложений по совершенствованию данного процесса. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- анализ состояния эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов в России и Западной Сибири;
- выявление основных проблем и трудностей, возникающих при эксплуатации подводных переходов;
- анализ существующих методов и средств контроля и мониторинга состояния подводных переходов;

- разработка предложений по совершенствованию организации работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири.

Актуальность выпускной квалификационной работы. В связи с тем, что Западная Сибирь является одним из ключевых регионов нефтедобычи в России, обеспечение безопасности и надежности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов в данном регионе является особенно важным. Необходимость проведения исследования обусловлена также тем, что в условиях Западной Сибири наблюдается резкое увеличение объемов добычи нефти, что повышает нагрузку на инфраструктуру транспортировки нефти, включая подводные переходы магистральных нефтепроводов.

Важность данной темы подтверждается также рядом аварий и инцидентов, произошедших в разных регионах России в последние годы, связанных с эксплуатацией магистральных нефтепроводов и подводных переходов. Проведение исследования по организации работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода в условиях Западной Сибири позволит выявить возможные проблемы и риски, связанные с эксплуатацией подводных переходов, и разработать меры по их устранению и предотвращению.

Таким образом, данная работа имеет высокую актуальность и практическую значимость, и может стать важным вкладом в повышение безопасности и эффективности эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов в условиях Западной Сибири.

## 1. Обзор литературы

### 1.1 Классификация и состав подводного перехода

Объект исследования – Магистральный трубопровод.

Наименование и назначение промышленного трубопровода – нефтесборный трубопровод «Анжеро-Судженск-Красноярск». Месторождение – Тяжин.

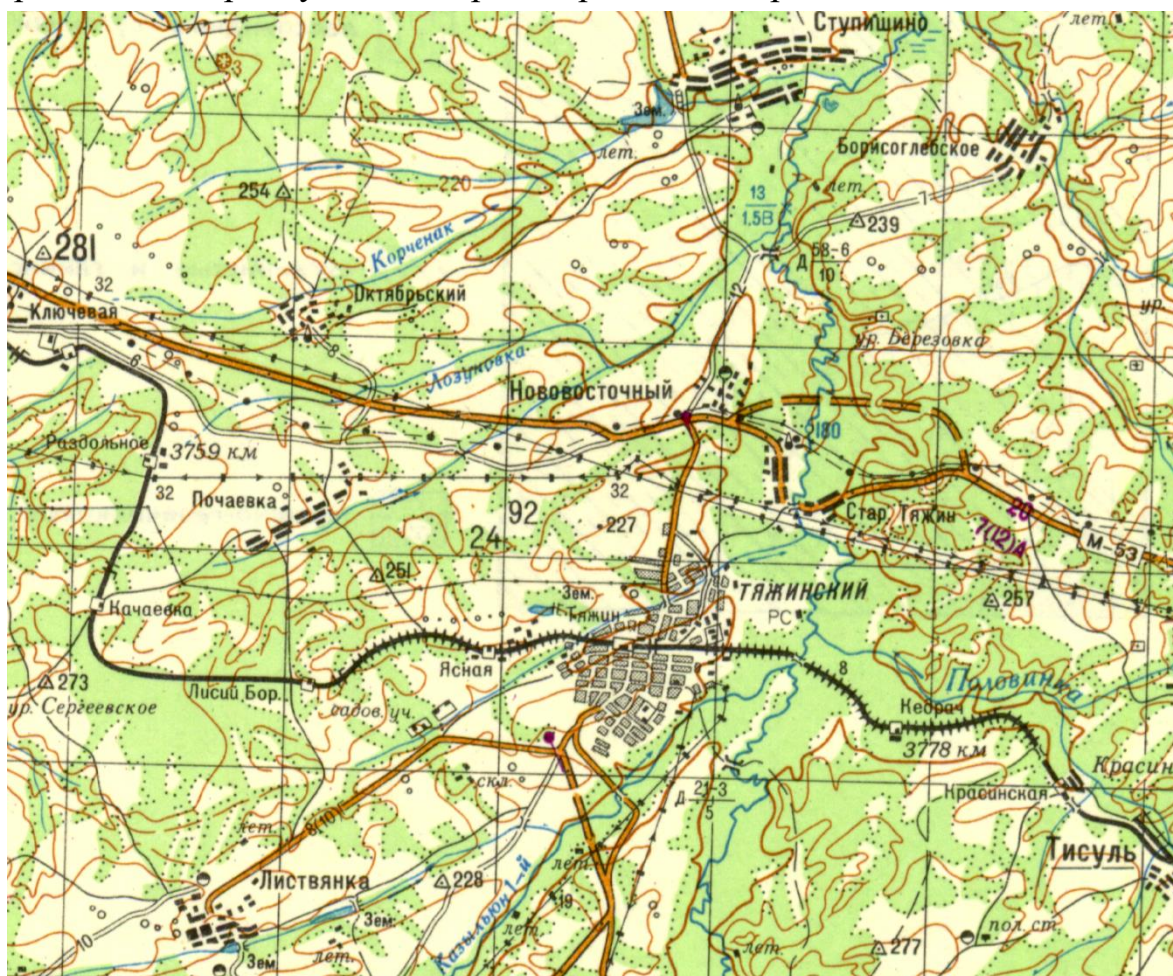


Рисунок 1.1 – Трубопровод «Анжеро-Судженск-Красноярск»

Эксплуатирующая организация – АО «Транснефть-Западная Сибирь»

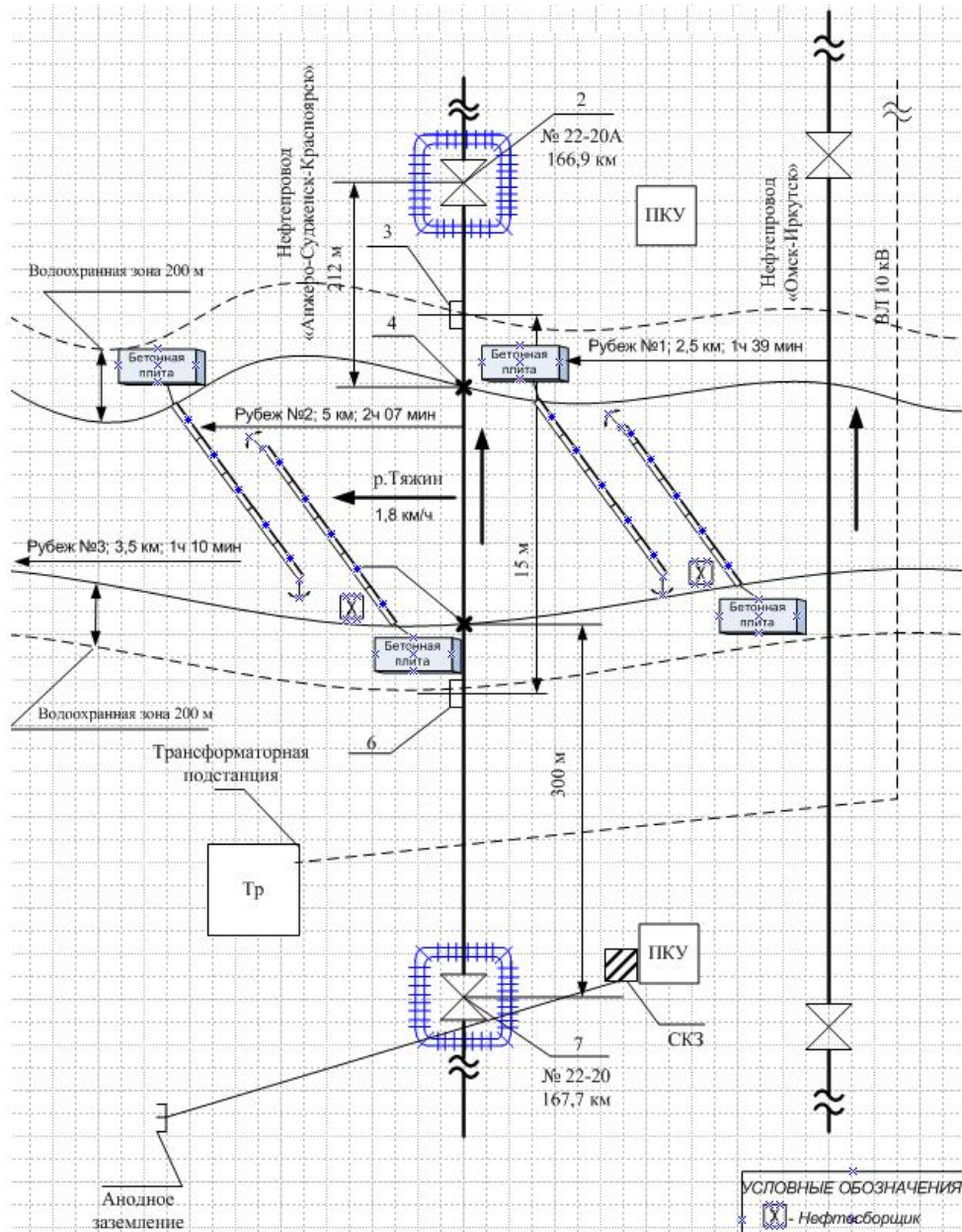
В таблице 1.1 представлены основные сведения по магистральному трубопроводу.

Таблица 1.1 – Общие сведения о магистральном трубопроводе «Анжеро-Судженск-Красноярск»,



№ п/п	Параметр	Значение
1	Общая протяженность, км	0,775
2	Транспортируемая среда	Нефть
3	Категория трубопровода	I
4	Проектное давление (на начальном участке трубопровода), МПа	5,6
6	Марка (класс прочности) стали	17Г1С

На рисунке 1.2 представлена схема магистрального трубопровода.



Трубопровод смонтирован "Сибирский подводник" АО "Трансбнефть" в полном соответствии с проектом, разработанным АО «Транснефть-Западная Сибирь».

При монтаже применялась ручная дуговая сварка.

В таблице 1.3 дана характеристика способам прокладки трубопровода.

Таблица 1.3 – Способ прокладки трубопровода

№ п/п	Способ прокладки (подземный, наземный, надземный, подводный)	Начальный километр по трассе трубопровода	Конечный километр по трассе трубопровода	Общая протяженность участка, м	Глубина заложения, м (для подземного)
1	траншейный	ПК2+46.1	ПК2+56.9	775	1,9

Таблица 1.4 – Сведения о трубах

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Начальный километр по трассе трубопроводов	Конечный километр по трассе трубопроводов	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Материал	ГОСТ или ТУ	Дата и место выпуска
1	Труба стальная прямошовная	ПК2+46.1	ПК2+56.9	1020x14	20	ГОСТ 10706-76	ООО «Выксунский металлургический завод», г. Выкса

Таблица 1.5 – Арматура и соединительные детали

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Материал	ГОСТ или ТУ
1	Задвижка шиберная ЗКЛ2 (гр. ДНС-б)	1020x14	н/д	н/д
4	Отводы	500x11,6	20	ГОСТ 17375-83

Таблица 1.6 - Конструкция защитного покрытия труб

№ п/п	Конструкция (структура), марка материала	Общая толщина защитного покрытия, мм
1	Полимерное покрытие пленкой 'Полилен' с оберткой ПЭКОМ (ГОСТ 25812-83 ТУ 102-284-86)	Соответствует ТУ

Камеры запуска и приема ОУ – отсутствуют.

Надземные переходы – отсутствуют.

Пересечение с ЖД – отсутствует.

Пересечение с подземными коммуникациями – нет данных.

Параллельная прокладка с подземными коммуникациями сторонних организаций – отсутствуют.

Пересечение с автомобильными дорогами-отсутствуют

Таблица 1.7 – Подводные переходы

№ п/п	Наименование рек	Ширина рек, м	Количество ниток, шт.	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность дюкера, км	Километр по трассе трубопровода первого узла по ходу перекачки	Километр по трассе трубопровода второго узла по ходу перекачки
1	Тяжин	400	1	1020	-	166,9	168

## 1.2 Порядок технической эксплуатации

В процессе эксплуатации переходов МТ через водные преграды и малые водотоки выполняются следующие работы:

- осмотр и ТО оборудования перехода и сооружений;
- технический осмотр береговых участков;
- гидравлические испытания переходов через водные преграды;
- наружное диагностирование трубопроводов, не подлежащих ВТД, диагностирование оборудования перехода;
- ВТД;
- обследование перехода;
- очистка (промывка) ниток перехода через водную преграду;
- ремонт оборудования и сооружений перехода.

Обследование переходов МТ через водные преграды и малые водотоки изложено в разделе 10.

Внутритрубное диагностирование и порядок устранения дефектов на переходах МТ через водные преграды изложены в разделе 11.

Порядок разработки, составления, утверждения, передачи, ведения и

хранения эксплуатационной и ремонтной документации по переходам МТ через водные преграды и малые водотоки – в соответствии с приложением А.

Состав и объемы работ, выполняемых в процессе эксплуатации переходов МТ через водные преграды и малые водотоки, периодичность их выполнения, ответственные лица и форма регистрации результатов работ осуществляются в соответствии

с приложением Б. Результаты работ заносятся в разделы электронного паспорта подводного перехода в соответствии с ОР-23.040.00-КТН-0239-20.

Техническое обслуживание оборудования перехода и требования к состоянию оборудования

ТО запорной арматуры, проверка герметичности и промывка задвижек производится в соответствии с РД-75.200.00-КТН-119-16.

Перерывы в электроснабжении задвижек могут быть допущены лишь на время автоматического восстановления питания. При возникновении перерыва в электроснабжении ОСТ должны быть немедленно приняты меры по восстановлению электроснабжения.

Примечание – Электропринимающие береговые устройства в отношении обеспечения надежности и электроснабжения относятся к 1 категории (не распространяется на малые водотоки).

На переходах МТ через водные преграды запрещается устанавливать запорную арматуру, отработавшую назначенный срок службы или после капитального ремонта. Запорная арматура на переходах МТ через водные преграды подлежит обязательной замене до истечения назначенного срока эксплуатации, но не более 50 лет. Не допускается эксплуатация запорной арматуры при наличии дефектов, указанных в

РД-75.200.00-КТН-119-16.

Контроль герметичности задвижек переходов МТ должен проводиться не реже одного раза в шесть месяцев в соответствии с годовым графиком, утвержденным главным инженером РНУ. В соответствии с РД-75.200.00-КТН-119-16 на основании представленных РНУ графиков контроля герметичности затвора и

промывки внутренней полости запорной арматуры и обратных затворов Отделом главного механика ОСТ составляются сводные графики, и в срок до 10 июня года, предшествующего планируемому, направляются в Управление главного механика и Управление эксплуатации МН и НБ ПАО «Транснефть» для согласования совместно с планом остановок и работы нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) ОСТ со снижением режимов на год.

Промывка посадочного паза затвора клиновых задвижек и внутренней полости шиберных задвижек основных и резервных ниток подводных переходов МТ в соответствии с РД-75.200.00-КТН-119-16 должна проводиться не реже 1 раза в 3 месяца, а одностичных переходов МТ – 1 раза в 6 месяцев в соответствии с годовым графиком, утвержденным главным инженером РНУ или при выявлении негерметичности запорной арматуры.

При выявлении негерметичности береговой задвижки должны быть приняты меры по восстановлению ее герметичности путем промывки внутренней полости посадочного паза затвора клиновой задвижки и внутренней полости шиберной задвижки. Промывка проводится в срок не позднее 10 суток со дня обнаружения негерметичности с последующей проверкой герметичности в ближайшую плановую остановку трубопровода. При не достижении герметичности береговой задвижки после ее промывки ОСТ в срок до 6 месяцев проводит внеплановый средний ремонт задвижки. При не достижении герметичности по результатам среднего ремонта ОСТ разрабатывает план-график замены задвижки и в срок 10 суток со дня повторной проверки герметичности представляет его в отдел МН и НБ ПАО «Транснефть». Замена негерметичной задвижки должна быть проведена в срок не более 1 года с момента выявления ее негерметичности в период ближайшей плановой остановки.

По результатам контроля герметичности задвижек переходов МТ (основной и резервной ниток) составляются акты на каждую проверенную задвижку в соответствии с В.1 (приложение В), делается отметка в паспорте перехода МТ и формуляре запорной арматуры. Срок оформления акта – 5 рабочих дней после проверки задвижки. Акт утверждается начальником НПС.

Очистка внутренних полостей основной и резервной ниток переходов МТ должна проводиться на основании годовых планов по очистке МТ. Периодичность очистки устанавливается в соответствии с ОР-75.180.00-КТН-194-17.

При отсутствии КПП СОД на резервной нитке перехода проводится ее промывка на основании разработанных годовых планов промывки резервных ниток не реже 1 раза в квартал. Если эксплуатация МТ ведется при скоростях потока нефти/нефтепродукта ниже 1,5 м/с, то промывка резервной нитки проводится не реже 2 раз в квартал.

Промывка резервной нитки перехода проводится закрытием задвижек на основной нитке перехода и направлением потока транспортируемого продукта по резервной нитке на время, необходимое для прокачки транспортируемого продукта в количестве не менее трех объемов внутренней полости нитки в границах перехода МТ. По окончании промывки персоналом ЛАЭС проводится визуальный контроль русловой и пойменных участков перехода с последующей отметкой в журнале осмотра перехода МТ через водную преграду и оформлением акта. После проведения промывки резервная нитка должна быть отключена, давление в трубопроводе снижено до величины, превышающей статическое давление в интервале от 0,1 до 0,2 МПа в точке отбора давления, имеющей наивысшую геодезическую отметку в пределах подводного перехода.

Промывку необходимо проводить при скоростях потока нефти/нефтепродукта не менее 1,5 м/с по режимам, внесенным в утвержденную главным инженером ОСТ карту технологических и переходных режимов работы МТ. При недостаточных объемах прокачки скорость промывки не менее 1,5 м/с обеспечивается путем накопления необходимых ресурсов в резервуарных парках.

Эксплуатация и обслуживание электрооборудования перехода должны осуществляться в соответствии с требованиями РД-29.020.00-КТН-027-17, ПТЭЭП.

Контроль состояния противокоррозионной защиты ПМТ и ТО средств ЭХЗ должны осуществляться в соответствии с РД-29.240.00-КТН-285-19.

ТО приборов контроля состояния среды в межтрубном пространстве (для переходов, построенных методом «труба в трубе», МТ) должно проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

Узлы камер пуска/приема СОД, береговая запорная арматура, колодцы вантузов, узлов отбора давления на ППМТ должны иметь обвалование в соответствии с РД-75.200.00-КТН-012-14. Допускается наличие общего обвалования. В обваловании КПП СОД и задвижек не должно быть скопления воды. В нормальном положении дренажная задвижка для спуска воды из обвалования должна быть закрыта. Для выявления фактов выхода нефти на площадках узлов пуска и приёма СОД, приемок сбора поверхностных сточных вод должен быть оборудован контрольным прибором по обнаружению выхода нефти и нефтепродуктов в сеть производственно-дождевой канализации (датчиком загазованности). Датчик загазованности устанавливается над приемком на высоте 0,2 м выше отметки поверхности земли и должен быть оборудован съёмным навесом, защищающим датчик от прямого попадания осадков и обеспечивающим улавливание газовой смеси над приемком. В зимнее время место установки датчика загазованности должно быть очищено от снега.

На ограждении площадок КПП СОД, узлов задвижек, колодцев вантузов, узлов отбора давления должны быть установлены информационные и предупреждающие знаки.

Обозначения положения КПП СОД, колодцев, вантузов и узлов отбора давления у колодцев должны быть выполнены в соответствии с ОР-23.040.00-КТН-128-15 (приложение Ж) и РД-01.120.00-КТН-186-16.

Информационно-опознавательные знаки, установленные на переходе МТ через водные преграды, должны соответствовать требованиям ОР-23.040.00-КТН-128-15 (приложение Ж).

Ключи от замков колодцев КТ, ПКУ, КТП, установок ЭХЗ, ограждений задвижек и КПП СОД должны храниться у группы охраны службы безопасности ЛПДС (НПС, ПС), у оперативного электротехнического или оперативно-

ремонтного персонала, обслуживающего данные объекты. Привода задвижек оборудуются специальными блокираторами.

Круглосуточная охрана объектов перехода, оборудованных ИТСО, должна осуществляться оперативным реагированием на сигналы технических средств охраны силами подразделений охраны службы безопасности ЛПДС (НПС, ПС), при условии в договоре на охранные услуги ведомственной охраны (ЧОО), взаимодействующих с эксплуатационными службами (производственными подразделениями) в соответствии с ОР-13.310.00-КТН-153-19, в зоне ответственности которых находятся указанные объекты.

Осмотр перехода МТ через водную преграду должен выполняться со следующей периодичностью:

- начальник ОЭН ОСТ – 1 раз в 3 года;
- главный инженер РНУ – ежегодно;
- заместитель начальника РНУ по эксплуатации – 2 раза в год;
- начальник ОЭН РНУ, начальник НПС – ежеквартально;
- представитель участка (группы) по эксплуатации вдольтрассовых ВЛ и ЭХЗ в составе УО ЭО (НПС) – в соответствии с требованиями РД-29.240.00-КТН-285-19;
- начальник ЛАЭС – ежемесячно;
- заместитель начальника ЛАЭС, мастер ЛАЭС – еженедельно (в период прохождения паводка (кроме переходов, построенных методом тоннелирования, микротоннелирования, ННБ и ГНБЩ) – ежедневно);
- обходчик (при наличии) – ежедневно.

Осмотр перехода МТ персоналом ЛАЭС выполняется согласно утвержденной главным инженером РНУ/УМН технологической карты, рекомендуемая форма указана в приложении В.8, которая разрабатывается ОЭ РНУ/УМН на каждый ППМТ. Технологическая карта на осмотр ППМТ пересматривается в случае проведения работ по ТПР и КР, изменения ПЛРН с переносом рубежей локализации нефти и т.п. На комплексные переходы составляется одна технологическая карта.

При осмотре перехода МТ должен проводиться:



- осмотр руслового участка, контроль состояния береговых участков с целью определения наличия размывов берега, провалов грунта, оползней, наличия кустарника и растительности по оси трубопровода, состояния информационных знаков, долговременных реперов в границах перехода;
- контроль технического состояния и соответствия требованиям проектной документации оборудования и сооружений на переходе МТ через водную преграду;
- контроль давления в основной, резервной нитках перехода МТ и камерах пуска, приема СОД на соответствие утвержденным нормативно-технологическим параметрам работы МТ;
- контроль давления в межтрубном пространстве для переходов МТ, построенных методом «труба в трубе», «микротоннелирование»;
- контроль исправного состояния, замкнутости и соответствие высоты обвалования узлов пуска/приема СОД, запорной арматуры, колодцев вантузов и узлов отбора давления проектным решениям, контроль нахождения ЗА дренажного трубопровода в положении «закрото»;
- контроль отсутствия скопления воды в обвалованном пространстве и колодцах;
- осмотр мест установки стационарных боновых заграждений;
- осмотре технологических колодцев, изолирующих манжет на переходах, построенных методом «труба в трубе», «микротоннелирование» и ГНБЦ;
- осмотр трубопровода, береговых и промежуточных опор, металлоконструкций, мачт, тросов, водоотливных канав, гасителей скорости потока в местах установки береговых опор, мест входа/выхода трубопровода из земли (воздушных переходов).

Осмотр переходов МТ через малые водотоки проводится в рамках осмотра ЛЧ МТ в сроки, установленные ОР-23.040.00-КТН-128-15.

По результатам осмотра перехода МТ через водную преграду лицами, указанными в 7.2.20, должна быть сделана отметка в журнале осмотра перехода МТ

через водную преграду, в журнал патрулирования ЛЧ МТ (для переходов МТ через малые водотоки), должны быть разработаны и внесены в электронный паспорт перехода МТ мероприятия по устранению несоответствий.

Дополнительный (внеочередной) осмотр переходов МТ через водные преграды должен проводиться после стихийных бедствий (половодье при УВВ 1 % обеспеченности и выше, ураган, землетрясение и т. д.) и других чрезвычайных ситуаций в районе перехода МТ комиссией с участием главного инженера РНУ, начальника ОЭН РНУ, представителя службы ВЛ и ЭХЗ, начальника ЛАЭС. По результатам осмотра составляется акт и проводятся записи в журнал осмотра перехода МТ.

ТО и ремонт оборудования АСУТП ЛЧ МТ, установленного на переходах МТ через водные преграды, осуществляется в соответствии с РД-35.240.50-КТН-168-19

## 2 Способы прокладки нефтепровода

Переходы МТ через водные преграды и малые водотоки подразделяются по способу прокладки на:

- подводные;
- надземные (воздушные).

К переходам МТ через водные преграды относится ЛЧ МТ с сооружениями, проходящая через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

К переходам МТ через малый водоток относится ЛЧ МТ с сооружениями, проходящая через водоток или водоём шириной по зеркалу воды в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень менее 10 м независимо от глубины.

Переходы МТ через водные преграды подразделяются:

а) по количеству трубопроводов одного МТ, пересекающих водную преграду:

- 1) однопунктные;
- 2) многопунктные.

б) по количеству пересекаемых водных преград в границах перехода:

1) однорусловые;

2) комплексные, состоящие из нескольких сопряженных переходов, имеющих общие границы.

в) по методу строительства:

1) ННБ;

2) микротоннелирование;

3) тоннелирование с использованием щитовой проходки;

4) «труба в трубе»;

5) траншейный;

6) воздушный;

7) ГНБЩ.

В состав перехода МТ через водную преграду и малый водоток входит участок ЛЧ МТ, пересекающий водную преграду (малый водоток), имеющий границы в соответствии с 5.6, 5.7, и 5 и установленные на данном участке оборудование и сооружения:

- запорная арматура, включая обвалование и сопутствующее оборудование;

- вантуза, колодцы УОД;

- КПП СОД, установленные на основных и резервных нитках перехода МТ через водную преграду, включая обвалование и сопутствующее оборудование;
- перемычки между основной и резервной нитками переходов МТ через водную преграду с установленным на них оборудованием;

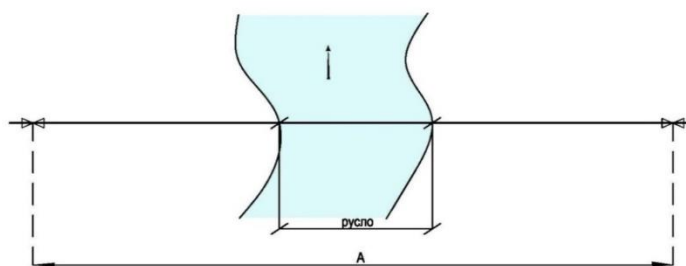
Примечание – Перемычки входят в состав резервной нитки перехода МТ, границы перехода МТ по перемычкам устанавливаются по секущим задвижкам, установленным на перемычках и входящих в состав перехода.

- берегоукрепительные сооружения;
- системы электроснабжения, освещения, молниезащиты и ЭХЗ;
- оборудование АСУТП ЛЧ МТ;
- долговременные грунтовые реперы (далее – долговременные реперы);
- указатель маркерного пункта для проведения ВТД;
- предупреждающие знаки обозначения охранной зоны перехода, опознавательные- предупреждающие знаки на пойменных участках перехода, знаки установки маркерных пунктов, знаки долговременных реперов;
- дополнительно для переходов, построенных методами микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки, «труба в трубе» - система контроля состава и давления газопаровоздушной среды в межтрубном пространстве;

- дополнительно для воздушных переходов через водные преграды – опорные сооружения, вантовые троса, гасители скорости потока, ограждения выхода трубопровода из грунта;
- дополнительно для переходов через судоходные реки и реки с шириной русла более 500 м – пункт наблюдения;
- вертолетная площадка;
- защитные сооружения от разлива нефти и нефтепродукта;
- подъездная дорога.

Границами подводного перехода МТ через водную преграду, определяющими длину перехода, являются:

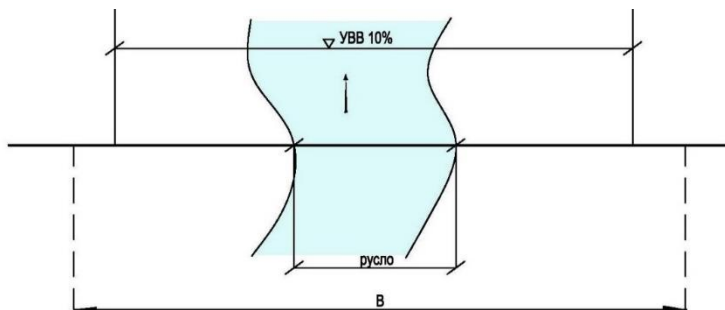
- для однопниточного перехода и основной нитки многониточного перехода – участок (А), ограниченный запорной арматурой, установленной на пойменных участках, как приведено на рисунке 1;



А – длина перехода

Рисунок 1 – Границы однопниточного перехода и основной нитки многониточного перехода

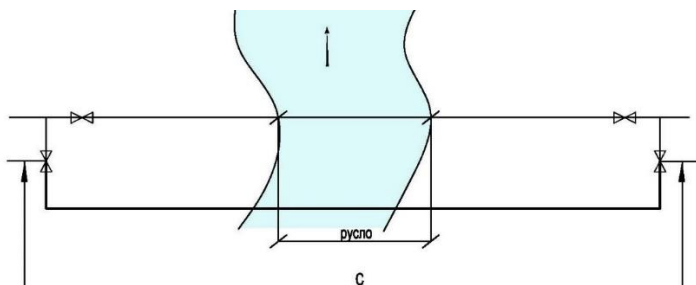
- для однониточного перехода, не имеющего запорной арматуры, установленной на пойменных участках – участок (В), ограниченный УВВ, не ниже отметок 10 % обеспеченности, как приведено на рисунке 2, для горных рек – участок, ограниченный УВВ, не ниже отметок 2 % обеспеченности;



В – длина перехода

Рисунок 2 – Границы однониточного перехода, не имеющего запорной арматуры

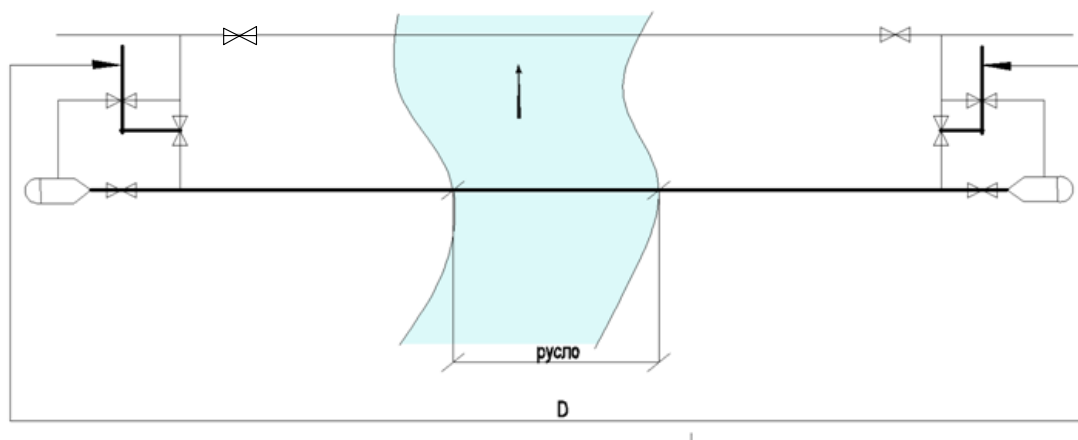
- для резервной нитки многониточного перехода, не оборудованного КПП СОД – участок (С), ограниченный запорной арматурой, установленной на этой нитке, как приведено на рисунке 3;



С – длина перехода

Рисунок 3 – Границы резервной нитки перехода без КПП СОД

- для резервной нитки многониточного перехода, оборудованного КПП СОД – участок (D), ограниченный затворами камеры пуска и камеры приема СОД, установленных на этой нитке. По перемычкам (технологическим трубопроводам) – участок, ограниченный секущими задвижками, как приведено на рисунке 4;

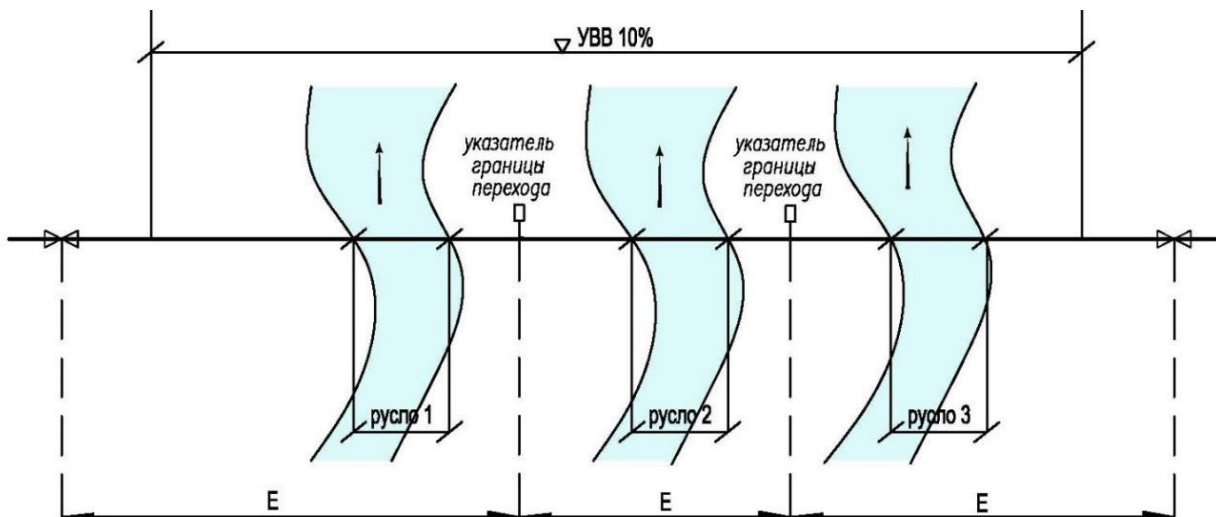


D – длина перехода

Рисунок 4 – Границы резервной нитки перехода с КПП СОД

- для перехода, входящего в состав комплексного – участок (E), ограниченный с одной или обеих сторон границами смежного перехода, с другой стороны – границами, указанными на рисунках 1 и 2, как приведено на рисунке 5. Границы смежного перехода устанавливаются приказом по ОСТ, с привязкой конечной трубной секции на местности и установкой указателя границы перехода (информационного знака).





$E$  – длина переходов, входящих в состав комплексного перехода

Рисунок 5 – Границы комплексного перехода

Границами перехода МТ через малый водоток, определяющими длину перехода, являются участки трубопровода русловой части и береговой части длиной по 100 м от уреза воды при меженном уровне.

В составе подводного перехода МТ через водную преграду и малый водоток выделяются русловой участок и пойменные участки:

- русловой участок перехода – участок трубопровода, пересекающий выработанное речным потоком ложе, по которому осуществляется сток воды без затопления поймы, ограниченный средним уровнем воды в межень;
- пойменные участки перехода – участки, ограниченные с одной стороны средним уровнем воды в межень, с другой стороны – границами перехода в соответствии с 5.7 и настоящим пунктом.

Участки подводного перехода МТ через водную преграду и малый водоток приведены на рисунках 6 – 8.

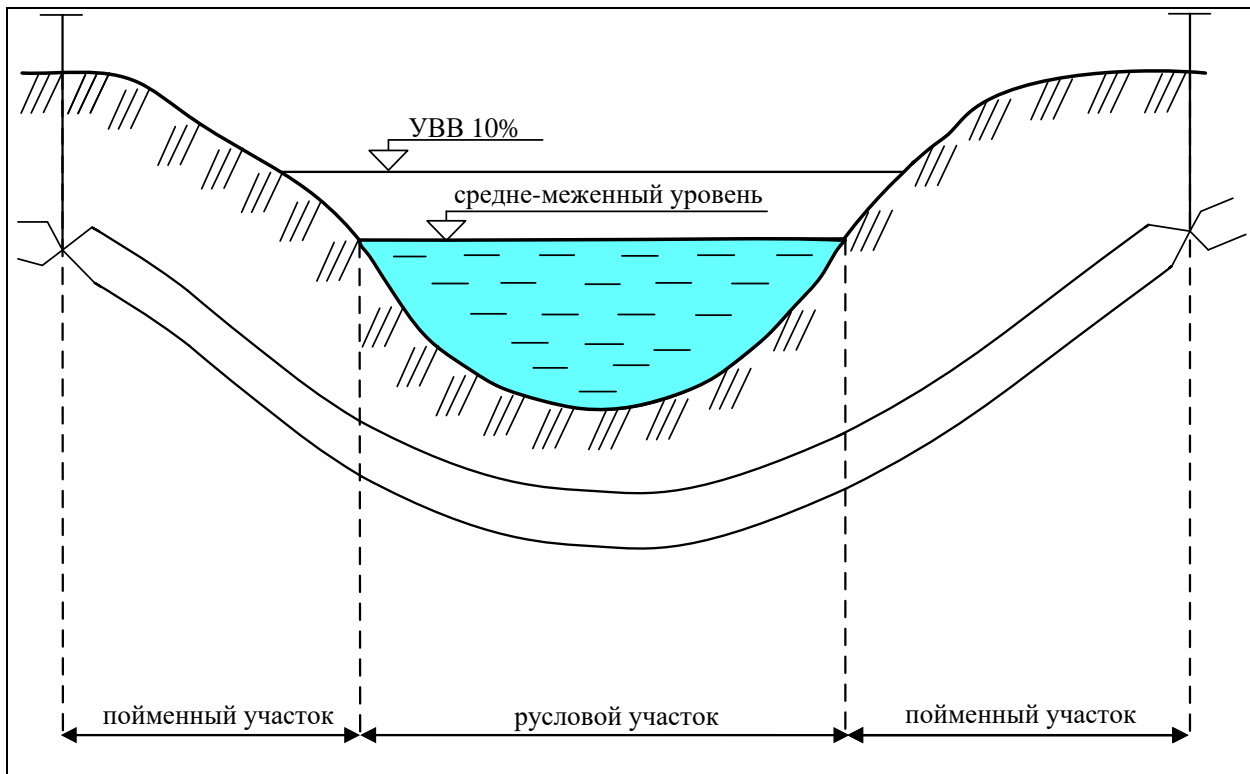


Рисунок 6 – Участки подводного перехода МТ через водную преграду  
с береговыми задвижками

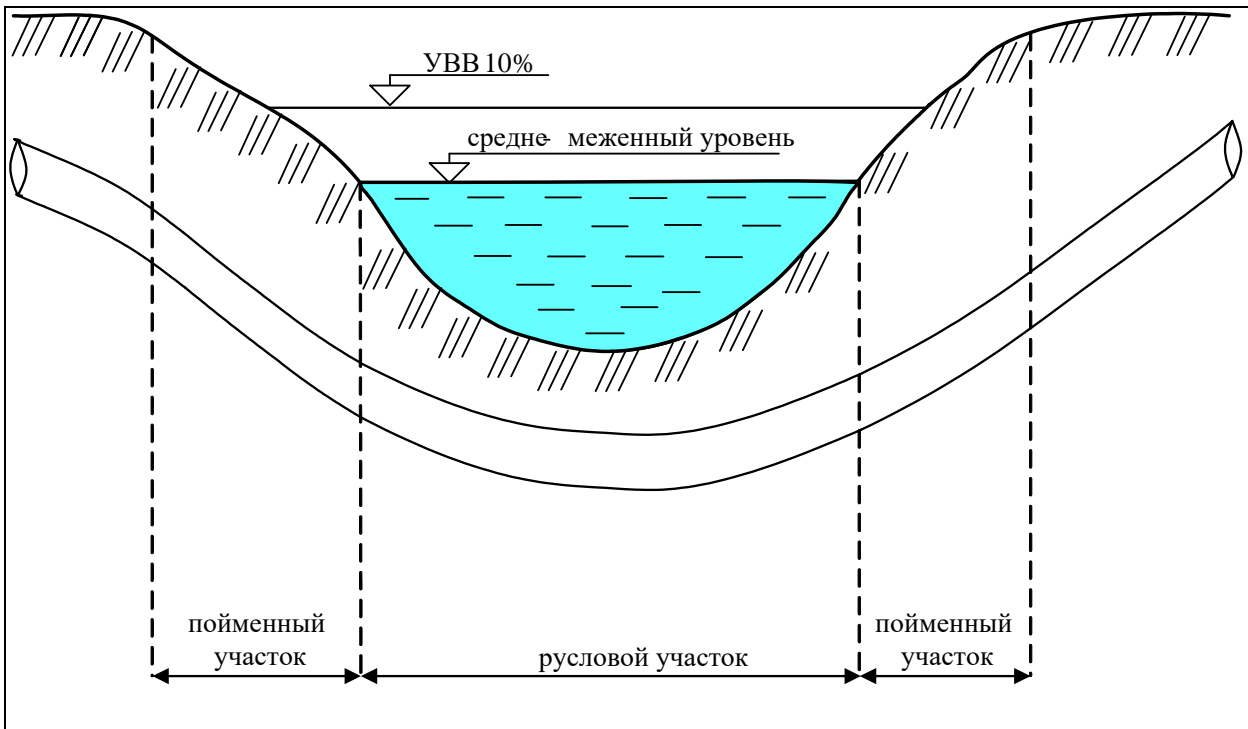


Рисунок 7 – Участки подводного перехода МТ через водную преграду  
без береговых задвижек

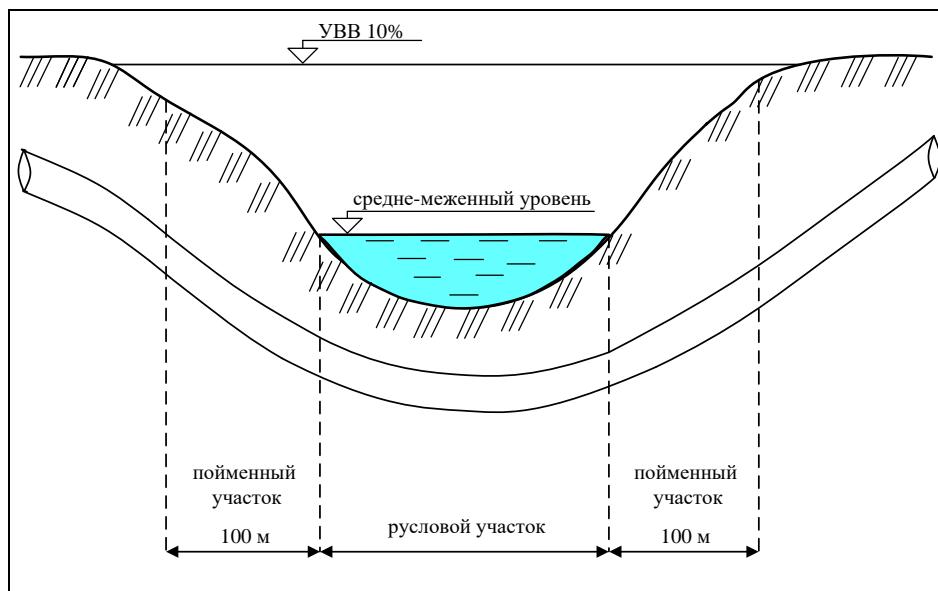


Рисунок 8 – Участки подводного перехода МТ через малый водоток  
без береговых задвижек

К надземным (воздушным) переходам МТ через водную преграду и малый водоток относится участок ЛЧ МТ, проложенный надземно. В границы надземного (воздушного) перехода МТ через водную преграду и малый водоток входят надземная часть и участки подземного трубопровода длиной по 50 м от мест входа/выхода трубопровода в/из земли, как приведено на рисунке 9.

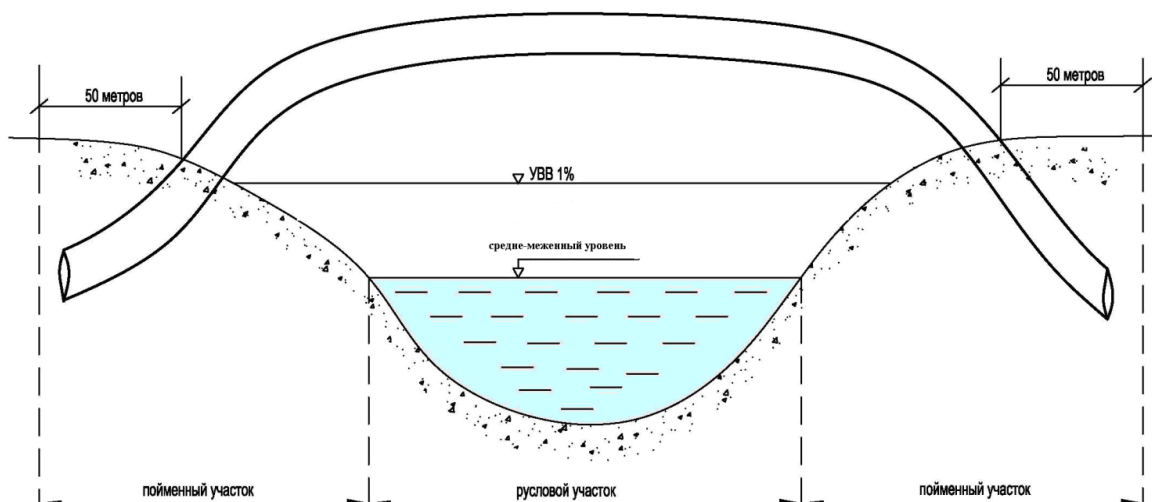


Рисунок 9 – Надземный (воздушный) переход через водную преграду и малый водоток

Схематические изображения надземных (воздушных) переходов МТ через водные преграды в зависимости от конструктивных элементов приведены на рисунке 10.

Надземные (воздушные) переходы МТ через водные преграды подразделяются:

- а) по типу несущей способности:
  - 1) с самонесущими рабочими трубопроводами;

2) с вспомогательными поддерживающими конструктивными элементами;

б) по классу конструктивных элементов:

1) балочные приведены на рисунке 10 а);

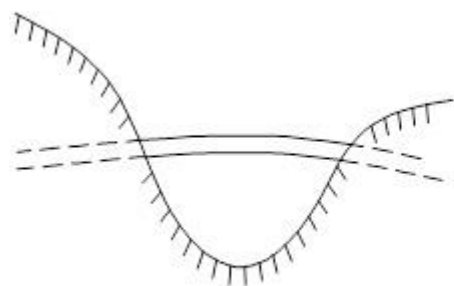
2) арочные приведены на рисунке 10 б);

3) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде тросовых элементов приведены на рисунке 10 в);

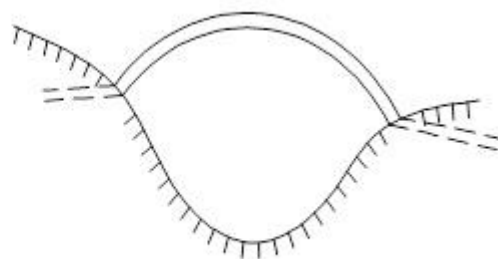
4) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде трубы приведены на рисунке 10 г);

5) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде ферм приведены на рисунке 10 д);

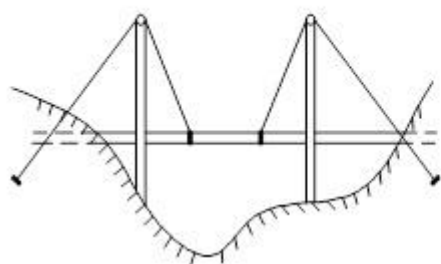
6) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде консольных опор приведены на рисунке 10 е);



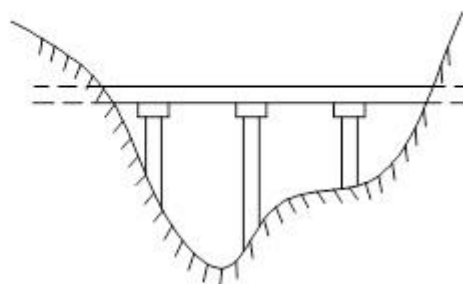
а) балочные



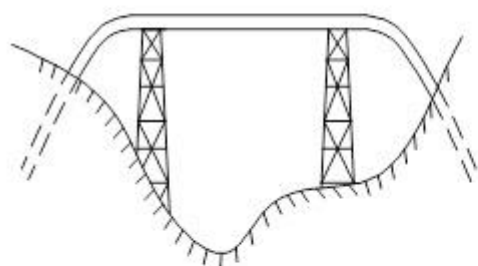
б) арочные



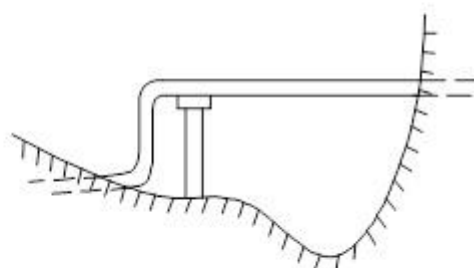
в) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде тросовых элементов



г) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде трубы



д) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде ферм



е) со вспомогательными поддерживающими элементами в виде консольных опор

Рисунок 10 – Надземные (воздушные) переходы МТ через водные преграды по классу конструктивных элементов

ОСТ формируют и ведут перечень переходов МТ через водные преграды и перечень переходов МТ через малые водотоки в соответствии с приложением А.3 и А.4. Перечни формируются на основании проектной, исполнительной документации при строительстве переходов МТ через водные преграды и переходов МТ через малые водотоки, а также по результатам проведенных обследований переходов, и в соответствии с требованиями 5.2 и 5.3.

ОСТ по результатам анализа материалов инженерных изысканий, проектной и исполнительной документации, результатов обследований переходов МТ ежегодно, в срок до 31 декабря, формируют предложение о корректировке перечней переходов МТ через водные преграды и малые водотоки. Данное предложение с приложением обоснований предоставляется на согласование в АО «Транснефть – Подводсервис».

Перечни переходов МТ через водные преграды и малые водотоки согласовываются АО «Транснефть – Подводсервис» ежегодно в срок до 30 января и утверждаются главным инженером ОСТ.

Сводный перечень переходов МТ через водные преграды и сводный перечень переходов МТ через малые водотоки формирует АО «Транснефть – Подводсервис» на основании представленных ОСТ перечней и ежегодно в срок до 01 марта представляет их в ПАО «Транснефть» на согласование.

Если по результатам обследований ШЗР перехода МТ через водную преграду составила менее 10 м независимо от глубины или менее 25 м (при глубине менее 1,5 м), данный переход МТ через водную преграду, по согласованию с ПАО «Транснефть», переводится в состав переходов МТ через малые водотоки.

Перевод переходов МТ из состава малых водотоков в состав переходов МТ через водные преграды производится на основании данных обследований. Если по результатам не менее трех последних обследований ШЗР перехода МТ через малый водоток составила более 10 м (при глубине более 1,5 м) или более 25 м независимо от глубины, данный переход МТ через малый водоток, по согласованию с ПАО «Транснефть», переводится в состав переходов МТ через водные преграды в порядке, установленном настоящим документом.

При переводе переходов МТ из состава переходов через водные преграды в состав переходов МТ через малые водотоки необходимо учитывать наличие в непосредственной близости (до 1 км) от перехода гидротехнических сооружений, карьеров и других техногенных факторов, влияющих на гидрологический режим реки.

Корректировка перечней переходов МТ через водные преграды и малые водотоки проводится без корректировки программы обследования переходов нефтепроводов/нефтепродуктопроводов через водные преграды на текущий год.

### **3. Расчет подводного перехода**

#### **3.1 Исходные данные**

Расчёт нефтепровода диаметром 1020 мм;  $p = 3,2$  МПа – расчетное рабочее давление;

$R_{n1} = 560$  МПа – минимальное значение временного сопротивления металла, класс прочности К56;

$R_{n2} = 385$  МПа – минимальное значение предела текучести металла трубы, класс прочности К56;

$\delta_5 = 0,2\%$  - относительное удлинение при разрыве, марка стали 17Г1С, класс прочности К 52;

Категория участка трубопровода - «В»;



$m=0,6$  - коэффициент условий работы трубопровода, по категории В

$K_1 1,4$  – коэффициент надежности по материалу принимаем ;

$K_n 1$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для нефтепровода условным диаметром менее 1000 мм ;

$K_2 1,15$  - коэффициент надежности по материалу, соотношение характеристик металла менее 0.8 ;

$\Delta t=44$  °С – расчетный температурный перепад ;

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода

### 3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{m \cdot R_1^n}{k_1 \cdot k_n} \text{ МПа,}$$

$$R_1 = \frac{0,6 \cdot 560}{1,4 \cdot 1} = 240 \text{ МПа.}$$

Расчётное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^n}{k_2 \cdot k_n} \text{ МПа,}$$

$$R_1 = \frac{0,6 \cdot 385}{1,15 \cdot 1} = 200,9 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем толщину стенки трубопровода по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}$$

где  $n=1,15$  - коэффициент надёжности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$D_H= 1020$  мм - наружный диаметр трубопровода

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 102}{2 \cdot (240 + 1,15 \cdot 3,2)} = 0,7701 \text{ см} = 7,7 \text{ мм.}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки  $\delta=14$  мм. Внутренний диаметр трубопровода определяем по формуле:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta,$$

$$D_{вн} = 102 - 2 \cdot 1,4 = 99,2 \text{ см} = 992 \text{ мм}.$$

### 3.2 Расчет нефтепровода на прочность

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1},$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|-69,64|}{240} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-69,64|}{240} = 0,822$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений определяется по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} \geq 14 \text{ мм},$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 102}{2 \cdot (0,863 \cdot 240 + 1,15 \cdot 3,2)} = 0,93 \text{ см} = 9,3 \text{ мм}.$$

Принимаем значение толщины стенки  $\delta=14$  мм. Проверку трубопровода на прочность производим по условию:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

Где:  $\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|130,37|}{240} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|130,37|}{240} = 0,612.$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада определяем по формуле:

$$\Delta t_- = \frac{R_1 - 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E},$$

$$\Delta t_- = \frac{240 - 0,25 \cdot 1,15 \cdot 3,2 \cdot \frac{99,2}{1,4}}{0,000012 \cdot 206000} = 70,77.$$

Максимальное значение положительного температурного перепада определяем по формуле:

$$\Delta t_+ = \frac{\psi_2 \cdot R_1 + 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E},$$

$$\Delta t_+ = \frac{0,612 \cdot 240 + 0,25 \cdot 1,15 \cdot 3,2 \cdot \frac{99,2}{1,4}}{0,000012 \cdot 206000} = 85,85.$$

Условие прочности по формуле (13) выполняется:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1$$

$$69.64 < 0.612 \cdot 240, 69.64 < 146.88.$$

### 3.3. Проверка трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов необходимо производить проверку по условиям:

$$|\sigma_{np}^n| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^n,$$

$$\sigma_{scz}^n \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^n.$$

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{scz}^n = \frac{p \cdot D_{en}}{2 \cdot \delta} = \frac{3,2 \cdot 992}{2 \cdot 14} = 113,3 \text{ МПа.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{\text{нл}}^n}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^n} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{нл}}^n}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^n},$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{113,3}{\frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{113,3}{\frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385} = 0,864.$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \left( \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^n + \mu_0 \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)},$$

$$\rho = \frac{206000 \cdot 1020}{2 \cdot \left( 0,864 \cdot \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385 + 0,3 \frac{3,2 \cdot 992}{2 \cdot 14} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 44 \right)} = 71464, \text{ мм.}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода  $\rho = 750 \text{ м}$ .

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{нп}}^n(+)=\frac{\mu_0 \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E_0 \cdot D_n}{2 \cdot \rho},$$

$$\sigma_{\text{нп}}^n(+)=\frac{0,3 \cdot 3,2 \cdot 992}{2 \cdot 14} - 0,000012 \cdot 206000 \cdot 44 + \frac{206000 \cdot 1020}{2 \cdot 1000000} = -64,25 \text{ МПа.}$$

$$|\sigma_{\text{нп}}^n| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 k_n} R_2^n,$$

$$|-64,25| \leq 0,864 \cdot \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385,$$

$$64,25 \leq 220,03$$

$$\sigma_{\text{кн}}^n \leq \frac{m}{0,9k_n} \cdot R_2^n$$

$$113,3 \leq \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385$$

$$113,3 \leq 256,6$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

#### **4. Мероприятия проведения работ по проверки системы обнаружения утечек**

##### **4.1 Подготовительные работы**

1. Подготовить:
  - отборное устройство - 1 шт.;
  - АКН – 1шт.
  - пожарный автомобиль – 1 шт.
2. На используемые материалы и оборудование иметь сертификаты и паспорта.
3. Подготовить технику, задействованную при работе, инструменты из искробезопасного материала, приспособления. Проверить сроки испытаний приспособлений и аттестацию персонала занятого на работах, наличие паспортов на применяемые приспособления и технику. АКН должны быть пригодны к заполнению и перевозке соответствующего вида нефти, обеспечивать сохранность количества и качества нефти в соответствии с ТР ТС 013/2011 [2], НД. ПТТиСТ филиала ОСТ обеспечивает проведение предварительной пропарки внутренней полости АКН, использованных ранее для перевозки нефти.
4. Проверяется готовность аварийной бригады, работоспособность механизмов.
5. Перед выпуском транспортного средства до места проведения работ лицу, ответственному за выход техники, провести инструктаж по особенностям маршрута движения техники в охранной зоне МН лицам, выполняющим управление транспортными средствами, с записью в журнале инструктажей и путевом листе транспортного средства (для тяжелых механизмов).
6. Начальнику ЛАЭС определить движение по вдольтрассовым дорогам к месту производства работ, подготовить площадки для стоянки техники.

7. Начальнику ЛАЭС оформить на подготовительные и основные работы и представить на утверждение за сутки наряды допуски. Обеспечить на месте производства работ копию утвержденного ППР (лиц участвующих в проведении работ ознакомить с ППР под роспись).
8. Провести ревизию используемого вантуза для проверки СОУ.
9. Установить и опробовать радиосвязь места производства работ с оператором Мариинской НПС. Начальнику ЛАЭС для обеспечения устойчивой связи с места производства при необходимости за пять дней оформить в письменном виде заявку на организацию связи на время производства работ и направить в местный узел связи ПТУС. Проверить (обеспечить) у ответственных за производства работ наличие переносных радиостанции. Организовать дежурство на время производства работ.
10. Подготовить площадку для АКН.  
Установить АКН на подготовленную площадку. Выставить пожарный автомобиль на расстоянии 30 м от ёмкости, первичные средства пожаротушения (ПСП) в 5 м от места проведения работ (котлована) на 167км.
11. Дать телефонограмму диспетчеру НРНУ о готовности к производству работ.

## 4.2 Основные работы СОУ

- Начальник ЛАЭС перед проведением технологических операций согласовывает приём и учёт нефти в объёме, необходимом для проверки СОУ (согласно ПМИ).
- Перед началом работы, в ходе работ каждые 30 мин, после перерыва производить анализ воздушной среды на наличие паров нефти.
- Перед проведением проверки снять сферическую заглушку с вентуза.
- К вентузу закрепить отборное устройство.
- Заземлить АКН с помощью заземляющего устройства.
- Закрепить шланг на фланце отборного устройства, другой конец шланга соединить с АКН.
- Закрывать шаровой кран отборного устройства.
- Открыть задвижку вентуза.
- Произвести имитацию утечки путём открытия шарового крана отборного устройства на время, необходимое для слива нефти в объёме, согласно план-графика испытания СОУ и программы и методики испытаний СОУ
- После проведения работ по имитации утечки закрыть задвижку вентуза.
- Закрывать шаровой кран отборного устройства, снять шланг.
- После опорожнения отборного устройства и шланга отсоединить шланг от фланца отборного устройства и снять отборное устройство с вентуза.
- После проведения проверки установить сферическую заглушку на вентуз.
- Доложить оператору Мариинской НПС об окончании работ.

согласно таблице 1:

Таблица 1

№	Тип утечки	Действие персонала ЛАЭС
1.	Мгновенное начало утечки	Максимально резким движением руки приводной рычаг шарового крана поворачивается на угол $\Delta\omega$ (из положения «закрыто» в положение, обеспечивающее перепад на шайбе $4 \text{ кгс/см}^2$ ), через 15 секунд таким же резким движением кран закрывается в положение «закрыто».
2.	Быстрое начало утечки	Шаровой кран из положения «закрыто» в положение, обеспечивающее перепад на шайбе $=4 \text{ кгс/см}^2$ , открывается равномерным поворотом приводного рычага в течении 4

		секунд с угловой скоростью $\omega = \Delta\omega/4$ град/с до открытия на угол $\Delta\omega$ и удерживается в положении «открыто» на угол $\Delta\omega$ в течении 15 секунд, а затем быстро закрывается.
--	--	---

**П р и м е ч а н и я:**

1. Время проведения испытаний определяется по формуле  $\Delta T = T_2 - T_1$  (в секундах), где:
  - $T_2$  – время окончания имитации утечки (момент закрытия шарового крана из положения «открыто на угол  $\Delta\omega$ » в положение «закрыто» - момент остановки секундомера;
  - $T_1$  – время начала имитации утечки (момент начала поворота приводного рычага шарового крана из положения «закрыто» в положение «открыто на угол  $\Delta\omega$ » - момент включения секундомера).
2.  $\Delta\omega$  - максимальный угол поворота рычага шарового крана (индивидуальное значение для каждой дроссельной шайбы - диафрагмы).

После каждого режима связаться с оператором и диспетчером, администратором ЕСДУ, представителем СБ с целью выявления изменения в показаниях ЕСДКУ.

После проведения работ по имитации утечки закрыть задвижку вантуза и дренажный вентиль.

Открыть шаровой кран отборного устройства.

Снять манометр и открыть дренажный вентиль для слива остатка нефти в ёмкость.

После опорожнения отборного устройства и шланга отсоединить шланг от фланца отборного устройства и снять отборное устройство со стояка.

Доложить диспетчеру об окончании работ.

### **4.3 Общие требования безопасности**

Подготовительные и основные работы проводить в соответствии:

РД-13.110.00-КТН-031-18 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть".

ОР-13.100.00-КТН-0332-21 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных работ и работ повышенной опасности на объектах организаций системы "Транснефть".

ОР-13.040.00-КНТ-0353-22 «Контроль воздушной среды на объектах на объектах организаций системы "Транснефть"»

И-13.100.00-ТЗС-0113-20 Инструкция по организации контроля воздушной среды на объектах АО "Транснефть-Западная Сибирь";



И-13.100.00-ТЗС-0111-20 "Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на объектах АО "Транснефть – Западная Сибирь";

РД-13.220.00-КТН-0243-20 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы "Транснефть".

И-13.100.00-ТЗС-0110-20 "Инструкция по организации безопасного проведения работ повышенной опасности на объектах АО "Транснефть-Западная Сибирь";

ИОТВ-58-2021 «Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим»

ИОТВ-73-2021 "Инструкция по охране труда при передвижении техники в охранной зоне магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода)";

1.1. Перед началом производства работ начальник НПС (ЛПДС) или лицо, его замещающее, назначенное приказом обязан выдать наряд-допуск на проведение работ. Ответственный за проведение работ должен 1) Запретить нахождение в месте производства работ лиц, не связанных с выполнением данной работы 2) Проверить наличие у работников спецодежды из огнестойких тканей или тканей с огнезащитной пропиткой 3) Запретить выполнение работ рабочими в СИЗ, не соответствующих выполняемому виду работ. Опасная зона места производства работ силами бригады должна быть огорожена сигнальной лентой, выставлены предупредительные знаки.

1.2. Ответственные за проведение работ должны обеспечить проведение отбора проб газоанализатором АНТ-3М перед выполнением мероприятий по подготовке к проведению огневых и газоопасных работ; после выполнения мероприятий по подготовке к проведению огневых и газоопасных работ; непосредственно перед началом работ; в течение всего времени выполнения работ с периодичностью не реже одного раза в 30 минут; после каждого перерыва в работе; после окончания работ; по первому требованию лица, ответственного за организацию и безопасное производство работ; лица, ответственного за проведение работ; представителя пожарной охраны, службы охраны труда, промышленной безопасности или исполнителей работ.

1.3. Ответственные за проведение работ должны обеспечить на весь период времени проведения газоопасных работ применение и использование индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов. Запрещено выполнение работ без индивидуального газоанализатора-сигнализатора. При увеличении загазованности до 300 мг/м<sup>3</sup> (по показаниям индикатора либо срабатыванием газоанализатора-сигнализатора) применять в работе СИЗОД, при увеличении загазованности до 2100мг/м<sup>3</sup> (по показаниям индикатора либо срабатыванием газоанализатора-сигнализатора) покинуть место проведения работ.

1.4. Ответственные за проведение работ при проведении газоопасных работ должны обеспечить применение работниками индивидуальных газосигнализаторов.

Перед началом газоопасных работ провести проверку наличия и исправности индивидуальных газоанализаторов у каждого исполнителя работ включая страхующих, с отметкой в приложении к наряду-допуску;

При выполнении газоопасных работ постоянно контролировать применение каждым исполнителем работ индивидуальных газоанализаторов и их функционирования.

При срабатывании световой, звуковой индикации газосигнализатора:

– медленная сирена, медленное мигание, включение вибрирующей сигнализации – работники должны немедленно покинуть опасную зону, рабочее место, либо в зависимости от выполняемых работ продолжить работы с применением шланговых противогазов;

– быстрая сирена, быстрое поочередное мигание, включение вибрирующей сигнализации – работники должны немедленно покинуть опасную зону, рабочее место, сообщить лицу, ответственному за проведение работ и членам бригады. принять меры к устранению причин загазованности. Работы продолжить только после устранения причины загазованности по распоряжению лица, ответственного за проведение работ.

К выполнению работ по отбору и анализу проб воздушной среды с применением переносных газоанализаторов допускаются работники старше 18 лет: не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья к выполнению работ с применением изолирующих средств индивидуальной защиты органов дыхания и средств индивидуальной защиты органов дыхания, фильтрующих с полной лицевой частью; обученные на курсах целевого назначения по программе «Методика контроля воздушной среды на объектах МТ», прошедшие проверку знаний в комиссии учебного центра и имеющие удостоверения соответствующего образца; назначенные приказом по филиалу.

1.5. Все работы производить в спец. одежде из огнестойких тканей или тканей с огнезащитной пропиткой, спец. обуви и защитных касках с использованием индивидуальных средств защиты согласно табелю оснащения аварийных бригад; Запретить выполнение работ рабочими в СИЗ, не соответствующих выполняемому виду работ.

1.6 Ответственные за проведение работ должны силами бригад огородить сигнальной лентой в радиусе 20 метров место производства работ, обозначить в пределах охранной зоны знаками безопасности.

1.7. Ответственный за проведение работ должен обеспечить на месте производства в постоянной боевой готовности пожарную автоцистерну (с емкостями для воды не менее 2 м<sup>3</sup> и пенообразователя не менее 0,15 м<sup>3</sup> и

номинальной подачей насосной установки не менее 40 дм<sup>3</sup>/с (40 л/с)) или пожарную автоцистерну с номинальной подачей насосной установки 70 или 100 дм<sup>3</sup>/с (70 или 100 л/с); Кошма или противопожарное полотно размером 2х2 – 2 шт. или 1,5х2,0 м. – 3 шт.

На месте проведения работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения: переносные огнетушители ОП-9, ОП-10, ОВЭ-4, ОВЭ-5 – не менее 10 шт. любого типа; огнетушители ОП-35, ОП-50, ОП-70, ОП-100, ОВЭ-40, ОВЭ-50 – не менее 2 шт. любого типа; покрывало для изоляции очага возгорания 2×2 м – 2 шт. или 1,5×2,0 м – 3 шт.;

От пожарной автоцистерны должна быть проложена магистральная рукавная линия с присоединенными разветвлениями, рабочими линиями с пеногенераторами и обеспечением маневра пеногенераторов по всей площади места производства работ. На каждой единице техники должны быть обязательно установлены искрогасители на выхлопные трубы.

В целях недопущения выполнения персоналом газоопасных работ без использования индивидуальных газосигнализаторов организовать наличие в местах проведения работ резерва не менее 20% индивидуальных газосигнализаторов (от максимального количества работников, принимающих участие в газоопасных работах, включая страхующих).

Не допускать коммутацию электрических соединителей «ВИЛКА-РОЗЕТКА» во взрывоопасных зонах

#### **4.4 Работы по отбору нефти в вантуз**

Перед началом производства работ начальник НПС (ЛПДС) или лицо, его замещающее, назначенное приказом обязан выдать наряд-допуск на проведение газоопасных работ. Ответственный за проведение работ должен 1) Запретить нахождение в месте производства работ лиц, не связанных с выполнением данной работы 2) Проверить наличие у работников спецодежды из огнестойких тканей или тканей с огнезащитной пропиткой 3) Запретить выполнение работ рабочими в СИЗ, не соответствующих выполняемому виду работ.

2. Ответственные за проведение работ должны силами бригад огородить сигнальной лентой в радиусе 20 метров место производства работ, обозначить в пределах охранной зоны знаками безопасности.

3. Ответственные за проведение работ должны обеспечить проведение отбора проб газоанализатором АНТ-3М непосредственно перед началом работ; в течение всего времени выполнения работ с периодичностью не реже одного раза в 30 минут; после каждого перерыва в работе; после окончания работ; по первому требованию

лица, ответственного за организацию и безопасное производство работ; лица, ответственного за проведение работ; представителя пожарной охраны, службы охраны труда, промышленной безопасности или исполнителей работ согласно Схеме № 8-1.

Ответственные за проведение работ должны обеспечить на весь период времени проведения газоопасных работ применение и использование индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов. Запрещено выполнение работ без индивидуального газоанализатора-сигнализатора. При увеличении загазованности до 300 мг/м<sup>3</sup> (по показаниям индикатора либо срабатыванием газоанализатора-сигнализатора) применять в работе СИЗОД, при увеличении загазованности до 2100 мг/м<sup>3</sup> (по показаниям индикатора либо срабатыванием газоанализатора-сигнализатора) покинуть место проведения работ.

Ответственные за проведение работ при проведении газоопасных работ должны обеспечить применение работниками индивидуальных газосигнализаторов.

Перед началом газоопасных работ провести проверку наличия и исправности индивидуальных газоанализаторов у каждого исполнителя работ включая страхующих, с отметкой в приложении к наряду-допуску;

При выполнении газоопасных работ постоянно контролировать применение каждым исполнителем работ индивидуальных газоанализаторов и их функционирования.

При срабатывании световой, звуковой индикации газосигнализатора:

– медленная сирена, медленное мигание, включение вибрирующей сигнализации – работники должны немедленно покинуть опасную зону, рабочее место, либо в зависимости от выполняемых работ продолжить работы с применением шланговых противогазов;

– быстрая сирена, быстрое поочередное мигание, включение вибрирующей сигнализации – работники должны немедленно покинуть опасную зону, рабочее место, сообщить лицу, ответственному за проведение работ и членам бригады. принять меры к устранению причин загазованности. Работы продолжить только после устранения причины загазованности по распоряжению лица, ответственного за проведение работ.

К выполнению работ по отбору и анализу проб воздушной среды с применением переносных газоанализаторов допускаются работники старше 18 лет: не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья к выполнению работ с применением изолирующих средств индивидуальной защиты органов дыхания и средств индивидуальной защиты органов дыхания, фильтрующих с полной лицевой частью; обученные на курсах целевого назначения по программе «Методика контроля воздушной среды на объектах МТ», прошедшие проверку знаний в комиссии учебного центра и имеющие удостоверения соответствующего образца; назначенные приказом по филиалу.

4. Перед началом работы провести проветривание колодца в течении 15 мин. работы в колодцах производятся при наличии у рабочих шланговых противогазов (у исполнителя и обоих страхующих), страховочных систем с крестообразными ляжками и страховочными стропами (капроновыми, веревочными и т.д.) длина страховочного стропа должна обеспечивать доступ к рабочей зоне в колодце и не менее 3 м на поверхности для страхующих. Использование фильтрующих противогазов запрещается.

Страховочная система должна иметь наплечные ремни с кольцом на их пересечении со стороны спины для крепления страховочного стропа. Использование без ляжочных предохранительных поясов запрещено ввиду риска травмирования.

Страхующие ведущие наблюдение за работающим внутри колодца должны располагаться с наветренной стороны колодца.

Оба из страхующих при производстве работ в колодце должен иметь противогаз в положении наготове.

Все исполнители работ должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

Срок единовременного пребывания работающего в шланговом противогазе определяется нарядом-допуском, но не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин.

Перед выполнением каждой газоопасной работы противогазы и шланги должны проверяться на герметичность.

Работники и специалисты, выполняющие работы в колодцах, должны использовать обувь без стальных подковок и гвоздей.

Вокруг колодца должно быть выставлено ограждение из сигнальной ленты, а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Спуск и выполнение работ в колодце, уровень воды в котором превышает 200 мм над уровнем пола, при температуре воды выше 50°C не допускается.

При отсутствии стационарных лестниц в колодце допускается использование переносных лестниц. Установленная лестница не должна закрывать свободный проход в оголовке колодца.

При концентрации, превышающей ПДК – 300мг/м<sup>3</sup>, работы необходимо выполнять в шланговых противогазах ПШ-40. Продолжительность пребывания работника в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе не менее 15 мин. Работы допускается проводить при концентрации газов и паров в зоне работ, не превышающей ПДВК, которая

составляет 5 % от величины нижнего концентрационного предела распространения пламени и составляет для паров нефти 2100 мг/м<sup>3</sup>.

Перед выполнением каждой газоопасной работы противогазы и шланги должны проверяться на герметичность.

Работа в колодце без средств защиты органов дыхания может быть разрешена ответственным за безопасное производство работ, если содержание кислорода в колодце составляет не менее 20 %, а содержание вредных паров и газов в колодце не превышает предельно-допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны (для паров нефти не более 300 мг/м<sup>3</sup>).

5. Цистерна АКН-10 оборудуется заземляющими средствами: заземляющим клином с металлическим тросом и шнуром заземления с вилкой, заземляющей цепью. Перед началом работ заземлить передвижную ёмкость с помощью передвижного заземляющего устройства (на передвижной ёмкости должен быть приварен болт диаметром не менее 8мм для подключения заземляющего устройства; сопротивление заземления должен быть не более 100 Ом).

6. При производстве работ по отбору нефти из трубопровода МН линейному трубопроводчику:

- на вантуз установить устройство для отбора нефти со шлангом, свободный конец шланга вывести в бочку АКН, надежно закрепить;
- сообщить о готовности начальнику ЛАЭС.

7. Начальнику ЛАЭС исключить (запретить) нахождение людей вблизи места выхода воздуха (газов) из шланга АКН;

8. Начальнику (мастеру) ЛАЭС выставить наблюдающих – трубопроводчиков линейных ЛАЭС (не менее 2 человек), которые должны находиться в зоне чистого воздуха;

9. В процессе заполнения емкости водителю АКН следует постоянно вести наблюдение за уровнем нефти. Заполнение производится только на 90 % емкости;

10. Нефть и нефтепродукты необходимо наливать в емкость таким образом, чтобы не допустить их разбрызгивания и распыления, не допускать падающей струи.

11. При заполнении емкости нефтью запрещается использование насоса.

12. Трубопроводчики линейные ЛАЭС должны подготовить к работе инструмент и приспособления, расположить их в удобном и безопасном для пользования порядке и убедиться в том, что они исправны и соответствуют требованиям безопасности. Весь слесарный инструмент, предназначенный для работы в газоопасной среде, должен быть в омеднённом исполнении, во

избежание искрообразования во время работы. После проверки все неисправные инструменты следует заменить.

13. Работники и специалисты, выполняющие работы в колодцах, должны использовать обувь без стальных подковок и гвоздей.

14. Вокруг колодца должно быть выставлено ограждение из сигнальной ленты, а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

15. При наличии в колодцах нефтепродукта его необходимо удалить.

16. Для освещения места работ, проводимых в колодцах, заглубленных камерах управления задвижками, где отсутствует стационарное освещение, разрешается применять только светильники во взрывобезопасном исполнении напряжением не более 12 В или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны). Радиотелефоны (переносные средства связи, используемые в пределах взрывоопасных зон) должны быть исполнения не ниже 1 Ех I II А ТЗ (искробезопасная электрическая цепь) и иметь на корпусе соответствующую маркировку взрывозащиты.

17. Крышки колодцев должны открываться специальными крюками, изготовленными из материала, не дающего искр при ударе. Запрещается открывать крышки руками.

18. Перед спуском в колодец необходимо убедиться в возможности быстрой и беспрепятственной эвакуации работника из колодца. При выявлении отклонений принять необходимые меры для обеспечения эвакуации.

19. Запрещается при спуске (подъеме) и выполнении работ в колодце наваливаться и вставать на запорную арматуру, вантузные патрубки и импульсные трубки.

20. При спуске в емкость или подъеме из нее руки работника должны быть свободны. Инструменты и материалы, необходимые для работы, должны спускаться в емкость в сумке или инструментальном ящике после спуска работника в колодец. Условия безопасного спуска инструмента и материалов в емкость должны быть оговорены в наряде-допуске.

21. Запрещается спуск персонала в колодец при не полностью открытой крышке люка, при наличии разрушений кирпичной кладки стенок, приведших к сужению сечения колодца.

22. Если находящиеся наверху страхующие заметят, что работник, опустившийся в колодец, почувствовал себя плохо или потерял сознание, они должны, не спускаясь сами, при помощи страховочного каната поднять работника на поверхность.

23. Приступать к работам только после получения разрешения на это ответственного за проведение работ.

24. Если во время работ будет замечено появление газа, ответственный за проведение работ, должен прекратить работы, вывести из опасной зоны людей и сообщить об этом ответственному за организацию и безопасное производство.

25. При необходимости временного отсутствия ответственного за проведение работ члены бригады выводятся с места работы, им запрещено приступать к работам до его возвращения.

26. Шланговые противогазы у исполнителя работ и наблюдающих должны быть в положении «наготове». Забор воздуха для противогаза следует осуществлять с наветренной стороны из зоны чистого воздуха.

27. Перед демонтажем сферической заглушки проверить полноту закрытия вантуза на раскачиваемом участке нефтепровода.

28. Наконечники напорно-всасывающих рукавов должны быть изготовлены из меди или других не искрообразующих материалов.

29. Рукава для закачки нефти должны быть испытаны опрессовочным агрегатом перед началом проведения работ. Для этого произвести заполнение линии жидкостью (в летнее время вода, в зимнее время года при отрицательных температурах - незамерзающая жидкость). Произвести гидроиспытания рукава на давление максимально допустимое на входе насоса (6,3 МПа). Время выдержки рукава под испытательным давлением не менее 1 часа.

30. До начала слива нефти в резервуары, сборно-разборные емкости необходимо установить перемычки из гибкого медного кабеля сечением 16 мм<sup>2</sup> между ними и нефтесборщиком. Запрещается слив нефти падающей струей (Схема 8-2).



Места установки техники могут изменяться исходя из направления ветра и порядка выполнения технологических операций, с соблюдением безопасных расстояний.

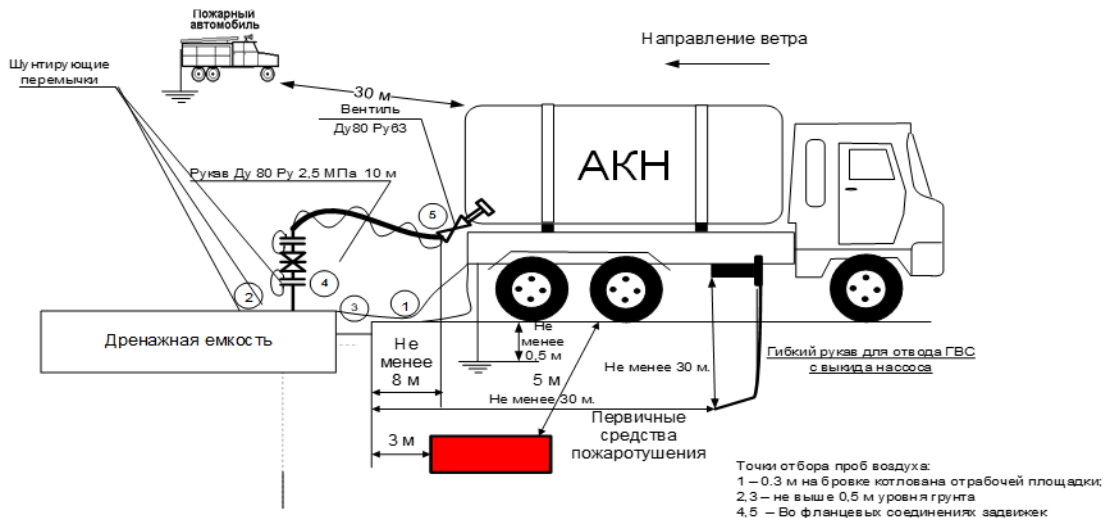


Схема 8.1

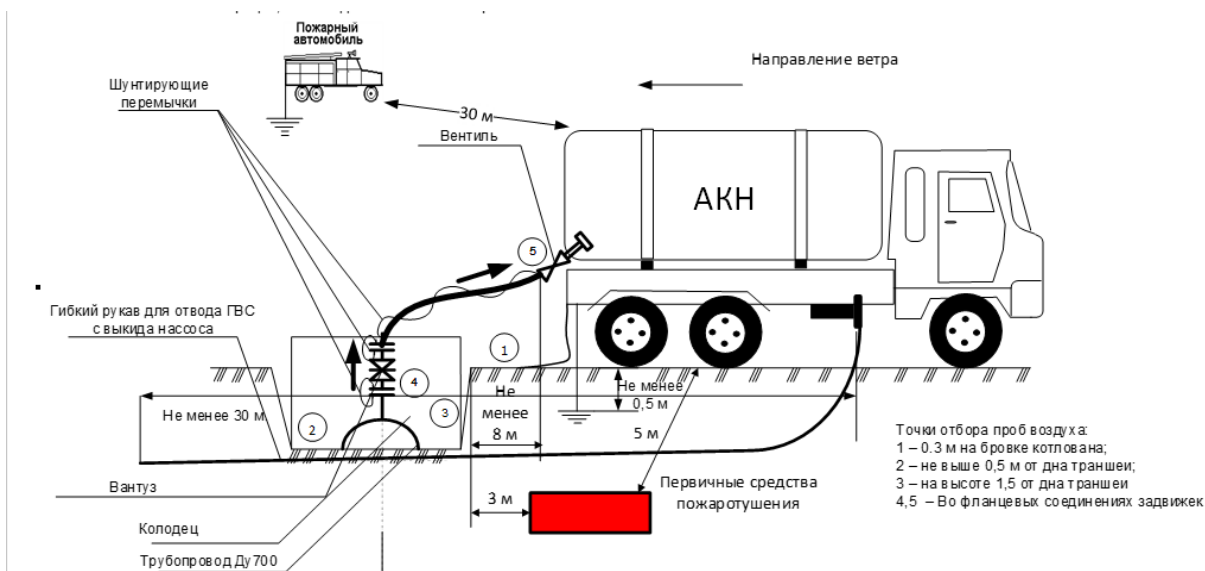


Схема 8.2

#### 4.5 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении имитации утечек на защищаемом участке МН.

- Пожарная безопасность при проведении аварийно-ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части МТ должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой с запасом огнетушащих веществ.

- При размещении пожарной автоцистерны для обеспечения пожарной безопасности в местах выполнения ремонтных работ, она должна быть установлена на расстоянии не менее 30 м. от места производства работ. Перед началом работ необходимо:

- провести боевое развертывание с подключением к водопроводу (на линейной части – при наличии возможности) и прокладкой рукавной линии с пеногенератором/стволом к месту проведения работ;

- проверить подачу пены и ее качество (в условиях отрицательных температур рукавную линию и пеногенератор/ствол после проверки необходимо заменить на сухие);

- разместить ствольщика у пеногенератора/ствола (на все время производства работ).

- При проведении ремонтных работ в местах, недоступных для проезда пожарных автомобилей (горы, болота и т. п.), а также при работах, не связанных со вскрытием полости трубопровода, откачкой нефти/нефтепродуктов и в других, предусмотренных нормативными документами случаях, по согласованию с ОПБ, вместо пожарных автоцистерн на месте производства работ необходимо разместить следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушителями ОП-35, ОП-50, ОВЭ-40, ОВЭ-50 – не менее 2 шт. любого типа;

- огнетушителями ОП-5, ОВЭ-5 – не менее 2 шт. любого типа;

- ящик с песком объемом 1 м<sup>3</sup> – 1 шт.;

- два ведра, две лопаты;

- покрывало для изоляции очага возгорания 2×2 м – 2 шт. или 1,5×2,0 м – 3 шт.

- Для обеспечения пожарной безопасности при откачке нефти/нефтепродуктов из отключенного участка МТ в месте установки АКН (на расстоянии не ближе 30 м.) должна находиться пожарная автоцистерна с боевым расчетом.

- В состав боевого расчета должно входить не менее трех человек – водителя пожарной автоцистерны и пожарных и/или членов ДПД из состава бригады исполнителей работ.

- Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарный автомобиль (мотопомпа, прицеп) должен быть установлен на расстоянии не ближе 30 м. от места производства работ, проложены пожарные рукава, присоединены пожарные стволы или пеногенераторы, а также произведена проверка подачи огнетушащих веществ и их качества.

- На пожарной автоцистерне, установленной в местах откачки и производства основных работ, включается стояночная тормозная система, устанавливаются и фиксируются противооткатные упоры.

- Водитель пожарной автоцистерны должен постоянно находиться у пульта управления пожарным насосом, боевой расчет (пожарные) – возле пеногенераторов (пожарных стволов) и действовать по команде ответственного за проведение работ.

- Боевой расчет, ствол/пеногенератор и рукавная линия, заполненная раствором пенообразователя (в летнее время) должны находиться на расстоянии 15 м от места производства работ, насосных установок и трубопроводов откачки.

- При отрицательной температуре воздуха вода и пенообразователь в цистерне должны подогреваться пожаробезопасным способом для предотвращения их замерзания.

- Расстановка мобильных средств пожаротушения у мест проведения работ должна обеспечивать возможность подачи огнетушащих веществ к возможному очагу пожара в течение не более 1 мин.

- Приказом по эксплуатирующей или подрядной организации из числа работающих должен быть создан боевой расчет с распределением обязанностей согласно утвержденному табелю.

- На месте проведения работ (на расстоянии не более 5 м. от края траншеи (котлована)) должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- а) огнетушители в соответствии с одним из следующих вариантов:
- огнетушители ОП-9, ОП-10, ОВЭ-4, ОВЭ-5 – не менее 10 шт. любого типа;
  - огнетушители ОП-35, ОП-50, ОП-70, ОП-100, ОВЭ-40, ОВЭ-50 – не менее 2 шт. любого типа;
- б) покрывало для изоляции очага возгорания 2×2 м – 2 шт. или 1,5×2,0 м – 3 шт.;
- Нефтеборщик вакуумный типа АКН должен быть обеспечен следующими первичными средствами пожаротушения:
- огнетушители ОП-6/ОВЭ-4 – не менее 2 шт. любого типа;
  - ящик с песком массой не менее 25 кг;
  - совковая лопата;
  - покрывало для изоляции очага возгорания размером не менее чем 2х2 м. – 1 шт., или покрывало размером 2,0х1,5 м. – 2 шт.
- Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями любого типа от ОП-4 до ОП-9 или ОВЭ-5 (каждая единица техники).
  - Автобусы и грузовые автомобили, строительная техника (тракторы, бульдозеры, экскаваторы и т.п.) должны быть оснащены не менее чем двумя огнетушителями ОП-5/ОВЭ-5 (любого типа).
  - Транспортные средства, предназначенные для перевозки опасных грузов (по Европейскому соглашению), должны быть оснащены огнетушителями в соответствии с п. А.22 РД-13.220.00-КТН-0243-20.
  - Огнетушители (в том числе на самоходной технике, сварочных агрегатах, компрессорах и т.д.) следует располагать таким образом, чтобы они были защищены от воздействия климатических факторов: прямых солнечных лучей, тепловых потоков, механических воздействий и др. (во избежание снижения эксплуатационной надежности).

- Все средства пожаротушения должны быть исправны и находиться в полной готовности в течение всего периода производства работ. Работники должны уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

## **5 Повышение эффективности технических обслуживаний подводного перехода.**

Критический анализ существующих технологий и применяемого оборудования важен при выборе оптимальной варианта для технического обслуживания подводных переходов. Рассмотрим основные технологии и оборудование, используемые при проведении работ по техническому обслуживанию подводных переходов.

### **1. Работы по очистке и обслуживанию подводной части конструкций**

Для очистки и обслуживания подводной части конструкций могут использоваться различные технологии и оборудование.

- **Дайверы**

Очистка и обслуживание подводной части конструкций может проводиться дайверами вручную с помощью специального оборудования. Однако, эта технология является трудоемкой и опасной для здоровья дайверов.

- **Роботы**

В качестве альтернативы использованию дайверов, можно применять робототехнические комплексы для очистки и обслуживания подводной части конструкций. Данные комплексы оснащены камерами и различными манипуляторами, что позволяет осуществлять работу удаленно и в безопасных условиях. Однако, стоимость такого оборудования и необходимость подготовки персонала может быть высокой.

### **2. Работы по обслуживанию систем безопасности**

Обслуживание систем безопасности подводных переходов также требует использования специализированного оборудования.

- Гидроакустические системы

Для обнаружения и локализации утечек газа или жидкости из систем безопасности могут использоваться гидроакустические системы. Они позволяют выявлять и локализовать утечки в режиме реального времени. Однако, такое оборудование может быть дорогим и требует высокой уровня квалификации оператора.

- Инфракрасные камеры

Для обнаружения температурных аномалий в системах безопасности могут использоваться инфракрасные камеры. Они позволяют выявлять перегревы и пожароопасные зоны. Однако, высокая стоимость такого оборудования и необходимость квалифицированного персонала могут быть проблемой.

- Работы по контролю коррозии

Коррозия является одной из главных причин преждевременного износа конструкций подводных переходов. Поэтому, контроль коррозии является важной частью технического обслуживания.

- Электрохимические методы

Для контроля коррозии может использоваться электрохимическое оборудование, которое позволяет измерять ток возбужденный коррозией. Однако, это оборудование может быть дорогим и требует высокой квалификации оператора.

- Ультразвуковые методы

Для контроля коррозии также может применяться ультразвуковое оборудование, которое позволяет обнаруживать дефекты и трещины. Однако, стоимость такого оборудования может быть высокой, а результаты могут быть неточными в зависимости от состояния поверхности.

- Работы по замене компонентов и оборудования

В некоторых случаях может потребоваться замена деталей и оборудования на подводных переходах.

- Гидравлические молотки

Для замены стальных элементов на подводных переходах может использоваться гидравлический молоток. Он позволяет быстро и эффективно

разрушать старые конструкции и устанавливать новые. Однако, стоимость такого оборудования может быть высокой, а техническая сложность может требовать высокой квалификации персонала.

- **Минидроны**

Для замены деталей на подводных переходах могут использоваться минидроны, которые оснащены камерами и манипуляторами. Они позволяют совершать работы на высоте до нескольких метров и удобны для работы в условиях, где имеются ограничения по доступу. Однако, стоимость оборудования может быть высокой, а необходимость подготовки персонала требует времени и дополнительных инвестиций.

- **Работы по техническому обслуживанию различных систем**

На подводных переходах могут использоваться различные системы, которые также требуют технического обслуживания.

- **Система вентиляции**

Для обслуживания систем вентиляции могут применяться специальные аппараты, которые позволяют удаленно чистить воздуховоды и фильтры. Однако, стоимость оборудования и его техническая сложность могут быть проблемой.

- **Система электроснабжения**

Для технического обслуживания системы электроснабжения могут применяться генераторы и трансформаторы, которые позволяют обеспечить непрерывное электроснабжение на подводных переходах. Кроме того, могут использоваться специальные инструменты для проверки состояния кабельных линий. Однако, необходимость дорогостоящего оборудования и квалифицированного персонала может быть проблемой.

- **Система охраны**

Для обслуживания системы охраны могут использоваться специализированные приборы для контроля доступа и видеонаблюдения. Кроме того, могут применяться также технологии биометрической идентификации. Однако, это оборудование может быть дорогим и требует квалифицированного персонала для обработки данных.

Таким образом, техническое обслуживание подводных переходов требует применения различных технологий и оборудования. Важно учитывать техническую сложность и стоимость оборудования, а также необходимость квалифицированного персонала для проведения работ.

### **5.1 Рекомендации по совершенствованию работ**

Для совершенствования работ по техническому обслуживанию подводных переходов следует учитывать следующие рекомендации:

1. Улучшение обучения персонала. Сотрудники, выполняющие работы по техническому обслуживанию подводных переходов, должны обладать знаниями и опытом в области подводных работ, использования оборудования и технологий. Проведение регулярных тренингов и повышение квалификации поможет сотрудникам повысить свои знания и навыки, что в свою очередь повысит качество выполняемых работ.
2. Использование новейших технологий и оборудования. Новые технологии и оборудование помогут ускорить и улучшить процесс технического обслуживания подводных переходов. Регулярный мониторинг инноваций и их применение на практике может существенно повысить эффективность работ.
3. Регулярный мониторинг состояния подводных переходов. Регулярные проверки состояния подводных переходов позволят оперативно выявлять проблемы и возможные угрозы. Это поможет оперативно принимать меры и предотвращать возможные аварийные ситуации.
4. Разработка плана предупреждения аварийных ситуаций. Необходимо разработать план предупреждения аварийных ситуаций, который бы определял стратегию действий в случае возникновения непредвиденных ситуаций. Каковы протоколы и процедуры, кто отвечает за их выполнение, как связываться с экстренными службами - все это надо продумать и прописать заранее.



5. Регулярная подготовка и прохождение инспекционных проверок. Регулярный контроль и прохождение инспекционных проверок профильных организаций поможет оперативно выявлять проблемы и доработки технологических процессов, что позволит совершенствовать работу по обслуживанию подводных переходов.

Учитывая вышеперечисленные рекомендации, можно повысить эффективность работ по техническому обслуживанию подводных переходов, уменьшить риски и снизить затраты на ремонт

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Для увеличения пропускной способности нефтепровода один раз в квартал производят внутреннюю очистку трубопровода. Рассчитаем стоимость пропуска одного очистного устройства, который включает:

- оплату труда;
- амортизация техники;
- расходы ГСМ;
- отчисления на социальные нужды.

На данном участке работают две бригады. В бригаду входит два трубопроводчика линейного, лицо ответственное за производство работ и водитель.

Таблица 6.1- Месячный фонд оплаты труда каждой из бригад составит:

Должность	Оклад,руб.	Премия 70%	Итого с премией	Районный коэффициент, .50	Сев. ерный коэффициент, 50	Всего ФОТ	Отчисления 30	Зарботная плата
Мастер	22300	15610	37910	18955	18955	75820	22746	98566
Трубопроводчик линейный 5 разряда	16250	11375	27625	13812,5	13812,5	55250	16575	71825
Трубопроводчик линейный 5 разряда	16250	11375	27625	13812,5	13812,5	55250	16575	71825

Водитель автомобиля УАЗ	16900	11830	28730	14365	14365	57460	17238	74698
Водитель автомобиля КАМАЗ- манипулятор	17400	12180	29580	14790	14790	59160	17748	76908
Всего:	89100	62370	151470	75735	75735	302940	90882	393822

Таким образом, всего месячный фонд оплаты труда двух бригад составит:

$393822 \text{ руб.} * 2 = 787644 \text{ руб.}$

На этом объекте бригады работают 4 раза в год, т.е. 1 раз в квартал .

Годовой фонд оплаты труда составит:  $787644 \text{ руб.} * 4 \text{ мес.} = 3150576 \text{ руб.}$

Производим расчет затрат на ГСМ, заносим в таблицу 6.2

Таблица 6.2- Расчет затрат на ГСМ

Марка автомобиля	Марка топлива	Расход топлива, л	Пробег в день, км	Дневной расход, л	Работа дней в месяц	Работа дней в году	Расход ГСМ в году	Цена ГСМ руб. /л.	Стоимость ГСМ в год, руб.
УАЗ	АИ-92	16	50	8	22	88	708	37	26048
Камазманипулятор	Дизельное топливо	28	50	14	22	88	1232	38	46816
Итого:			100						72864

Таблица 6.3- Рассчитываем амортизационные отчисления

Марка	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, % в год	Сумма амортизационных отчислений в год, руб.
УАЗ	200 000	12,5	25 000
КАМАЗ-манипулятор	1 000 000	12,5	125 000
Насос	150 000	10	15 000
Итого:			165 000

Таблица 6.4- Общая сумма затрат за очистку за год

Затраты, расходы	Сумма в год, руб.
Зарплата	2423520
Отчисления	727056
Материальные затраты их них: ГСМ	72864
Амортизация	165000
ИТОГО:	3388440

### *Эффективность очистки нефтепровода*

При эксплуатации трубопровода в его полости накапливаются различные отложения, которые приводят к снижению его пропускной способности и, как следствие, к увеличению затрат на перекачку. Поэтому при снижении пропускной способности до определенной величины, вызванной накоплением отложений, необходимо проводить *очистку нефтепровода*.

Очистка нефтепроводов от отложений — залог долгой службы всего рабочего механизма. Своевременное осуществление данной процедуры позволяет избавиться от образовавшихся загрязнений на стенках трубопровода.

Если в течении квартала не проводить очистку внутренней полости трубопровода, то пропускная способность уменьшится на 2%, следовательно уменьшится эффективность работы.

По этому целесообразно проводить очистку нефтепровода от отложений для повышения пропускной способности.

### **6.1 Эффективность использования основных фондов**

Для оценки уровня использования основных производственных фондов применяется система показателей.

I. Обобщающие показатели использования ОС:

1. Фондоотдача – показатель выпуска продукции, приходящейся на один рубль среднегодовой стоимости основных производственных фондов:

$$F_0 = \frac{ТП}{F_{с.г}} \quad (6.1)$$

где  $F_0$  – фондоотдача;

$ТП$  – объем товарной продукции, руб.;

$F_{с.г}$  – среднегодовая стоимость основных фондов, руб.

2. Фондоёмкость – величина, обратная фондоотдаче. Она показывает долю стоимости основных производственных фондов, приходящуюся на каждый рубль выпускаемой продукции:

$$F_e = \frac{F_{с.г}}{ТП} \quad (6.2)$$

где  $F_e$  – фондоёмкость.

Фондоотдача должна иметь тенденцию к увеличению, а фондоёмкость – к снижению.

2. Фондовооруженность труда показывает стоимость ОПФ, приходящихся на одного работника:

$$F_B = \frac{F_{с.г}}{Ч_{ППП}} \quad (6.3)$$

где  $F_B$  – фондовооруженность, руб./чел.;  $Ч_{ППП}$

- среднесписочная численность ППП за год.

3. Техническая вооруженность труда ( $F_{в.тех}$ ):

$$F_{в.тех} = \frac{F_{акт}}{Ч_{ППП}} \quad (6.4)$$

где  $F_{акт}$  – среднегодовая стоимость активной части ОПФ.

4. Рентабельность основных средств (фондорентабельность) показывает долю прибыли, приходящуюся на рубль стоимости ОС:

$$R_{oc} = \frac{\Pi}{F_{c.r}} * 100\% \quad (6.5)$$

где  $\Pi$  – прибыль (балансовая или чистая).

6. Критерий эффективности использования ОПФ на предприятии ( $\mathcal{E}_{эф}$ ).

Показывает, сколько процентов прироста производительности труда приходится на 1% прироста фондовооруженности труда:

$$\mathcal{E}_{эф} = \frac{\Delta ПТ}{\Delta F_в} \quad (6.6)$$

где  $D_{ПТ}$  – темп прироста производительности труда за период, %;

$DF_в$  – темп прироста фондовооруженности труда за период, %.

7. Один из коэффициентов, применяемых для анализа финансовой устойчивости — коэффициент обеспеченности собственными средствами.

Он характеризует наличие собственных оборотных средств у предприятия, необходимых для его финансовой устойчивости.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами рассчитывается по следующей формуле:

$K_{occ} = (\text{собственный капитал} + \text{внеоборотные активы}) / (\text{оборотные активы})$ .

Структура баланса предприятия признается неудовлетворительной, а предприятие — неплатежеспособным, если коэффициент обеспеченности собственными средствами на конец отчетного периода имеет значение менее 0,1 (10%) (этот норматив установлен распоряжением Федерального управления по делам о несостоятельности (банкротстве) от 12.09.94 № 56-р).

1. Фондоотдача:

Объём товарной продукции: 15 000 000 руб.

Среднегодовая стоимость основных фондов: 3 000 000 руб.

Фондоотдача:  $15\,000\,000 / 3\,000\,000 \text{ руб.} = 5 \text{ руб.}$

2. Фондоёмкость:

Величина обратная фондоотдаче -  $3\,000\,000 / 15\,000\,000 = 0,2 \text{ руб.}$

3. Фондовооруженность:

Среднесписочная численность работников за год - 80 чел.

Фондовооруженность:  $3\,000\,000 \text{ руб.} / 80 \text{ чел.} = 37\,500 \text{ руб./чел.}$

4. Техническая вооруженность труда:

Среднегодовая стоимость активной части основных производственных фондов: 1 250 000 руб.

Техническая вооруженность труда:  $1\,250\,000 \text{ руб.} / 80 \text{ чел.} = 15\,625 \text{ руб.чел.}$

5. Рентабельность основных средств:

Прибыль предприятия: 2 000 000 руб.

Рентабельность:  $2\,000\,000 \text{ руб.} / 3\,000\,000 \text{ руб.} = 0,67 \text{ руб.}$

6. Критерий эффективности использования ОПФ на предприятии :

Темп прироста производительности труда за год: 15 %,

Темп прироста фондовооруженности труда за период: 12 %,

Критерий:  $15 \% / 12 \% = 1,25$ .

7. Обеспеченность собственными активами .

Собственный капитал - 300 000 руб.

Внеоборотные активы - 150 000 руб.

Оборотные активы - 900 000 руб.

$K_{\text{occ}} = (300\,000 + 150\,000) / 900\,000 \text{ руб.} = 0,5$ .

II. Движение основных средств характеризуется следующими показателями:

1. Коэффициент поступления (ввода)  $K_{\text{вв}}$ :

$$K_{\text{вв}} = \frac{\text{Стоимость вновь поступивших ОС}}{\text{Стоимость ОС на конец периода}}$$

2. Коэффициент обновления  $K_{\text{об}}$ :

$$K_{\text{об}} = \frac{\text{Стоимость новых ОС}}{\text{Стоимость ОС на конец периода}}$$

Этот показатель характеризует степень технического прогресса ОФ за определенный период.

3. Коэффициент выбытия  $K_{\text{выб}}$ :

$$K_{\text{выб}} = \frac{\text{Стоимость выбывших ОС}}{\text{Стоимость ОС на начало периода}}$$

4. Коэффициент ликвидации  $K_{\text{л}}$ :

$$K_{\text{л}} = \frac{\text{Стоимость ликвидированных ОС}}{\text{Стоимость ОС на начало периода}}$$

5. Коэффициент прироста  $K_{\text{пр}}$ :

$$\text{Стоимость вводимых ОС} - \text{Стоимость выбывших ОС}$$

$$K_{np} = \frac{\text{Стоимость ОС на конец периода}}{\text{Стоимость ОС на конец периода}}$$

6. Коэффициент замены  $K_{зам}$ :

$$K_{зам} = \frac{\text{Стоимость выбывших в результате износа ОС}}{\text{Стоимость вновь поступивших ОС}}$$

7. Коэффициент расширения парка машин и оборудования  $K_{расш}$ :

$$K_{расш} = 1 - K_{зам}$$

Коэффициент поступления ( $K_{вв}$ ):

Стоимость вновь поступивших ОС: 600 000 руб.

Стоимость ОС на конец периода: 3 300 000 руб.

$$K_{вв} = 600\,000 / 3\,300\,000 = 0,18$$

Коэффициент обновления ( $K_{об}$ ):

Стоимость новых ОС: 800 000 руб.

$$K_{об} = 800\,000 / 3\,300\,000 = 0,24$$

Коэффициент выбытия ( $K_{выб}$ ):

Стоимость выбывших ОС: 300 000 руб.

Стоимость ОС на начало года: 3 000 000 руб.

$$K_{выб} = 300\,000 / 3\,000\,000 = 0,1$$

Коэффициент ликвидации ( $K_{л}$ ):

Стоимость ликвидированных ОС: 200 000 руб.

$$K_{л} = 200\,000 / 3\,000\,000 = 0,07$$

Коэффициент прироста ( $K_{пр}$ ):

Стоимость вводимых ОС: 340 000 руб.

$$K_{пр} = (340\,000 - 300\,000) / 3\,300\,000 = 0,012$$

Коэффициент замены ( $K_{зам}$ ):

Стоимость выбывших в результате износа ОС: 180 000 руб.



$$K_{\text{зам}}=180\,000/600\,000=0,3$$

Коэффициент расширения парка машин и оборудования ( $K_{\text{расш}}$ ):

$$K_{\text{расш}}=1-K_{\text{зам}}=1-0,3=0,7$$

III. Техническое состояние ОПФ характеризуется показателями:

1. Коэффициент годности ( $K_{\text{Г}}$ ):

$$K_{\text{Г}} = \frac{\text{Остаточная стоимость ОС}}{\text{Первоначальная стоимость ОС}}$$

2. Коэффициент износа ( $K_{\text{и}}$ ):

$$K_{\text{и}} = \frac{\text{Сумма накопленной амортизации ОС}}{\text{Первоначальная стоимость ОС}}$$

$$K_{\text{Г}} + K_{\text{и}} = 1.$$

Коэффициент годности ( $K_{\text{Г}}$ ):

Остаточная стоимость ОС: 2 500 000 руб.

Первоначальная стоимость ОС: 4 500 000 руб.

$$K_{\text{Г}}=2\,500\,000/4\,500\,000=0,56$$

Коэффициент износа ( $K_{\text{и}}$ ):

Сумма накопленной амортизации ОС: 2 000 000 руб.

$$K_{\text{и}}=2\,000\,000/4\,500\,000=0,44$$

$$K_{\text{Г}}+K_{\text{и}}=0,56+0,44=1$$

Таблица 6.5 Сводная таблица ОПФ

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3

Объём товарной продукции	Руб.	15 000 000
Среднегодовая стоимость основных фондов	Руб.	3 000 000
Среднегодовая численность работников за год	Чел.	80
Среднегодовая стоимость активной части основных производственных фондов	Руб.	1 250 000
Прибыль предприятия	Руб.	2 000 000
Темп прироста производительности труда за год	%	15
Темп прироста фондовооруженности труда за период	%	12
Собственный капитал	Руб.	30 0 000
Внеоборотные активы	Руб.	15 0 000
Оборотные активы	Руб.	90 0 000
Стоимость вновь поступивших ОС	Руб.	60 0 000
Стоимость ОС на конец периода	Руб.	3 300 000

ОС	Стоимость новых	Руб.	80 0 000
выбывших ОС	Стоимость	Руб.	30 0 000
начало года	Стоимость ОС на	Руб.	3 000 000
ликвидированных ОС	Стоимость	Руб.	20 0 000
	1	2	3
вводимых ОС	Стоимость	Руб.	34 0 000
выбывших в результате износа ОС	Стоимость	Руб.	18 0 000
стоимость ОС	Остаточная	Руб.	2 500 000
стоимость ОС	Первоначальная	Руб.	4 500 000
накопленной амортизации ОС	Сумма	Руб.	2 000 000
Фондоотдача		Руб.	5
Фондоёмкость		Руб.	0,2
Фондовооруженность		Руб./ч ел.	37 500
техническая вооруженность труда		Руб.че л.	15 625
Рентабельность основных средств		Руб.	0,6 7

Критерий эффективности использования ОПФ на предприятии	%	5	1,2
Обеспеченность собственными активами	Руб.		0,5
Коэффициент поступления (ввода)	к	8	0,1
Коэффициент обновления	к	4	0,2
Коэффициент выбытия	к		0,1
Коэффициент ликвидации	к	7	0,0
Коэффициент прироста	к	12	0,0
Коэффициент замены	к		0,3
Коэффициент расширения парка машин и оборудования	к		0,7
Коэффициент годности	к	6	0,5
Коэффициент износа	к	4	0,4

Окончание таблицы 6.5

Вывод: Проект не имеет аналогов поэтому возникли ограничения с расчетом сравнительной эффективности проекта



## **7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода. Район работ находится в Кемеровской области, расположен в пределах Западной Сибири. Характер местности равнинный, основная часть территории составляет болотно-лесистая местность.

Все ремонтные работы линейной части нефтепровода ведутся в полевых условиях, что требует обязательного наличия спецтехники. Трасса нефтепровода проходит вдоль автомобильной трассы, что значительно облегчает подъезд техники к ней. Ремонтные работы на сильно заболоченных участках проводятся в зимний период.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на объекте эксплуатации магистрального нефтепровода. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

### **7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **7.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)**

##### **правовые нормы трудового законодательства**

Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года], на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.). Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый; режим труда; режим отдыха; состав бригад).

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количества смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

### **7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Согласно Приказу Минтруда России от 11.12.2020 №883Н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества. При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности

местности проведения работ, количество работников в бригаде, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть оснащены: необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты; средствами пожаротушения; линиями связи; сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. На действующих опасных зонах при производстве должны быть установлены защитные ограждения, не позволяющие работнику без надобности проникнуть в эту зону. В потенциально опасных зонах устанавливаются сигнальные ограждения, знаки безопасности. Проезды, переходы на территории производства не должны быть загромождены, замусорены. Рабочие участки должны быть всегда содержаться в чистоте и порядке, периодически очищаться от мусора, хлама, ненужных для производства объектов.

Находясь на территории производства (санитарно-бытовых помещениях, производственных помещениях участках работ и т.д.), работник, а также представители других организаций обязаны выполнять все требования внутреннего трудового распорядка организации.

По всей территории, рабочие места должны быть обеспечены средствами связи.

Все помещения организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте строительства трубопровода.



соответствии с законодательством РФ работодатель обязан должным образом провести расследование в отношении произошедших несчастных случаев на производстве в порядке. По установленным причинам, должны быть проведены и разработаны мероприятия по предупреждению таких ситуаций производственного травматизма, профзаболеваний.

## **7.2 Производственная безопасность**

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 14 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [14]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе.

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные факторы:				ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.  ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.  ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие
Повышенный уровень шума	+	+	+	
Повышенная загазованность	+	-	+	
Тяжесть и напряженность физического труда	+	+	+	
Опасные факторы:				
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	
оборудования на производстве				
электромагнитных полей;				
Взрыво- и пожароопасность	-	+	+	

				<p>требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.</p> <p>Вредные вещества.</p> <p>Классификация и общие требования безопасности.</p>
--	--	--	--	--

### **Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### 1. Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха, эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать [80 дБА.]

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

борьба с шумом в самом источнике;

борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

наушники; ушные вкладыши

соблюдение режима труда и отдыха.

## 2. Повышенная загазованность воздуха

При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, что может привести к отравлению рабочих.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м<sup>3</sup>), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти [2100 мг/ м<sup>3</sup>.]

Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды.

## 3. Тяжесть и напряженность физического труда

Физические перегрузки организма работающего, связанные с тяжестью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как:

физическая динамическая нагрузка;

масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную;

стереотипные рабочие движения;

статическая нагрузка;

рабочая поза;

наклоны корпуса тела работника;

перемещение в пространстве.

Нервно-психические перегрузки подразделяют:

на умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой;

перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной нагрузкой;

монотонность труда, вызывающая монотонию;

эмоциональные перегрузки.

Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как:

длительность сосредоточенного наблюдения;

активное наблюдение за ходом производственного процесса;

число производственных объектов одновременного наблюдения;

плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в единицу времени;

нагрузка на слуховой анализатор;

нагрузка на голосовой аппарат;

работа с оптическими приборами.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода

Предельно допустимые значения напряжений прикосновение и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000В и частотой 50 ГЦ, приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Предельно допустимые значения напряжений прикосновение и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

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

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

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Работники линейно-эксплуатационной службы подвержены влиянию таких опасных факторов как:

Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей.

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

Таблица 15 - Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме электроустановок напряжением до 1000В и частотой 50 ГЦ. [15]

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях [16]:

при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электробезопасность должна обеспечиваться [16]:

конструкцией электроустановок и архитектурно-планировочными решениями;

организацией технологических процессов;

техническими способами и средствами защиты;

организационными и техническими мероприятиями при производстве работ;

электрозащитными средствами, средствами защиты от электрических и магнитных полей и другими средствами индивидуальной защиты, применяемыми при эксплуатации электроустановок;

организацией технического обслуживания электроустановок.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

Электрический удар;

Электрическая травма;

пробывание в шоковом состоянии;

ожоги;

нервное и эмоциональное расстройство;

смертельный исход.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

инструктаж персонала;

аттестация оборудования;

соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Требования к электротехническому персоналу:

Работники, которые выполняют работы в электроустановках, должны иметь соответствующую характеру работы профессиональную подготовку. При отсутствии такой подготовки данные работники должны до допуска к самостоятельной работе пройти обучение в специализированных центрах подготовки персонала (учебно-тренировочные центры, учебные комбинаты и т.п.).



Профессиональная подготовка работников, повышение их квалификации, проверка знаний и инструктажи должны проводиться в соответствии с требованиями отраслевых и государственных нормативных актов по безопасной работе и охране труда.

Проверка состояния здоровья работников проводится до их приема на работу, а также периодически во время работы в порядке и сроках, предусмотренных Министерством здравоохранения и социального развития РФ. Совмещаемые профессии администрация предприятия обязана указывать в направлении на медосмотр.

До допуска к самостоятельной работе электротехнический персонал должен пройти обучение по приемам освобождения пострадавших от действий электрического тока, оказанию первой медицинской помощи при несчастных случаях.

Персонал, занимающийся обслуживанием электроустановок, обязательно проходит проверку знаний Правил техники безопасности, а также других нормативно-технических документов (инструкций по пожарной безопасности, использованию защитных средств, правил электроустановок и т.п.) в пределах требований, которые предъявляются к каждой определенной профессии и должности. Кроме этого такой персонал должен иметь группу по электробезопасности (приложение №1 к Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденное постановлением №3 Минтруда РФ от 05.01.2001 г. и Приказом №163 Минэнерго РФ от 27.01.2001 г.). Работники должны соблюдать все требования правил и инструкций по охране труда, а также указания, полученные при инструктаже. Прошедшим проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок выдают установленной формы удостоверение (согласно 2,3 приложениям к Правилам), в которое заносятся результаты проверки.

Персонал, имеющий право на проведение специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. К таким работам относят: испытания оборудования повышенным напряжением (кроме работ с использованием мегомметра), верхолазные работы, работы под напряжением на токоведущих

частях (ремонт проводов, обмыв, чистка и замена изоляторов, смазка тросов, контроль измерительной штангой соединительных зажимов и изоляторов). С учетом местных условий перечень специальных работ может быть расширен.

Работник на стажировке или дублировании закрепляется за опытным работником посредством соответствующего распоряжения. К самостоятельной работе он допускается также распоряжением руководителя предприятия.

Любой работник в случае невозможности принятия мер по устранению нарушений настоящих Правил обязан незамедлительно сообщить обо всех замеченных нарушениях и представляющих опасность неисправностях электроустановок, инструмента и т.д. вышестоящему руководителю.

Группа I – это неэлектротехнический персонал. Список профессий и рабочих мест, которые относятся к I группе определяется руководителем организации. Работникам, усвоившим требования по электробезопасности к его производственной деятельности, присваивают I группа с оформлением в журнале (6 приложение к Правилам). I группа присваивается при помощи инструктажа, который завершается проверкой знаний в виде устного опроса и при необходимости проверкой приобретенных навыков электробезопасности и оказания первой помощи при поражении электротоком. IV группа присваивается работником, относящимся к электротехническому персоналу и имеющим III группу, который назначается распоряжением руководителя предприятия.

III группа может быть присвоена только при достижении возраста 18 лет.

При поступлении на работу, при замещении отсутствующего работника или при переводе на другой участок работы работнику при проверке знаний необходимо подтвердить имеющуюся группу применительно к электрооборудованию установки на новом участке.

При переводе работников, которые заняты обслуживанием электроустановок с напряжением менее 1000 В, на работу по обслуживанию установок с напряжением более 1000 В ему присваивается начальная группа выше III.

Специалисты по охране труда и госинспекторы, которые контролируют электроустановки, не относятся ни к электротехнологическому, ни к электротехническому персоналу. Эти специалисты должны иметь IV группу с правом инспектирования. Форма удостоверения приводится в 3 приложении Правил. Общий производственный стаж таких работников должен составлять не менее 3 лет. Инспекторы по энергонадзору и специалисты по охране труда энергоснабжающих предприятий могут иметь V группу.

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

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

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

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;

использование работниками средств индивидуальной защиты;

использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации.

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется [14]

### Пожарная и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - ПА–ТЗ, где ПА – категория смеси, соответствующая промышленным парам нефти, ТЗ – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м<sup>3</sup>. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших возгораний, относятся пожарные краны, огнетушители, ящики сухого песка, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. Производить контроль за состоянием воздушной среды.

Профилактика пожаров – это совокупность превентивных мер, направленных на исключение возможности возникновения пожаров и ограничение их последствий.

Основные задачи пожарной профилактики:

организация и осуществление наблюдения за противопожарным состоянием объекта;

разработка и реализация мер пожарной безопасности;

осуществление контроля за выполнением требований пожарной безопасности;

разработка предложений по предупреждению пожаров;

обучение мерам пожарной безопасности и действиям при пожаре;

проведение противопожарной пропаганды;

контроль за состоянием и работоспособностью систем и средств противопожарной защиты

### **7.3 Экологическая безопасность**

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с [17]

Существенное воздействие на окружающую среду при эксплуатации нефтепровода происходит в результате его разгерметизации. Разгерметизация трубопровода происходит в результате коррозионных процессов, механических повреждений и стихийных бедствий.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы

окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух.

В таблице 17 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Рассматриваемая территория	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы отходами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков н/п, х/р, мусора и т.д.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок
Гидросфера	Загрязнение сточных вод	Мероприятия по охране подземных вод  ГОСТ 17.4.3.04-85
Атмосфера	Выбросы: выхлопные газы, утечка газа на компрессорных станциях и	Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха при эксплуатации

	линейной части,  выбросы вредных веществ при сгорании природного газа	объектов,  являющихся источниками загрязнения атмосферы  СанПиН 2.1.6.1032-01
--	--	--

Таблица 17 – Источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

### **7.3.1 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

Обеспечение экологической безопасности трубопроводов требует глубокой и всесторонней проработки целого комплекса предупредительных природоохранных мероприятий. По возможности, магистральные трубопроводы следует прокладывать в пределах районов с благоприятными инженерно-геологическими условиями.

Газотранспортное предприятие, являясь субъектом природопользователем, т.е. предприятием, которое при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности оказывает или может оказывать негативное воздействие (загрязнение) на качество окружающей природной среды и ее составляющие (атмосферный воздух, воды, почвы, недра), обязано:

осуществлять все виды деятельности с обязательным учетом возможных последствий воздействия на окружающую природную среду;

неукоснительно выполнять комплекс всех необходимых природоохранных мероприятий при эксплуатации объектов;

оснащать технологические процессы и оборудование аппаратурой для контроля уровня их воздействия на окружающую природную среду;

соблюдать установленные и согласованные технологические режимы, обеспечивающие наименьшее воздействие на окружающую природную среду;

обеспечивать надежную и эффективную работу всех очистных сооружений, установок и средств контроля и утилизации отходов;

своевременно представлять необходимую и достоверную информацию об аварийных случаях, предаварийных ситуациях и стихийных бедствиях, и принимаемых мерах по ликвидации их последствий.,

#### **7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Магистральный нефтепровод является опасным производственным объектом, т.к. по нему транспортируется опасное вещество – нефть.

Изучив [18] и [19], можно сделать вывод о том, что чрезвычайные ситуации на нефтепроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам:

паводковые наводнения;

лесные пожары;

террористические акты;

по причинам техногенного характера (аварии) и др. Возможными причинами аварий могут быть:

ошибочные действия персонала при производстве работ;



- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

#### **7.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС**

Перед началом огневых работ проводится важный, подготовительный этап. В ходе его необходимо полностью устранить все препятствия, а также обезопасить окружающую инфраструктуру объекта. Для этого необходима соблюдать некоторые правила пожарной безопасности при проведении огневых работ:

исключение нахождения вблизи участка будущих огневых работ горючих и смазочных материалов. Относится это также к газам и легковоспламеняющимся материалам, которые могут открыто складироваться на объекте;

обеспечение защиты уязвимых сооружений и установок вблизи места проведения огневых работ. Для этих целей будет оправданно использовать специальные щиты из асбеста. Можно задействовать негорючие составы для нанесения их на поверхность защищаемых объектов;

обеспечение места огневых работ спецсредствами (огнетушитель ОП-50

– 2шт., асбестовое полотно 2х1,5 -2шт, ящик с песком – не менее 1,5 м<sup>3</sup>, багор и т.д.). К их числу относят средства индивидуальной защиты, а также устройства для устранения потенциальных, локальных очагов воспламенения.

## Выводы по разделу

В ходе выполнения данного раздела мною была проведена оценка правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, а также производственной и экологической безопасности при проведении исследования магистрального нефтепровода путем проведения внутритрубной диагностики с целью определения технического состояния труб.

Были выделены вредные (повышенный уровень шума, повышенная загазованность воздуха и напряженность физического труда) и опасные производственные факторы (движущие машины и механизмы, поражение электрическим током, взрывопожароопасность), и обоснованы мероприятия по их устранению.

Проанализировав влияния объекта исследования, а, то есть линейной части магистрального нефтепровода на окружающую среду, можно сказать, что основной территорией, которая больше всего подвержена загрязнению, является атмосфера. В свою очередь, мною были рассмотрены мероприятия по защите окружающей среды.

Изучив нормативную документацию, выявила, что главной из возможных ЧС являются пожары. Для обеспечения пожаробезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Ревазов А.М., Соколов И.В. Предотвращение аварийных разливов при порывах нефтепромысловых трубопроводов на подводных переходах в пойменной зоне// Нефтегазовое дело. – 2014. – Т12 - №1. – С.103-108.
2. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов.
3. ОР-75.200.00-КТН-088-12 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.
4. СНиП 2.05.06 – 85 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.
5. Вайншток С.М. Учеб. для вузов: В 2 т. – 2-е сред. изд. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Т.2 – С. 195.
6. Крец В.Г., Шадрина А.В, Антропова Н.А. Учебное пособие: Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Изд. Томский политехнический университет, 2012 – С. 301.
7. Калмацкий М. статья «Все дальше за полярный круг»// Трубопроводный транспорт нефти №7 – 2014 – С. 13-15.
8. Суворова Е статья «Переход через Лену: домыслы и факты»// Трубопроводный транспорт нефти №3 – 2009 – С. 10-12.
9. Wilson N., Taylor F. The Building of Trans Mountain, Canada,s First Oil Pipeline Akross the Rockies. Vancouver, 1954.
10. А. К. Кортунов. Газовая магистраль Канады. - М.: Государственное научно – техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы,1960.

11. Кретов П. статья «Нефтепроводы из Альберты»// Трубопроводный транспорт нефти №6 – 2008 – С. 46-48.
12. Дзарданов О.В. Повышение эффективности сооружения подводных переходов и эксплуатации магистральных
13. ОР – 03.100.50 – КТН – 221 – 10 «Паспорт на линейную часть МН».
- 14.СНиП 23.01 – 99\* Строительная климатология.
- 15.. СНиП 2.01.07-85\* Нагрузки и воздействия
16. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
17. ИОТВ-12-2015 Инструкция по охране труда при обслуживании шиберных задвижек.
18. ИОТВ-32-2015 Инструкция по охране труда при обслуживании клиновых задвижек.
19. ИОТВ-74-2015 Инструкция по охране труда при обслуживании КПП СОД.
20. ИОТП-82-2015 Инструкция обходчика линейного. 21.СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы. 22.СНиП 3 – 42 – 80 Магистральные трубопроводы.
23. ГОСТ 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
24. ВСН 010 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
25. ИОТВ-37-2015 Инструкция по охране труда при ликвидации аварий и повреждений на объектах магистральных нефтепроводов

26. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

27. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.