

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»,  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Повышение эксплуатационной надёжности линейной части магистральных нефтепроводов в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры»

УДК 622.692.4.053:621.646

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Лучина Л.С		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Медведев В.В	Профессор, д.ф-м.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель кафедры ЭПР	Вазим А.А	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель кафедры ЭБЖ	Гуляев М.В.	доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.О Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В	д.т.н, профессор		

Томск – 2017г.

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль  
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»  
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
И.О.Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_  
(Дата)      Бурков П.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б31Г	Лучина Людмила Сергеевна

Тема работы:

«Повышение эксплуатационной надёжности линейной части магистральных нефтепроводов в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры »

Утверждена приказом директора (дата, номер)      № 2844/с от 20.04.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

*Общие сведения об объекте: Линейная часть магистрального нефтепровода  
Местоположение объекта: Ямало-Ненецкий автономный округ Тюменской области*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Краткая характеристика объекта</li> <li>2. Методы повышения эксплуатационной надёжности ЛЧ МН;</li> <li>3. Классификация запорной арматуры</li> <li>4. Усовершенствование существующих конструкций запорной арматуры;</li> <li>5. Гидравлический расчёт запорной арматуры.</li> </ol>
--	---

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Вазим А.А к.э.н, Доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В, Доцент.

<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Медведев В,В			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б31Т	Лучина Людмила Сергеевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
з-2Б31Т	Лучиной Людмиле Сергеевне

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	ТХНГ
<b>Уровень образования</b>	Специалист (Бакалавр)	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<p>1. Анализ экономически выгодного применения запорной арматуры</p>	<p>1. расчет стоимости установки клиновой задвижки 30лс941нд 2. расчёт стоимости модернизированной клиновой задвижки 3. анализ экономического эффекта</p>
<p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p>	<p>1. Затраты на основные машины и механизмы 2. Затраты на ГСМ 3. Материальные затраты. 4. Затраты на оплату труда.</p>
<p>3. Перечень литературы экономической деятельности на предприятии нефтегазовой промышленности</p>	<p>1. А.Ф. Андреев и др. Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности. М.: «Полиграф», 1996 г.; 2. В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарев и др. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности. М.: Нефть и газ, 1998 г.; 3. Л.Г. Злотникова, С.Г. Лопатина. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Ч 2. М.: Нефть и газ, 1997 г.;</p>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

--	--

**Перечень графического материала**

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.17
--	----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
преподаватель кафедры ЭПР	Вазим Андрей Александрович	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б31Т	Лучина Людмила Сергеевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА****«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»****Студенту:**

Группа	ФИО
з-2Б31Т	Лучиной Людмиле Сергеевне

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения:</i>	<i>Объектом исследования в данной работе является линейная часть магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе. Вследствие чего: -Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); -Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала; -Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i>
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Производственная безопасность</i>  <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве линейной части магистрального нефтепровода:</i>	<i>Основные понятия производственной безопасности</i>  <i>Вредные факторы</i>  <i>1. Отклонение параметров микроклимата</i> <i>2.Повышенный уровень шума.</i> <i>3. Повышенный уровень. вибрации.</i> <i>4.Недостаточная освещенность рабочей зоны</i>
---	---

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве линейной части магистрального нефтепровода:	<p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Механические травмы при основных видах работ</li> <li>2. Ожоги при сварке</li> <li>3. Повреждения в результате контакта с насекомыми</li> <li>4. Поражение электрическим током</li> <li>5. Пожаровзрывоопасность</li> </ol> <p>б. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)</p>
2. Экологическая безопасность:	<p>При строительстве магистрального нефтепровода воздействия оказывают объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Строительство магистрального нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>-нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>-загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> </ul>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на линейной части нефтепровода могут возникнуть в результате аварийных ситуаций. Ошибочные действия персонала при производстве работ, производство работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий, факторы внешнего воздействия. Пожары, взрывы.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-74 опасные и вредные производственные факторы классифицируются с образование следующих групп: физические, химические, биологические, психофизиологические.</li> <li>2. ГОСТ 12.0.004–90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.</li> <li>3. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.</li> <li>4. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.</li> <li>5. ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> <li>6. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</li> <li>7. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.</li> <li>8. ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов.</li> </ol>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
преподаватель кафедры ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
з-2БЗ1Т	Лучина Людмила Сергеевна		

**Запланированные результаты обучения по программе бакалавриата  
21.03.01 Нефтегазовое дело**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа \_\_122\_\_ с., \_\_20\_\_ рис., \_\_7\_\_ табл., \_\_18\_\_ источников.

Ключевые слова: Эксплуатационная надёжность, линейная часть, магистральный трубопровод, модернизация, запорная арматура

Объектом исследования являются: Линейная часть магистрального нефтепровода

Цель работы: Разработка рекомендаций по повышению эксплуатационной надёжности линейной части магистрального нефтепровода, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры.

В процессе исследования проводился: Анализ повышения эксплуатационной надёжности магистрального нефтепровода, путём использования усовершенствованных конструкций запорной арматуры

Результаты исследования: Были описаны методы повышения эксплуатационной надёжности линейной части магистрального нефтепровода находящиеся в Ямало-Ненецком автономном округе, на примере нефтепровода Заполярье – Пурпе. Были отмечены наиболее перспективные усовершенствованные конструкции запорной арматуры благодаря которым нефтепровод имеет наиболее долгий срок эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описаны причины, и необходимость модернизации конструкций запорной арматуры

Степень внедрения: Рекомендуемые конструкции запорной арматуры являются перспективными и широко применяются в практике

Область применения: магистральные нефтепроводы.

Экономическая эффективность/значимость работы: Экономический эффект от применения модернизированных конструкций запорной арматуры достигается за счет увеличения межремонтного периода

В будущем планируется разработка других усовершенствованных конструкций запорной арматуры

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Лучина Л,С				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Медведев В,В						9	122
Консульт.	Брусник О,В					ТПУ гр. 3-2Б31Т		
Зав. Каф.	Бурков П,В.							

## Abstract

Final qualifying work is presented on 124pages, contains 10 tables, 1appendix, 83 literature sources.

Keywords: operational reliability, linear object, oil trunk pipeline, modernization, stop valve

The object of the study are: the Linear part of main oil pipeline

Objective: Development of recommendations on increase of operational reliability of the linear part of main oil pipeline, by upgrading existing designs of valves.

In the process studies were conducted: Analysis improve the operational reliability of the main pipeline, through the use of improved designs of valves

The results of the study: the described methods improve the operational reliability of the linear part of main oil pipeline located in Yamalo-Nenets Autonomous district, on the example of the oil pipeline Zapolyarye – Purpe. Was awarded the most promising advanced designs of valves through which the pipeline has the most long term of exploitation

The basic constructive, technological and technical-operational characteristics: describe the causes and necessity of modernization of constructions of valves

Level of implementation: the Recommended design valves are a promising and widely used in practice

Scope of application: oil pipelines.

Economic efficiency and significance of the work: the Economic effect from the use of upgraded designs of valves is achieved by increasing the turnaround time

In the future it is planned to develop other improved designs of valves

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Лучина Л,С</i>				<b>Abstract</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Медведев В,В</i>						10	122
<i>Консульт.</i>	<i>Брусник О,В</i>					<i>ТИУ зр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П,В.</i>							

## Определения

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

**Нефтепровод:** Трубопровод, предназначенный для транспорта нефти.

**Нефтепровод магистральный:** комплекс сооружений для транспортировки нефти от пункта добычи к потребителям (нефтеперерабатывающему заводу или перевалочным нефтебазам)

**Линейный объект:** сети инженерно-технического обеспечения, линии электропередачи, линии связи, трубопроводы, автомобильные дороги, железнодорожные линии. К ним можно причислить также и мосты, туннели, сооружения метро, фуникулеры и т.п., т.е. любые объекты, длина которых значительно превышает их ширину.

**Строительство нефтепровода:** прокладка трубопровода одиночно, либо параллельно с уже действующим магистральным нефтяным трубопроводом.

**Надёжность:** свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

**Трубопроводная арматура (арматура):** Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения, смешивания, фазоразделения) потоком рабочей среды (жидких, газообразных, газожидкостных, порошкообразных, суспензий и т.п.) путем изменения площади проходного сечения.

**Задвижка:** запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока

					Определения и сокращения	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 мм до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4–20МПа и температуре среды до 450°С.

					Определения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## Обозначения и сокращения

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

**ГНПС**– головная нефтеперекачивающая станция;

**ЗВ** – загрязняющие вещества;

**ЛЧ**–линейная часть

**МН**– магистральный нефтепровод;

**МТ**– магистральный трубопровод;

**НПС**–нефтеперекачивающая станция;

**НТД**– нормативно-техническая документация;

**ОТТ**– общие технические требования;

**ПТБ**– правила техники безопасности;

**СИЗ**– средства индивидуальной защиты;

**ТУ**– технические условия;

**УЗА** – узел запорной арматуры;

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## Нормативные ссылки

ГОСТ 27.002-89 «Надёжность в технике»

ГОСТ Р52720 -2007 «Арматура трубопроводная»

РД 39-30-499-80 "Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов"

**РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (взамен ВНТП 2-86)**

СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы»

ГОСТ 12.0.003-74 опасные и вредные производственные факторы классифицируются с образование следующих групп: физические, химические, биологические, психофизиологические.

ГОСТ 12.0.004–90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.

ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов.

					Нормативные ссылки	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Оглавление

Введение.....	18
1.Общая часть .....	20
1.1 Общие сведения о ЛЧ.....	20
1.2 Географическое положение .....	22
1.3 Характеристика климатических условий .....	23
1.4 Строительство магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе.	24
1.5 Уникальные задачи .....	26
2. Анализ методов повышения эксплуатационной надежности .....	29
2.1 Коррозионное состояние металла труб .....	30
2.2 Наличие дефектов стенки трубы .....	31
2.3 Состояние изоляционного покрытия и электрохимической защиты	32
2.4 Глубина заложения трубопровода в грунт .....	33
2.5 Наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН .....	33
2.6 Техническое состояние переходов МН через водные преграда (ППМН), плано-высотное положение трубопровода в русловой части.....	34
2.7 Техническое состояние воздушных переходов.....	34
2.8 Состояние охранных зон .....	35
2.9 Работоспособность и герметичность запорной арматуры.....	35
3.Общие сведения о запорной арматуре .....	36

					Оглавление	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



7. Социальная ответственность .....	96
7.1. Производственная безопасность .....	96
7.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....	97
7.2.1 Отклонение параметров микроклимата .....	97
7.2.2. Повышенный уровень шума .....	98
7.2.3. Повышенные уровни вибрации .....	99
7.2.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	100
7.3. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	101
7.3.1. Механические травмы при основных видах работ .....	101
7.3.2. Ожоги при сварке .....	103
7.3.3. Повреждения в результате контакта с насекомыми .....	103
7.3.4. Поражение электрическим током .....	104
7.3.5. Пожаровзрывоопасность .....	110
7.4. Экологическая безопасность .....	112
7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	115
7.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасност .....	117
Заключение .....	120
Список использованной литературы .....	122

## Введение

Огромная часть территории России находится в районах распределения мерзлоты. Но районы крайнего севера имеют большое значение в экономике нашего государства, так как там содержатся большие запасы полезных ископаемых а в частности нефти и газа.

Транспортирование нефти и нефтепродуктов согласно главным нефтепроводам считается один с наиболее недорогих и экономически доходных методов доставки провианта вплоть до покупателя. Линия главных трубопроводов обладает значительной протяженностью, а присутствие значительного диаметр и значительного давления дает возможность перевозить нефтепродукты в далёкие дистанции за небольшой период времени.

Эксплуатация нефтепроводов сопряжена с крупными рисками аварий, факторами этого считается огромный период эксплуатации трубопровода, что может послужить причиной экологической катастрофы. В связи с значительным износом трубопровода (разрушение, несоблюдение обособленности, несоблюдение геометрии трубы) значительная доля имеющихся нефтепроводов потребует введения новейших технологий ремонтных работ и сервиса.

В целях повышении эксплуатационной надёжности и повышения бесперебойного срока службы магистрального нефтепровода планом предусмотрены усовершенствованные конструкции запорной арматуры, что позволит увеличить срок службы и межремонтный период.

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера. путём модернизации существующих конструкций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Лучина Л,С				<b>Введение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Медведев В,В						18	122
Консульт.	Брусник О,В					<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
Зав. Каф.	Бурков П,В.							

В ВКР представлены усовершенствованные конструкции запорной арматуры. Проанализированы методы повышения эксплуатационной надёжности линейной части магистрального нефтепровода. Проведены расчеты на прочность и устойчивость.

Целью данной работы является:

- Провести литературный обзор по теме квалификационной работы;
- Дать характеристику объекта производства работ, физико-географическую характеристику, а также рассмотреть инженерно-геологические условия места производства работ;
- Провести гидравлический расчет и расчет потери напора в затворах
- Охарактеризовать усовершенствованные конструкции запорной арматуры ;
- Рассмотреть методы повышения эксплуатационной надёжности ЛЧ МН.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

## 1.Общая часть

### 1.1 Общие сведения о ЛЧ

Трасса магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе проходит по территории Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Генеральное направление трассы – с севера на юг. Начальная точка трассы — головная нефтеперекачивающая станция «Заполярье» (170 км за Полярным кругом) — расположена в районе Пякяхинского месторождения. Конечная точка — действующая линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС) «Пур-Пе» Ноябрьского управления магистральных нефтепроводов.

- 488 км — протяженность магистрального нефтепровода Заполярье — Пурпе;
- до 45 млн тонн нефти в год — возможная пропускная способность;

2 млрд тонн нефти — ресурсный потенциал месторождений, подключаемых к нефтепроводу.



					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Лучина Л.С				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Медведев В.В					20	122
Консульт.	Брусник О.В				Общая часть		
Зав. Каф.	Бурков П.В.						

### Рисунок 1.1.1 Трасса магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе

Территории Ямало-Ненецкого автономного округа находится в Уральском федеральном округе. Относится же к одному из районов Крайнего Севера. Расположен он в данное время на восточном склоне Уральского хребта, за Полярным кругом, между  $62^{\circ}$ – $73^{\circ}$ с.ш. и  $59^{\circ}$ – $86^{\circ}$ в.д. Образован 10 декабря 1930 года. В состав автономного округа входят 7 районов: Красноселькупский, Надымский, Приуральский, Пуровский, Тазовский, Шурышкарский, Ямальский.

Площадь территории 769,3 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 4,5% территории страны и 52,5% территории Тюменской области. По площади автономный округ относится к числу крупнейших субъектов Российской Федерации.

Административный центр— город Салехард.

Граничит с Ненецким автономным округом на северо-западе, Республикой Коми на западе, Ханты-Мансийским автономным округом - Югрой на юге, Красноярским краем на востоке, с севера омывается Карским морем. Ведущее место в России регион занимает по запасам нефти, углеводородов и природного газа. На карте Ямало-Ненецкого Автономного Округа отмечены месторождения находящиеся на территории Уренгоя, полуострова Находка и в Заполярном круге.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21



Рисунок 1.1.2 Карта Ямало-Ненецкого Автономного Округа

## 1.2 Географическое положение

Огромная часть территории региона расположена в пределах северной части Западно-Сибирской равнины, и небольшая его часть на западе, по левую сторону реки Обь, проходит через восточные склоны Полярного (Лабытнанги, Обская, Харп, Лаборовая) и Приполярного Урала. С севера округ омывается Карским морем. Регион относится к районам Крайнего Севера, и более половины его территории расположено за Полярным кругом.

Округ занимает обширную площадь в 769 250 км. На территории округа находится полуостров Ямал — самая северная материковая точка округа и находится на 73° северной широты, в 800 км от Северного Полярного круга.

## 1.3 Характеристика климатических условий

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общая часть				

Вся территория автономного округа относится к территории Крайнего Севера, более половины территории и находится за Полярным кругом. климат горных районов.

Климат обуславливается присутствием многолетней мерзлоты, близким расположением к Карскому морю, множеством заливов, рек, топких мест и озер. В целом местности свойственна продолжительная зима (вплоть до 8 мес.), непродолжительное лето, мощные ветра, незначительный размер снежного покрова. Среднегодовая температура воздуха отрицательна, на Крайнем Севере она достигает  $-10^{\circ}\text{C}$ . Наименьшие температуры в зимнее время опускаются вплоть до  $-59^{\circ}$  В летний сезон, в июле, температура увеличивается вплоть до  $+30^{\circ}\text{C}$ . Нередки магнитные бури, сопровождаемые полярным сиянием.

Территория находится в 3-х погодных зонах: арктической, субарктической и области северной полосы Западно-Сибирской низменности. Климат арктической части характеризуется продолжительной, прохладной и жестокой в зимнее время с мощными бурями, морозами и учащенными выюгами (наиболее низкая температура  $-70^{\circ}\text{C}$ ), минимальными осадками и непродолжительным летом (50 дней), сильными тумнами.

Субарктическая зона захватывает южную доля Ямальского полуострова. Тут климат наиболее материковый: дождь, лето вплоть до 68 суток. Климат северной (таежной) полосы Западно-Сибирской низменности материковый, средняя температура тут больше, лето достаточно тёплое и влажное (вплоть до ста суток). Заболоченность и оглеение являются ведущими почвенными процессами в автономном округе, значительная часть которого находится в зоне вечной и островной мерзлоты. Наличие многолетней мерзлоты, слабая дренированность территории, избыточное увлажнение способствуют развитию болотообразования.

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На юге автономного округа мерзлота островная, в основном в низинах, севернее 61 параллели все осадочные породы –глины, суглинки, пески, торф– находятся в мерзлотном состоянии, а севернее 66 параллели мерзлота становится сплошной. [1].



Рисунок 1.3.1 Ямало-Ненецкий Автономный Округ зимой

#### 1.4 Строительство магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе.

Крупнейшая стройка Западной Сибири — нефтепровод Заполярье– Пурпе–Самотлор — объект во многом уникальный. Это самый северный магистральный нефтепровод в России — полярный круг проходит по его

175-му километру. Это третий нефтепровод в мире, который будет работать в арктических широтах в условиях тундры.

Трасса нефтепровода Заполярье–Пурпе–Самотлор проходит в условиях сильно обводненной, болотистой местности и линзовой вечной мерзлоты по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области.[2].

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



Рисунок 1.4.1 Укладка МН «Заполярье-Пурпе» в зимний период

Помимо арктического климата район строительства характеризуется уникальными геологическими и гидрологическими условиями. На своем пути магистраль пересекает более двух десятков автодорог, 180 водных преград (рек, проток, стариц, озер, ручьев), в том числе две судоходные реки Таз и Пур. По большей части маршрут трассы общей протяженностью около 490 км проходит по болотистой местности. Переходы болот составляют более 255 км. Имеются довольно протяженные участки сплошных и прерывистых вечномёрзлых грунтов.

Поскольку нефть северных месторождений обладает большой вязкостью и требует подогрева, а сам нефтепровод проходит

в арктических широтах, здесь применяются самые передовые технологии и технические решения, современное оборудование, качественные комплектующие материалы. В частности, 310 км линейной

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

части магистрального нефтепровода проложены с применением инновационных методов надземной прокладки на специальных опорах, а 178 км — традиционным подземным способом. При этом уже апробированные на газопроводах решения здесь не подходят. Если перекачиваемый по трубе газ имеет температуру от 0 до  $-10^{\circ}\text{C}$ , то нефть подогревается до  $+60^{\circ}\text{C}$ . А это угроза растепления для северного грунта. Кроме того, из-за нарушения термического баланса труба может проваливаться или «всплывать» на поверхность. Поэтому разработка опорных конструкций для «подвесной» прокладки нефтепровода потребовала проведения специальных НИОКР. Заметим, что в мире только два нефтепровода проложены над землей — это Ванкорский и Трансаляскинский.

### 1.5 Уникальные задачи

В столь сложных условиях на первый план выходят вопросы качества материалов, элементов и конструкций объекта, монтажных работ. Трубопровод Пурпе–Самотлор на 95% произведен в России. Для успешного выполнения поставленных задач был сформирован штаб строительства службы агента. В его задачи входит координация и контроль за работой подрядных предприятий, задействованных в строительстве нефтепровода, поставкой труб и оборудования, взаимодействие с заказчиком строительства.

Особые требования с учетом суровых климатических условий строительства и эксплуатации нефтепровода предъявляются к качеству и техническим характеристикам труб. В соответствии с проектом 336 км трубопровода смонтированы из труб диаметром 1020 мм, на остальной протяженности — более 150 км — из труб диаметром 820 мм.

Все они изготовлены из стали повышенной прочности с толщиной стенки 9, 16 и 21 мм и с нанесением эпоксидного антикоррозионного

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

покрытия. Для надземной прокладки использовалась стальная оцинкованная спирально фальцованная оболочка труб толщиной 1,5 мм с внутренним фальцем, для подземной — стальная оболочка с антикоррозионным трехслойным полиэтиленовым покрытием.

Нефть обязана обладать высокой положительную температуру по всей протяженности нефтепровода, то что порождает полный комплекс проблем, сопряженных с поддержанием положительной температуры нефти в нефтепроводе по всей протяженности и в то же время с недопущением влияния данного тепла в вечномёрзлый грунт. Для того чтобы сберечь температурные качества нефти и при этом данным никак не повлиять на мерзлый грунт, использованы трубы с вспомогательным теплоизолирующим покрытием из пенополиуретана (ППУ).

Толщина наполнителя составляет 75 мм для подземной прокладки и 100 мм — для надземной прокладки, изоляция включает противопожарные вставки из пеностекла.

Труба в пенополиуретановой изоляции поступает на стройку по железной дороге на тупики в поселках Пурпе, Пуровский и Сывдарма, где проходит входной контроль и вывозится на площадки хранения вблизи городков строителей. Поставки осуществляются с трех российских заводов, определенных по итогам тендера, среди которых один из крупнейших — тюменский «Сибпромкомплект».

Для проекта Заполярье–Пурпе–Самотлор «Сибпромкомплекту» пришлось разработать новые технические условия, согласно которым заявленный срок эксплуатации составил 50 лет.

Приоритетное внимание уделялось контролю качества на всех стадиях

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технологической цепочки. Система контроля включает несколько этапов: входной, операционный, приемо-сдаточный, периодический, типовой и последний — на месте монтажа.

Надо сказать, что аналогичные требования со стороны заказчика предъявлялись абсолютно ко всем участникам проекта, подрядчикам и поставщикам.

Новые разработки для нефтепровода Заполярье–Пурпе–Самотлор получили около двух десятков патентов РФ и одно решение о выдаче авторского права.

Большинство новинок связано с особыми условиями строительства трубопровода — надземным способом прокладки и большими участками вечной мерзлоты.

Была применена специальная технология монтажа и термоизоляции труб (эпоксидное покрытие + пенополиуретан + металлополимерная оболочка из оцинковки) и сварных швов на трубопроводе, для изоляции сварных стыков применялись специальные комплекты материалов.

Так как значительная часть трубопровода проходит по отдаленным от населенных пунктов местам, он оборудован самыми современными методами защиты от утечек, незаконных врезок и других посягательств.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

## 2. Анализ методов повышения эксплуатационной надежности.

Согласно ГОСТ 27.002-89 «НАДЕЖНОСТЬ В ТЕХНИКЕ»

Надёжность-это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств [3].

Таким образом, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода.

Техническое состояние линейной части МН характеризуется ее несущей способностью, герметичностью, работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры и других устройств.

Несущая способность МН – максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках. Характеристикой несущей способности МН в этом случае является расчётное сопротивление  $R_1$ .

На эксплуатационную надежность линейной части МН влияют следующие факторы:

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера. путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Анализ методов повышения эксплуатационной надёжности	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Лучина Л.С</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>Медведев В.В</i>						29	122
<i>Консульт.</i>	<i>Брусник О.В</i>					<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

- коррозионное состояние металла труб;
- наличие дефектов стенки трубы;
- состояние изоляционного покрытия, электрохимической защиты;
- наличие пересечений с электрокоммуникациями (ВЛ, ЛЭП, электрифицированные железные дороги и т. д. );
- глубина заложения трубопровода в грунт;
- наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН;
- техническое состояние переходов МН через водные преграды, планово-высотное положение трубопровода в русловой части;
- техническое состояние воздушных переходов;
- состояние охранных зон;
- работоспособность и герметичность запорной арматуры.

## 2.1 Коррозионное состояние металла труб.

В процессе эксплуатации труб происходит их коррозионно-механический износ. Неизбежность процесса коррозии predetermined термодинамической неустойчивостью стали, неоднородностью ее структуры, коррозионными свойствами грунта и транспортируемой среды. Установлено, что под действием механических нагрузок коррозия металлов протекает интенсивнее.

Утончение металла из-за коррозии приводит к усилению напряжений в металле, что в свою очередь вызывает увеличение скорости коррозии и т. д. Внешние коррозионные повреждения труб появляются, как правило, в местах нарушения сплошности изоляционного покрытия. Внутренние коррозионные повреждения МН возникают в местах скопления воды.

Причина присутствия воды в товарной нефти очевидна: ее не удается полностью отделить от нефти в процессе промышленной подготовки,

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

а также после проведения гидравлических испытаний и переиспытаний участков МН. Для удаления водо-парафинистых отложений и скоплений воздуха из участков трубопровода проводится периодическая очистка полости трубы специальными очистными устройствами(ОУ). Периодичность очистки зависит от скорости перекачки нефти и ее вязкости.

## 2.2 Наличие дефектов стенки трубы.

Для выявления дефектов стенки трубы проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

- дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, - расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;
- дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, - риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков.
- дефекты, образовавшиеся при эксплуатации, - внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопровода с интервалом в 3-5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утончения стенки трубы до критической величины.

Под действием малоцикловых нагрузок, вызванных пусками, остановками и изменением режима работы МН происходит развитие скрытых дефектов, приводящее к потере трубой герметичности.

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Прогноз развития дефектов выполняется по специальной методике для своевременного их выявления до наступления критического состояния трубопровода.

С целью повышения надежности проводится плановое устранение выявленных и прогнозируемых дефектов с учетом приоритетов их опасности.

### **2.3 Состояние изоляционного покрытия и электрохимической защиты**

Состояние изоляционного покрытия трубопроводов в основном зависит от срока его службы. При строительстве новых трубопроводов в последние годы применяются трубы с изоляционным покрытием заводского изготовления, имеющим длительный срок службы (до 30 лет). В дополнение к изоляционным покрытиям применяется электрохимическая защита металла труб от коррозии – катодная и дренажная защита. Особо эффективно ее применение в местах пересечений нефтепроводов с электрокоммуникациями, где возможно наличие зон с блуждающими токами. При электрокоррозии имеет место локальное разрушение анодных участков на поверхности металла, где блуждающие токи стекают в грунт. Разрушение внутренней поверхности труб в виде канавок встречаются на восходящих участках трубопровода, где имеются скопления воды, в результате совместного действия электрохимической коррозии и абразивного действия механических частиц, циркулирующих в застойной зоне.

Для восстановления свойств изоляционного покрытия проводится его замена с применением современных материалов на основе мастики. Для контроля состояния электрохимической защиты проводятся периодические замеры защитного потенциала, позволяющие своевременно выявить локальные повреждения изоляции для проведения ремонта.

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

## **2.4 Глубина заложения трубопровода в грунт.**

На надежность линейной части МН влияет соответствие нормативу глубины заложения трубопровода в грунт, особенно на пахотных землях и в районах с развитой хозяйственной деятельностью. Уменьшение глубины заложения происходит в результате эрозии и размыва почвы. Недостаточное заглубление нефтепровода чревато возможностью его повреждения при проведении плановых сельскохозяйственных работ.

Также недостаточное заложение трубопровода в грунт влияет на срок службы изоляционного покрытия по причине воздействия сезонных колебаний – промерзание и оттаивание грунта.

Для определения глубины заложения нефтепровода проводятся ее периодические промеры различными методами.

Для восстановления глубины заложения трубопровода выполняется его ремонт подсыпкой грунта.

## **2.5 Наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН**

Наличие оползневых и карстовых явлений на трассе МН вызывает в металле труб дополнительные напряжения от внешних воздействий за счет перемещения масс грунта. Для уменьшения воздействия от подвижек грунта проводятся мероприятия по укреплению оползней и засыпке карстовых провалов и линз.

## **2.6 Техническое состояние переходов МН через водные преграды (ППМН), планово-высотное положение трубопровода в русловой части.**

Техническое состояние переходов МН через водные преграды оказывает значительное влияние на надежность нефтепровода. Для определения и поддержания технического состояния ППМН проводятся

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

следующие мероприятия:

- первоочередная внутриутробная диагностика ППМН;
- оснащение резервных ниток камерами пуска-приема ОУ и ВИП для проведения очистки и диагностики;
- приоритетное устранения выявленных дефектов;
- изучение русловых процессов на участке реки в створе перехода;
- периодическое наружное обследование планово-высотного положения трубопровода в границах ППМН;
- ремонт ППМН с восстановлением планово-высотного положения;
- расчет сроков гарантийной эксплуатации ППМН по результатам внутритрубной диагностики и анализа русловых процессов для своевременного проведения ремонтных работ.

## 2.7 Техническое состояние воздушных переходов.

Воздушные переходы МН через овраги и водотоки испытывают дополнительные нагрузки в процессе эксплуатации:

- Изгибающее усилие пролета;
- Нагрузку от продольных перемещений.

Для поддержания технического состояния воздушных переходов проводят следующие мероприятия:

- периодическое обследование и нивелировка переходов с определением деформаций и стрелы прогиба;
- ремонт опор и мест выхода труб из земли;
- замена воздушных переходов подземные (подводные).

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

## 2.8 Состояние охранных зон

Определенное влияние на надежность линейной части МН оказывает состояние охранных зон, предназначенных для предотвращения повреждения трубопровода от внешних воздействий. Размеры охранных зон устанавливаются «Правилами охраны магистральных трубопроводов». Любые работы в пределах охранных зон проводятся после выполнения мероприятий, исключающих повреждение трубопровода. Содержание охранных зон в соответствии с нормативными требованиями выполняется эксплуатирующими предприятием.

## 2.9 Работоспособность и герметичность запорной арматуры.

Работоспособность и герметичность линейной запорной арматуры влияет на надежность линейной части МН по причине необходимости периодически отключать отдельные участки МН для проведения регламентных и ремонтных работ, при этом смежные и параллельные участки системы должны оставаться в работе или резерве с отсутствием перетока нефти в отключенный участок. Для поддержания исправного состояния запорной арматуры проводятся периодические регламентные работы по проверке работоспособности герметичности [4],[5].

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. Общие сведения о запорной арматуре

Ссылаясь на ГОСТ Р52720 -2007 «Арматура трубопроводная»

Трубопроводная арматура (арматура): Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения, смешивания, фазоразделения) потоком рабочей среды (жидких, газообразных, газожидкостных, порошкообразных, суспензий и т.п.) путем изменения площади проходного сечения. [6].

Арматура газонефтепроводов производится из чугуна серого, чугуна вязкого, углеродистой легированной стали, цветных металлов и пластмасс, в связи с энергетическими характеристиками потока (давления и температуры), диаметра трубопровода и назначения арматуры. Материал арматуры обязан соответствовать использованному материалу трубопровода.

В качестве сальниковой набивки в арматуре для нефтепроводов с температурой продукта вплоть до 100°С используется хлопчатобумажная ткань напоенная уплотнение марки ХПБ и пеньковая плетеная напоенная уплотнение марки ЛП. При температуре транспортируемого нефтепродукта вплоть до 200°С используются плетеные асбестовые набивки марок АЛ (напоенная), АМБ (маслобензиностойкая), ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (прорезиненная напоенная) и др. Для всех нефтепродуктов в качестве сальниковой набивки возможно использовать бензостойкую резину.

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лучина Л,С</i>			Общие сведения о запорной арматуре	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В,В</i>					36	122
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О,В</i>				<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П,В.</i>						

Прокладки для арматуры изготавливаются из паронита, хлорвинила, картона прокладочного, пропитанного горячей олифой, столярным клеем, техническим желатином с глицерином.

В качестве материала для прокладок можно применять листовую маслобензостойкую резину.

Арматура из ковкого чугуна допускается к установке на газопроводах с рабочими температурами от  $-30$  до  $+150^{\circ}\text{C}$  и при рабочих давлениях не выше  $P_p < 1,6$  МПа. Арматура из серого чугуна допускается к установке на газопроводах в пределах рабочих температур не ниже  $-10^{\circ}\text{C}$  и не выше  $+100^{\circ}\text{C}$  с рабочим давлением среды  $P_p < 0,6$  МПа. Чугунную арматуру нельзя применять на трубопроводах для сильнодействующих ядовитых газов; на трубопроводах, подверженных вибрации; на трубопроводах, работающих при резко переменном температурном режиме среды; при температурах ниже  $-30^{\circ}\text{C}$  для ковкого чугуна и  $-10^{\circ}\text{C}$  - для серого чугуна; при перекачке замерзающих жидкостей около  $0^{\circ}\text{C}$ ; при давлениях выше рабочих.

Арматура общего назначения, изготовленная из хромоникелевых сталей, может применяться при температуре перекачиваемой среды не ниже  $-70^{\circ}\text{C}$ . Использование арматуры из цветных металлов и сплавов допускается лишь в случаях, когда нельзя применять стальную или чугунную арматуру. Вся стальная арматура должна иметь изготовленные совместно с корпусом патрубки длиной не менее 100 мм при  $D_y < 150$  мм и не менее 200 мм при  $D_y > 150$  мм.

Запорная арматура, имеющая диаметр прохода более 400 мм, должна применяться со специальными приводами.

Для обеспечения нормальной работы арматуры в ней применяются

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

антифрикционные и уплотнительные смазки и гидромасла.

Смазки и масла должны обеспечивать сохранность жидкой прослойки, не выдавливаясь с поверхностей под действием нагрузок, должны быть физически и химически стойкими. Смазки бывают: антифрикционные, защитные и уплотняющие (герметики); низко-, средне- и туго - плавкие; водостойкие, морозостойкие; защитные от коррозии, кислотоупорные.

Основные условия к запорной арматуре линейной части МТ: наименьшее гидромеханическое сопротивление целиком раскрытой арматуры; простота срабатывания уже после продолжительной эксплуатации в раскрытом состоянии; большая безопасность; прочность; исправность; непроницаемость затвора и абсолютно всех уплотнений; коррозионная устойчивость. К запорной арматуре перекачивающих станций предъявляются вспомогательные условия: обязана обладать огромное количество циклов срабатывания вплоть до отказа; вероятность работы на сменных уплотнениях; взрывобезопасность.

Выбор типа запорной арматуры производится в зависимости от конкретных условия и технологического процесса, свойств перекачиваемой среды, характера работы арматуры, вида нагрузок, температурного режима. Большую роль играют габариты и масса запорной арматуры, вид привода для срабатывания и быстрота срабатывания. Одним из основных свойств арматуры является ее герметичность. Наиболее герметичны вентили и шаровые краны с плавающей пробкой, в которых для уплотнения используется усилие от давления перекачиваемой среды. На трубопроводах диаметром более 300 мм рекомендуется применять задвижки, в том числе и с контактной поверхностью, покрытой пластмассой или специальной резиной, а также шаровые краны со смазкой либо с неметаллическим уплотнением.

					Общие требования о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

При малых рабочих давлениях (до 0,6 МПа) и больших проходах арматуры наиболее экономичны дисковые затворы с резиновым уплотнением там, где требуется абсолютная герметичность.

Для жидкостей с механическими примесями применяется запорные устройства, которые обеспечивают надёжное и плотное перекрытие потока, например, шаровые краны с пластмассовыми седлами или двухдисковые задвижки с принудительной очисткой уплотнений при закрывании.

Если перекачиваемая среда может застывать или из нее выпадает осадок, то применять вентили и задвижки не рекомендуется, так как в корпусах этой запорной арматуры имеются застойные зоны, где могут скапливаться отложения или замерзать перекачиваемая жидкость, а это будет затруднять перемещение запорного элемента. В этом случае целесообразно применять конические или шаровые краны.

Для высоковязких нефтепродуктов желательно применять арматуру с обогревом, т.е. корпуса арматуры должны иметь или рубашки для теплоносителя, или электроподогрев.

Важное значение при выборе арматуры имеет характер ее работы - или постоянно открытое (закрывание только на период ремонта или в аварийных ситуациях), или с частым срабатыванием (станционные). В первом случае предпочтительно применять краны, во втором лучше работают вентили, потому что у задвижек будет большой износ уплотнений при частом открытии и закрытии.

При перекачках с резкими колебаниями давления, вызывающими ударные волны, применять чугунную арматуру не рекомендуется из-за хрупкости чугуна. При наличии вибрации лучше применять арматуру с резиновым уплотнением - резина "гасит" колебания.

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3.1 Классификация арматуры

Классификация по функциональному назначению (виду)

Запорно-регулирующая арматура используется для перекрытия потока рабочей среды в трубопроводе и пуска среды в зависимости от требований технологического процесса (открыто-закрыто). Основное назначение запорно-регулирующей арматуры – перекрывать поток рабочей среды по трубопроводу и пускать среду в зависимости от требований технологического процесса, обслуживаемого данным трубопроводом, обеспечивая герметичность, как в затворе, так и по отношению к внешней среде. Запорно-регулирующая арматура занимает в общем числе номенклатурных изделий около 80%.

Регулирующая арматура предназначена для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения ее расхода. К ней относятся регулирующие клапаны, регуляторы давления, регуляторы уровня жидкости, дросселирующая арматура и т.п.

Распределительно-смесительная (трехходовая или многоходовая) арматура предназначена для распределения рабочей среды по определенным направлениям или для смешения потоков среды (например, холодной и горячей воды). Сюда относятся распределительные клапаны и краны.

Предохранительная арматура предназначена для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого давления посредством сброса избытка рабочей среды. Сюда относятся предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства, мембранные разрывные устройства, перепускные клапаны.

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защитная арматура предназначена для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимых или предусмотренных технологическим процессом изменений параметров или направления потока рабочей среды и для отключения потока без выброса рабочей среды из технологической системы. Сюда относятся обратные клапаны, отключающие клапаны.

Контрольная арматура используется для проверки наличия и определения уровня жидкости в котлах, резервуарах и сосудах, а также для подключения контрольно-измерительных приборов в гидро- и пневмосистемах. Сюда относятся пробно-спускные краны, указатели уровня, краны и клапаны для манометров.

Фазоразделительная арматура предназначена для автоматического разделения рабочих сред в зависимости от их фазы и состояния. Сюда относятся конденсатоотводчики, воздухоотводчики и маслоотделители.

### 3.2 Краны

Кран – это запорное устройство, состоящее из корпуса и пробки, в котором пробка имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска жидкости или газа. На рис. 4 представлена схема крана шарового запорного. Пробка вращается вокруг своей оси.

В зависимости от геометрической формы пробки и корпуса краны классифицируются по трем группам:

- конические;
- цилиндрические;
- шаровые.

Краны классифицируют также и по другим конструктивным признакам

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

например: по способу создания удельного давления на уплотнительных поверхностях, по форме окна прохода пробки, по числу проходов, по наличию или отсутствию сужения прохода, по типу управления и привода, по материалу уплотнительных поверхностей и т.д.

Преимущества кранов:

- низкое гидравлическое сопротивление;
- прямооточность;
- простота конструкции;
- небольшие габаритные размеры и масса;
- высокая прочность и жесткость;
- надежная герметизация;
- независимость от направления движения среды;
- возможность регулирования давления и подачи.

У каждого вида крана имеются свои недостатки и преимущества, но, обобщая недостатки кранов, можно отметить:

- максимальная рабочая температура 125°C;
- необходимость точности изготовления трущихся деталей;
- высокая величина требуемого крутящего момента на шпинделе при открытии, закрытии.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рисунок 3.2.1 Кран шаровой запорный

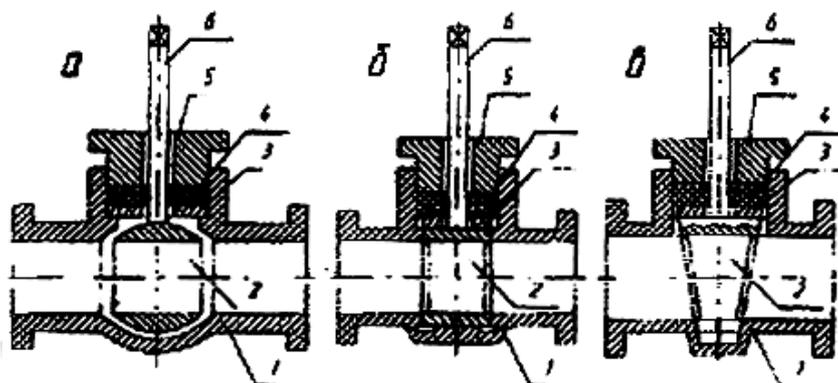


Рисунок 5 . Схемы кранов

а) – шаровой; б) – цилиндрический; в) – конический

1 – корпус; 2 – пробка; 3 – разделительная шайба; 4 – сальниковая набивка; 5 – сальниковая втулка; 6 – хвостовик

Конические краны. Конусность пробки составляет 1:6 или 1:7; выбирается конусность из условия обеспечения герметичности - чем меньше угол конусности, тем меньше осевое усилие вдоль пробки. При малой конусности возникает опасность заклинивания пробки в корпусе и появляется возможность задира уплотнительных поверхностей. Для обеспечения герметичности в кране необходимо создать осевое давление. В зависимости от способа создания этого давления краны с конической пробкой подразделяются на натяжные, сальниковые, краны со смазкой и с прижимом.

Краны с цилиндрическим затвором легче конических в производстве, а их уплотнительные плоскости никак не имеют необходимость в притирке. Данные краны производятся с железным и гибким уплотнением. Сжатие железо согласно сплаву гарантируется высококачественным производством

плоскостей, незначительным натягом либо наименьшим проемом. Удельные давления в уплотнительных поверхностях незначительны. Присутствие перекачек жарких жидкостей краны с трубчатым затвором использовать никак не рекомендовано, таким образом равно как допустимо самозаклинивание пробки в корпусе присутствие разном расширении здания крана и пробки. Довольно обширно используют трубчатые краны с смазкой, концепция подачи какой такой ведь, равно как и у конических кранов, трубчатые краны с гибким уплотнением обладают железную пробку и сиденье с пластика, резины либо специализированных составов с асбестовым, графитовым либо иным наполнителем. Присутствие износе сиденье просто сменяется в новейшее.

Уплотнение металл по металлу обеспечивается качественным изготовлением поверхностей, небольшим натягом или минимальным зазором. Удельные давления на уплотнительных поверхностях малы. При перекачках горячих жидкостей краны с цилиндрическим затвором применять не рекомендуется, так как возможно заклинивание пробки в корпусе при неодинаковом расширении корпуса крана и пробки. Достаточно широко применяют цилиндрические краны со смазкой, система подачи которой такой же, как и у конических кранов, цилиндрические краны с эластичным уплотнением имеют металлическую пробку и седло из пластмассы, резины или специальных составов с асбестовым, графитовым или другим наполнителем. При износе седло легко заменяется на новое.

Шаровые краны имеют преимущества конических кранов:

- простота конструкции;
- прямоточность ;
- низкое гидравлическое сопротивление.

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Их отличие в том, что:

1) пробка и корпус, благодаря их сферической форме, имеют меньшие габаритные размеры и массу, большую прочность и жесткость;

2) даже при неточном изготовлении контакт уплотнительных поверхностей полностью перекрывает проход и обеспечивает надёжную герметизацию;

3) в шаровых кранах с уплотнительными кольцами из пластмассы притирка вообще не производится (пробка покрывается антикоррозионным защитным слоем). Для снижения сил трения при повороте шарового крана часто применяют смазку (в основном при высоких давлениях на нефте- и газопроводах) или пластмассы с низким коэффициентом трения (фторопласт, полиамид и др.) Шаровые краны изготавливаются разнообразными по конструкции, но их все можно подразделить на два основных типа: краны с плавающей пробкой и краны с плавающими кольцами. Наиболее распространены краны с плавающей пробкой из-за их простоты и надежности в работе. В этих кранах пробка может свободно перемещаться относительно шпинделя. Это "плавание" пробки обеспечивает надежную герметичность затвора. В шаровых кранах с плавающими кольцами пробка воспринимает нагрузку от разности давлений перекачиваемой жидкости, а уплотнительные плавающие кольца прижимаются к пробке давлением среды или пружинами, т.е. они могут перемещаться в своих гнездах. Недостатком шаровых кранов с плавающими кольцами является сложность конструкции, а также высокие требования к точности изготовления.

Шаровые краны бывают полнопроходными или с суженным проходом. Краны с суженным проходом более легкие и меньше стоят, чем полнопроходные того же  $D_y$ , но они имеют большее гидравлическое

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

сопротивление. Ввиду малого числа кранов на линейной части магистрального трубопровода их общее гидравлическое сопротивление мало,

поэтому примерно 90 % шаровых кранов за рубежом применяется с суженным проходом (на одну или две ступени). В основном применяются шаровые краны с плавающей пробкой и шаром на опорах (подшипники). Для трубопроводов диаметром до 500 мм применяются в основном краны с плавающей пробкой, а при больших диаметрах труб – краны с пробкой на опорах. Линейные краны совершают около 2 ... 3 циклов в год (закрытие - открытие). Наиболее удобен в эксплуатации кран со съёмной крышкой. Его ремонт выполняется без вырезки крана из трубопровода.

Непроницаемость [2] запорного органа шаровидных кранов гарантируется посредством использования водянистого герметика, подаваемого в проемы между седлом и поверхностью шара уже после любого закрывания крана либо использованием уплотнительных [1]колец [2]из гибкого использованного материала. В наше время период в шаровидных кранах, констатируемых в газопроводах, [1]чаще [2]всего используются полипропилен, полимер – 4. поликапроамид и др. В кранах с пробкой в опорах существенное значение обладают металлофторопластовые подшипники скольжения, используемые абсолютно всеми производителями шаровидных кранов.

Для управления шаровыми кранами применяются гидро- и пневмоприводы с масляным демпфером. Краны на магистральном газопроводе дополнительно комплектуются автоматом аварийного закрывания в случае падения давления ниже установленного.

Шаровые краны, применяемые на магистральных газопроводах и компрессорных станциях, выпускаются с условным диаметром

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$D_y = 50 \dots 1420$  мм на рабочее давление  $P_p = 6,4; 7,5; 6,0$  и  $12,5$  МПа.

Для обеспечения длительного срока службы (до 20 лет) в шаровых кранах необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) шероховатость поверхности вала, контактирующей с антифрикционным слоем втулки, должна быть не более  $0,63$  мкм;
- 2) допустимая удельная нагрузка менее  $100$  МПа;
- 3) путь трения не более  $1500$  м;
- 4) скорость скольжения не более  $0,01$  м/с;
- 5) максимальная рабочая температура менее  $125$  °С;
- 6) коэффициент трения не должен превышать  $0,15$ .

Для правильного выбора крана, обеспечения его работоспособности, надежности и долговечности необходимо знать условия, в которых будет работать данная конструкция, и требования, которые предъявляются к данному запорному устройству.

Краны, устанавливаемые на магистральных газопроводах, предназначены, в основном, для перекрытия участков трубопроводов при аварии или ремонтных работах.

Магистральные газопроводы, как правило, состоят из труб большого диаметра ( $700$  мм и более) и оборудованы преимущественно шаровыми кранами, которые принято считать более прогрессивным видом запорной арматуры. Для снижения усилия открывания при больших рабочих давлениях по обе стороны пробки краны снабжают обводными линиями (байпас), что позволяет выравнивать давление с каждой стороны пробки. Краны имеют дистанционное управление с пневмоприводом. Рабочая среда пневмопривода – транспортируемый газ, осушенный и очищенный от твердых примесей. Давление газа в приводе равно давлению в

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

газопроводе. Краны также снабжены ручным приводом для местного перекрытия при необходимости.

### 3.3 Дисковые поворотные затворы

Дисковые поворотные затворы – один из наиболее прогрессивных видов арматуры. Их стали широко применять в последнее десятилетие.

Запорный элемент арматуры – диск диаметром, приблизительно равным внутреннему диаметру трубопровода. Затвор открывается и закрывается вращением диска вокруг оси, перпендикулярной оси трубопровода. Благодаря простой геометрической форме корпуса и запорного элемента дисковые поворотные затворы просты по конструкции и невелики по габаритным размерам. В центральной части корпуса дискового затвора расположены подшипники вала, на котором вращается диск.

Дисковые поворотные затворы позволяют соединить в одной конструкции две основные функции трубопроводной арматуры – регулирование и полное перекрывание (запирание) потока, что обуславливает экономичность их использования. Отличие дисковых затворов от подобных им по конструкции дроссельных заслонок состоит в том, что затворы обеспечивают герметичность в закрытом положении.

Основные преимущества дисковых затворов по сравнению с другими видами запорной арматуры – простота конструкции, малые габаритные размеры и масса – дают тем больший эффект, чем больше условный проход арматуры.

Дисковые затворы можно классифицировать по следующим признакам.

По конструкции и расположению уплотнений различают затворы с

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

металлическим уплотнением, с эластичными уплотнениями на диске и в корпусе. Последние в свою очередь могут быть с эластичным уплотнительным кольцом, эластичным седлом и эластичной рубашкой на корпусе.

По расположению вала и диска затворы могут быть с соосным расположением вала и диска, с наклонным диском и наклонным валом.

По типу присоединения к трубопроводу затворы разделяют на фланцевые и бесфланцевые.

Привод дисковых затворов бывает ручной, с механическим редуктором, пневматический, гидравлический и электрический.



Рисунок 3.3.1. Дисковый поворотный затвор

### 3.4 Вентили

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Вентили (клапаны) – это запорные устройства с поступательным движением затвора в направлении, параллельном потоку транспортируемой среды. Затвор перемещается с помощью системы "винт - ходовая гайка". К надежности и герметичности перекрытия прохода предъявляются высокие требования. Вентили применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов менее 400 мм при рабочих давлениях до 250 МПа и температурой сред от -200 до +450 °С.

По сравнению с другими видами запорной арматуры вентили имеют следующие преимущества:

- возможность работы при высоких перепадах давлений на золотнике и при больших величинах рабочих давлений;
- простота конструкции, обслуживания и ремонта в условиях эксплуатации;
- меньший ход золотника (по сравнению с задвижками), необходимый для полного перекрытия прохода (обычно  $0,25 D_y$ );
- относительно небольшие габаритные размеры и масса;
- применение при высоких и сверхнизких температурах рабочей среды;
- герметичность перекрытия прохода;
- использование в качестве регулирующего органа;
- установка на трубопроводе в любом положении (как в вертикальном так и горизонтальном); исключение возможности гидравлического удара.

К недостаткам, общим для всех конструкций вентиляей, относятся:

- высокое гидравлическое сопротивление (по сравнению с

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задвижками, дисковыми затворами и кранами);

- невозможность применения на потоках сильно загрязненных сред, а также на средах с высокой вязкостью;
- большая строительная длина (по сравнению с задвижками и дисковыми затворами);
- подача среды только в одном направлении, определяемом конструкцией вентиля.

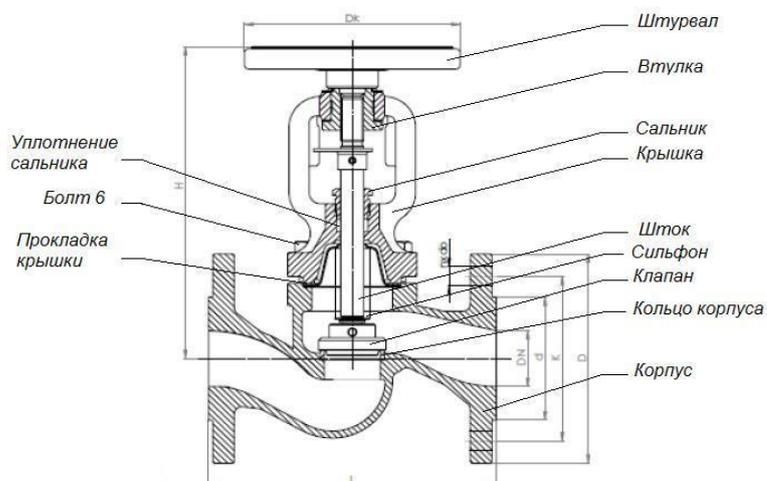


Рисунок 3.4.1 Вентиль в разрезе

По конструкции корпуса вентили подразделяются на проходные, прямооточные, угловые и смесительные. По назначению вентили бывают запорными, запорно-регулирующими и специальными. Регулирующие вентили подразделяют по конструкции дроссельных устройств на вентили с профилированными золотниками и игольчатые вентили. Запорные вентили подразделяют на вентили тарельчатые и диафрагмовые. Уплотнения шпинделя бывают сальниковые и сильфонные.

Проходные вентили имеют корпус с соосными или параллельными патрубками и широко применяются на практике. В этих вентилях поток рабочей жидкости делает, по крайней мере, два поворота (что и приводит к

большому гидравлическому сопротивлению). Нижняя часть корпуса усилена ребром жесткости, что повышает надёжности корпуса. Это наиболее распространенная форма вентиляей.

Прямоточные вентили имеют корпус с соосными патрубками и практически прямолинейное движение потока жидкости, а ось шпинделя расположена под углом к оси прохода. Эти вентили имеют малое гидравлическое сопротивление, компактны, не имеют в корпусе застойных зон, но имеют большую строительную длину и большую массу.

Угловые вентили имеют корпус с перпендикулярно расположенными патрубками. Один из патрубков может быть соосен или параллелен оси шпинделя. Эти вентили монтируются на повороте трубопровода. Они имеют большое гидравлическое сопротивление, большие габариты (высоту) и массу. Рассчитаны на работу при давлениях до 6,4 МПа и обычных температурах окружающей среды.

Смесительные вентили предназначены для смешивания двух потоков А и Б в одном корпусе. По габаритным размерам, массе и стоимости смесительные вентили не отличаются от проходных, но их гидравлическое сопротивление в 1,5 ... 2 раза ниже. Эти вентили можно использовать и в качестве разделительных. Корпус вентиля имеет "трехходовую" конструкцию. Смесительных вентиляей выпускается пока ограниченное количество.

Запорно-регулирующие вентили – устройства, обеспечивающие управление подачей жидкости путем изменения гидравлического сопротивления дроссельной пары с надёжным фиксированием промежуточных положений. Кроме регулирования потока эти вентили и перекрывают его. Конструкция запорно-регулирующих вентиляей

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

аналогична конструкции проходных или угловых запорных вентилей.

В них запорное устройство изготавливается в виде профилированного золотника, чаще всего типа конической пробки и которые хорошо обработаны и притерты друг к другу. Золотник и седло изготавливают из специальных сплавов. Вентили с золотником в виде конуса называются игольчатыми. В этой конструкции отсутствуют специальные седла, а герметизация обеспечивается притиркой

поверхности пробки к уплотнительной поверхности корпуса. Недостатки: заедание затвора, притирка исключает взаимозаменяемость.

### 3.5 Задвижки

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4...20 МПа и температуре среды до 450°С.

На отечественных магистральных нефтепроводах обычно применяют стальные клиновые задвижки с электро- или гидropневмоприводом. В газовой промышленности их применяют на газопроводах и трубопроводах компрессорных и газораспределительных станций.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки имеют следующие преимущества:

- незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе;

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

- отсутствие поворотов потока рабочей среды;
- возможность применения для перекрытия потоков среды большой вязкости;
- простота обслуживания;
- относительно небольшая строительная длина;
- возможность подачи среды в любом направлении.

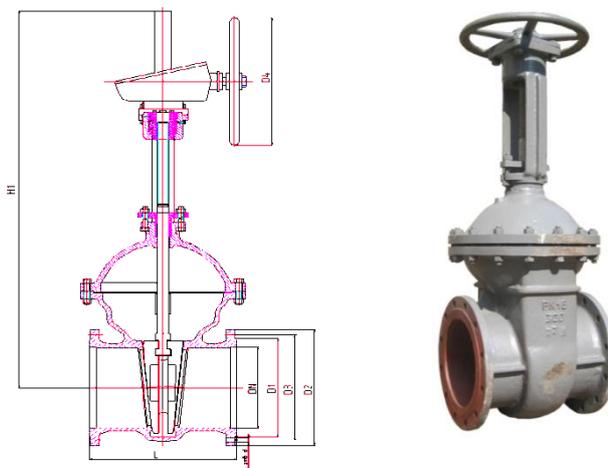


Рисунок 3.5.1 Задвижка клиновья фланцевая с выдвижным шпинделем DN 300, 400 мм; PN 1,6 МПа

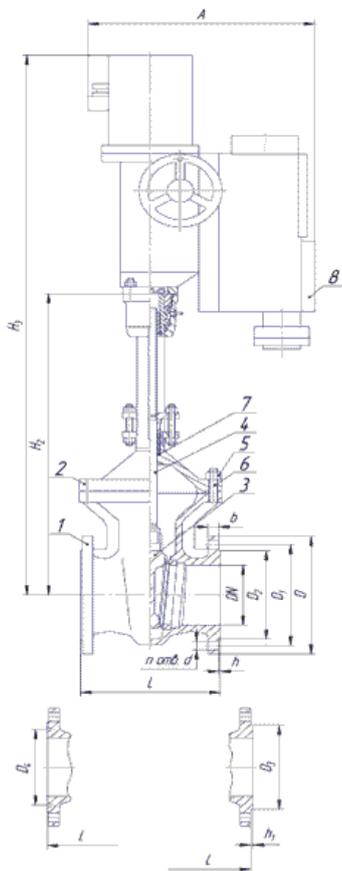


Рисунок 3.5.2. Задвижка клиновая электроприводная (ЗКЛП) Рн 1,6; 4,0; 6,3; 16МПа (а):

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – клин; 4 – шпindelь; 5 – гайка; 6 – шпилька; 7– набивка сальника; 8- электропривод; Ножевая шиберная задвижка (б)

Наиболее целесообразны и экономически оправданы проектирование и изготовление задвижек с диаметрами условных проходов более 300...400 мм, так как при этом их габаритные размеры и стоимость меньше аналогичных показателей кранов и вентиляей.

Недостатки, общие для всех конструкций задвижек, следующие: невозможность применения для сред с кристаллизующимися включениями, небольшой допустимый перепад давлений на затворе (по

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

сравнению с вентилями), невысокая скорость срабатывания затвора, возможность получения гидравлического удара в конце хода, большая высота, трудности ремонта изношенных уплотнительных поверхностей затвора при эксплуатации.

Их пытаются классифицировать по различным признакам, но наиболее целесообразной является классификация задвижек по конструкции затвора. По этому признаку многочисленные конструкции задвижек могут быть объединены по основным типам: клиновые и параллельные задвижки. По этому же признаку клиновые задвижки могут быть с цельным, упругим или составным клином. Параллельные задвижки можно подразделить на однодисковые и двухдисковые. В зависимости от конструкции системы винт - гайка и ее расположения (в среде или вне ее) задвижки могут быть с выдвижным и с не выдвижным шпинделем.

Примеры марок задвижек: 30с905нж; 30с511нж; ЗКЛПЭ-75.

На магистральных нефтепроводах обычно используется стальные клиновые задвижки или шиберные задвижки с электроприводами на  $P_y = 6,4... 8,0$  МПа и  $D_y = 300... 1200$  мм.

Задвижки типа 30с905нж устанавливаются на трубопроводах для перекачки нефти и нефтепродуктов с рабочей температурой от  $-40$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ . Они устанавливаются на горизонтальном участке трубопровода электроприводом вверх. Электропривод во взрывозащищенном исполнении срабатывает при перепаде давления на запорном органе не более 5 МПа. Запорный орган имеет упругий клин. Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены сплавом повышенной стойкости. Кроме этих задвижек на магистральных трубопроводах применяются задвижки ЗКЛПЭ - 75 с  $D_y = 300 ... 1000$  мм и  $P_y = 8,0$  МПа, предназначенные для сернистых нефтей и светлых нефтепродуктов с

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

рабочей температурой от -40 до +90 °С, и стальные клиновые задвижки 30с511нж и 30с911нж с  $D_y = 300$  и  $500$  мм и  $P_y = 8,0$  МПа, предназначенные для перекачки нефтей и нефтепродуктов с рабочей температурой до 425°С.

### **Характеристика задвижек**

Диаметр отверстия (проходного) арматуры обычно полностью соответствует диаметру трубы, на которую предполагается ее установить. Такие детали называются полнопроходными. Но бывают варианты, созданные для того, чтобы уменьшить крутящие моменты для управления, а также уменьшения степени износа уплотнителя. Такие изделия называются суженными. Не рекомендуется устанавливать такие задвижки на магистралях с большим диаметром труб.

Диаметр отверстия (проходного) арматуры обычно полностью соответствует диаметру трубы, на которую предполагается ее установить. Такие детали называются полнопроходными. Но бывают варианты, созданные для того, чтобы уменьшить крутящие моменты для управления, а также уменьшения степени износа уплотнителя.

Такие изделия называются суженными. Не рекомендуется устанавливать такие задвижки на магистралях с большим диаметром труб.

Управление системами тоже происходит по-разному. Самым распространенным считается ручное управление с использованием штурвала. Также для управления используется наличие специального привода задвижки. Выпускаются конструкции с электроприводами либо гидроприводами, иногда встречается управление с помощью пневматического привода.

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Наличие привода задвижки значительно облегчает управление. Если она большого диаметра, а управление ручное, то есть необходимость установить специальный редуктор, который снизит усилия, прилагаемые для открытия или закрытия.

Характер перемещения шпинделя определяют тип задвижки. Бывают системы с невыдвижным либо выдвигаемым шпинделем. Первый вариант предусматривает вращательное движение шпинделя, во втором шпиндель при открывании и закрывании двигается поступательно либо вращательно-поступательно.

Наиболее популярными считаются изделия клиновые стальные муфтовые, стальные фланцевые.

Конструкция запирающего элемента тоже разная. Различают такие виды задвижек, как:

- параллельные;
- шланговые;
- шиберные;
- клиновые.

Последний вариант рассмотрим более подробно.

### **3.6 Задвижка стальная клиновая**

Клиновые задвижки отличаются от других конструкцией запорного элемента. В их корпусе седла располагаются под углом по отношению друг к другу, а сам затвор напоминает своим очертанием клин. При перемещении в положение «закрыто» клин достаточно плотно заходит в

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

промежуток между седлами. Различают следующие виды клинов:

- жесткий;
- двухдисковый;
- упругий.

Выбор того или иного вида клина зависит от того, где будет применяться задвижка и каковы условия эксплуатации.

К характеристикам жесткого клина можно отнести высокую герметичность запирающего органа. Но чтобы герметизация была надежной, необходима точная обработка, для того чтобы угол клина совпал с углом, образующимся между седлами в корпусе. Есть у жесткого клина и недостатки. Это вероятность заклинивания затвора, трудоемкое открытие задвижки при перепадах температурных режимов потока среды либо в случае износа или коррозионных поражений уплотнителя.

Двухдисковый клин образуется при помощи двух дисков, которые располагаются под углом по отношению друг к другу и скрепляются между собой жестким способом. Диски в такой задвижке самоустанавливаются по отношению к седлам, расположенным в корпусе. В результате этого погрешности, допущенные при производстве седел, не оказывают

негативного влияния на степень герметичности при положении «закрыто». Использование двухдисковых задвижек на порядок снижает вероятность заклинивания, характерного для жесткого клина. Конструкция такой задвижки более сложная, но обладает рядом значимых достоинств:

- небольшая степень износа уплотнителя;

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- герметизация достаточно высокая;
- усилия, прилагаемые к управлению, сведены к минимуму.

Что касается упругого клина, то это модифицированный двухдисковый клин. В такой задвижке диски связываются между собой с помощью упругого элемента, поддающегося изгибу, чем обеспечивается плотный поверхностный контакт между уплотнителями при положении «закрыто».

Возможность самоустановки в таком затворе не так велика, как в двухдисковом, но способность компенсации корпусной деформации при нагрузках трубопровода и перемены температуры сохраняется. К достоинствам упругого клина можно отнести легкую подгонку затвора к корпусу (как и в жестком клине), упрощенную конструкцию, по сравнению с двухдисковым. Такой вариант конструкции имеет меньшие недостатки и обладает достоинствами других видов затворов.

					Общие сведения о запорной арматуре	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

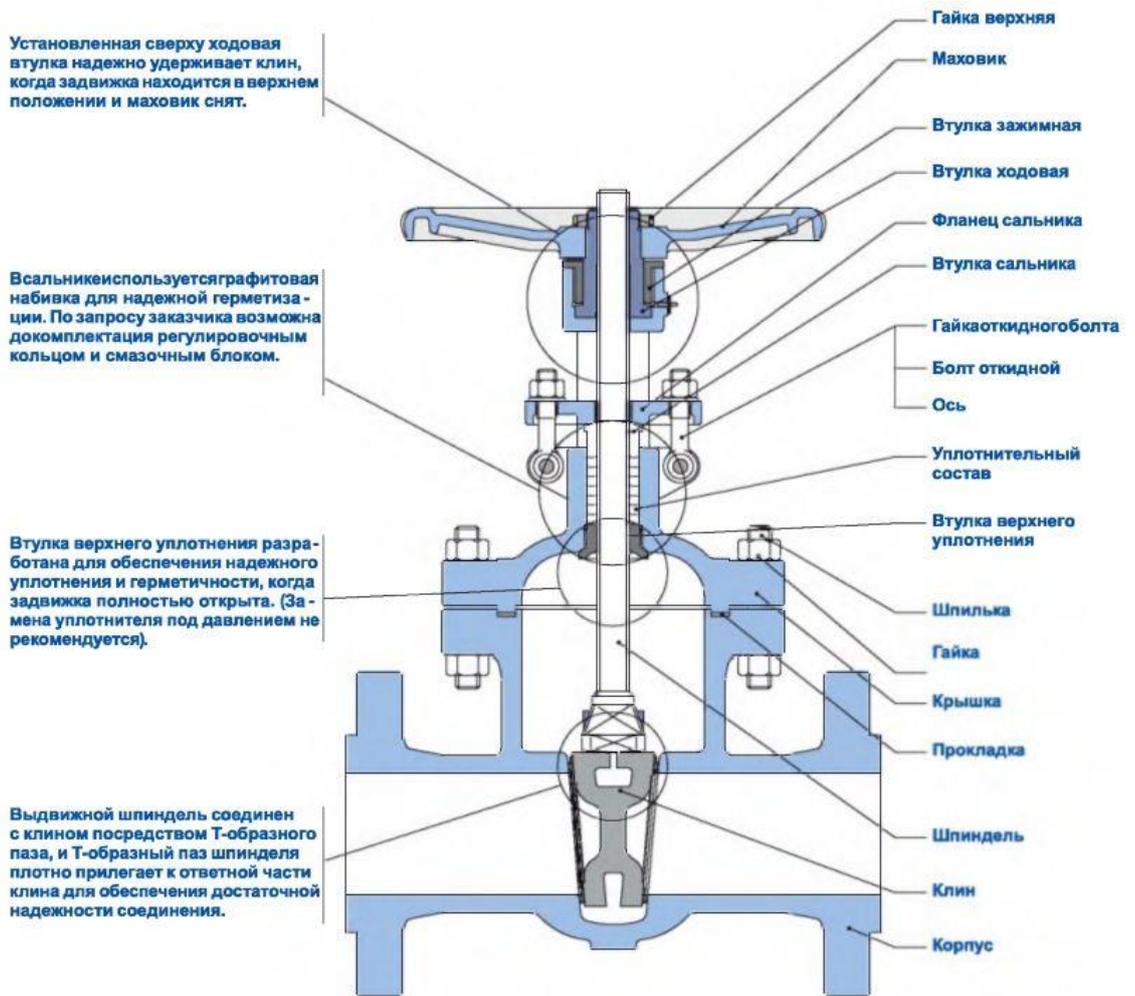


Рисунок 3.5.3 Задвижка клиновая

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## 4. Модернизация клиновой задвижки

### 4.1 Применение терморасширенного графита в сальниковом узле

Сегодня сальниковая набивка – это шнур или кольца из асбестосодержащего или безасбестового материала (на основе натуральных или искусственных волокон). Реже в качестве набивки применяют манжетные кольца из различных материалов [9].

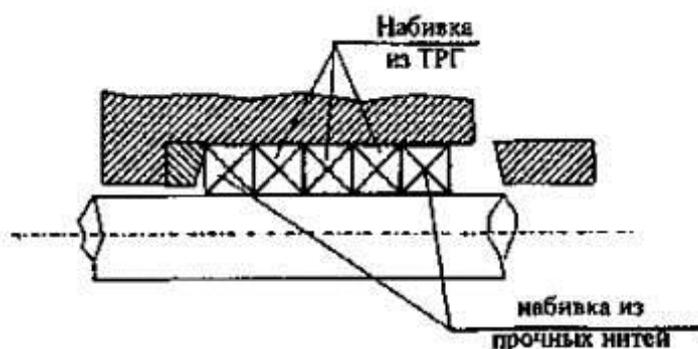


Рисунок 4.1.1 Вид сальникового уплотнения



Рисунок 4.1.2 Терморасширенный графит

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Лучина Л,С				Модернизация клиновой задвижки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Медведев В,В						62	122
Консульт.	Брусник О,В					ТПУ гр. 3-2Б31Т		
Зав. Каф.	Бурков П,В.							

Универсальность и мультисервисность сальниковых набивок из терморасширенного графита:

- установленная плотность;
- эффект само-смазывания;
- низкий коэффициент трения;
- высокая теплопроводность;
- низкий коэффициент теплового расширения;
- коррозионная и химическая стойкость;
- термостойкость;
- длительный срок службы.

#### **Установленная плотность.**

Терморасширенный графит, является одним из немногих уплотнительных материалов, который увеличивает свою плотность при обжати уплотнения (набивки, прокладки). Таким образом, сальниковая набивка из ТРГ в результате увеличения ее плотности, которое происходит при перемещении графитового материала в результате обжати набивки, приходит в то оптимальное состояние, при котором компонент графита достигает надлежащей, требуемой установленной плотности. Когда достигается оптимальная установленная плотность, происходит полная и качественная герметизация узла, даже без контролируемых протечек, необходимых для охлаждения при применении других типов набивок. Герметизация сальникового узла путем достижения требуемой плотности набивки, обеспечивает стабильное и долговременное уплотнение при высоких температурах.

#### **Эффект само-смазывания ТРГ набивок.**

Одно из важнейших свойств сальниковых набивок на основе ТРГ - они не требуют дополнительной смазки, то есть, ТРГ сам выступает в качестве смазочного компонента. При применении сальниковых набивок из иных, не

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

графитовых материалов, создать абсолютную герметичность невозможно, поскольку необходимо предусмотреть возможность выхода рабочей среды между валом и набивкой, с целью обеспечить теплоотвод, снизить силу трения (рабочая среда выступает, как смазка и теплоотвод) и уменьшить тепловыделение. То есть, необходимо сознательно создать условие контролируемых протечек. В случае с сальниковой набивкой из ПТФЕ, обладающей крайне низкой теплопроводностью, в результате критического роста температуры, в следствии многократного увеличения силы трения, наблюдается процесс затвердевания поверхности ПТФЕ набивки. В этом сл. учае, ПТФЕ набивка начинает работать как резец на токарном станке.

Лишь при применении сальниковой набивки из терморасширенного графита, например, RK-РАСК 240G, этой проблемы не возникает. Это обусловлено рядом физических свойств ТРГ: сальниковые набивки из ТРГ не требуют дополнительной смазки и пропитки антифрикционными составами, соответственно, вымывания смазок не происходит по причине их отсутствия. ТРГ набивки самостоятельно обеспечивают немигрирующую смазку между валом и своей поверхностью. Термическая стойкость и высокая теплопроводность, обеспечивает ТРГ набивкам свойство не увеличивать и не уменьшать свой объем, при высоких и криогенных температурах, соответственно. При этом, количество циклов смены температур -не ограничено

### **Низкий коэффициент трения**

Коэффициент трения у каждого материала, применяемого для производства сальниковых набивок, различный. Некоторые материалы, изначально обладают низким коэффициентом трения из-за природы исходного сырья. Графит является одним из примеров материала

					Модернизация клиновой задвижки	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

обладающим низким коэффициентом трения. Реальный коэффициент трения графитовой набивки по стали, лежит в пределах 0.08~0.15 (в соответствии с ГОСТ JB/T6371, коэффициент трения графитовой набивки не должен превышать 0,2). Коэффициент трения ТРГ набивки, вне зависимости от скорости скольжения, практически не изменяется.

Сальниковая набивка из ТРГ обладает низким коэффициентом статического и динамического трения вне зависимости от температуры и иных факторов. Кроме того, для сальниковых набивок, изготовленных из терморасширенного графита, исключено такое физическое явления, как холодный поток (ползучесть).

### **Высокая теплопроводность**

Теплопроводность сальниковых набивок из терморасширенного графита, является одной из ключевых характеристик ТРГ набивок, определяющих возможность их применения в условиях высоких температур и давлений. Теплопроводность сальниковой набивки, это способность, стремление сальниковой набивки, прийти к состоянию термодинамического равновесия с контактируемыми поверхностями сальникового узла. В практическом значении, применительно к ТРГ набивке, это означает, что графитовая набивка не накапливает тепло в своем теле, а эффективно передает его изнутри, через свою поверхность в окружающую и контактирующую с ней внешнюю среду (воздух, крышка сальниковой камеры, вал и т.д.), то есть рассеивает тепло во внешних объектах, стремясь прийти к одинаковой с ними температуре.

### **Коэффициент теплового расширения.**

ТРГ набивка, под воздействием давления, возникающего в силу КТР стальных уплотняемых поверхностей, и собственного КТР, уплотняется, при этом, не возникает повышенное, избыточное давление, сила трения практически не увеличивается, сохраняется надежная герметизация.

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

## **Коррозионная и химическая стойкость**

Одним из ключевых свойств сальниковых набивок из ТРГ, является их уникальная коррозионная и химическая стойкость, то есть способность ТРГ противостоять воздействию коррозионной среды без изменения своих свойств. ТРГ не теряет своих свойств в такой высоко окислительной среде, как раскаленный воздух с температурой до +393°C, в концентрированной азотной кислоте, в криогенных жидкостях, таких как жидкий кислород, в расплавленных металлах, таких как расплавленный алюминий. В вакууме, материал из ТРГ, может быть использован при температурах до +3000°C.

Сальниковые набивки РК-РАСК, выполненные из ТРГ, являются не только химически стойкими, но и химически инертными, то есть, не проявляют активность при контакте, как с органическими, так и с большинством неорганических химических веществ.

## **Термостойкость**

Одно из основных свойств сальниковых набивок из ТРГ – высокая термическая стойкость и стабильность. Даже под воздействие высоких давлений (для набивок РК-РАСК240IJ и РК-РАСК240CJ-до 55МПа) в химически агрессивных средах, при температуре до +450°C, ТРГ не окисляется, не выгорает, не теряет свою массу и объем и обеспечивает надежную герметизацию. При обжатии в статических узлах и во фланцах, ТРГ работоспособен при температурах до +600°C, в среде водяного пара – до +650°C. В инертной среде или вакууме, чистый ТРГ выдерживает температуру до +3000°C.

## **Длительный срок службы уплотнений из ТРГ.**

В совокупности, обозначенные выше характеристики сальниковых набивок и уплотнений из ТРГ, такие как: установленная плотность, низкий коэффициент трения, высокая теплопроводность, радиационная стойкость, высокие показатели упругой деформации и восстанавливаемости,

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

химическая стойкость, биологическая и химическая инертность, нетоксичность, термическая стойкость и стабильность, определяют основной параметр ТРГ уплотнений –длительный срок службы при надежной герметизации.

На сегодняшний день, сальниковые набивки из терморасширенного графита, в силу своих уникальных свойств и качеств, занимают более 70% от всех сальниковых набивок, производящихся и применяемых в мире.

#### 4.2 Модификация конструкции клиновой запорной арматуры

Предлагаемая модификация клиновой задвижки содержит корпус (рис.4.2.1), снабжена крышкой, отличается наличием перепускного канала (рис.4. 2.2).[8].

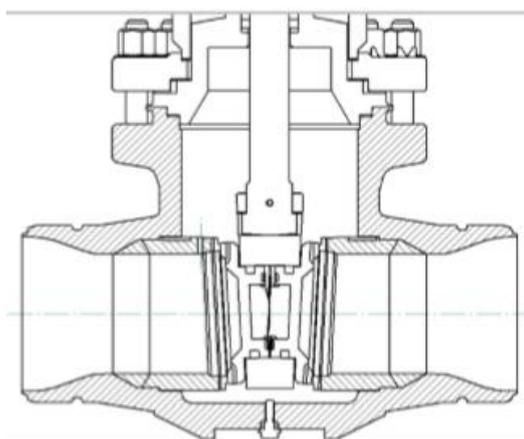


Рисунок 4.2.1 Корпус задвижки

Крышка соединена с корпусом с помощью болтов. Для герметизации использованы уплотнения. Внутренняя поверхность корпуса имеет сопряжения с клиновым затвором. Конструкция корпуса, как и в известных аналогах, обеспечивает возможность скользящего движения клинового затвора вдоль седловых поверхностей при переводе задвижки из состояния «Открыто» («Закрыто») в состояние «Закрыто» («Открыто»).

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67



Рисунок 4.2.2 Фрагмент корпуса

Корпус клиновой задвижки снабжен перепускным каналом (рис.4.2.1 и 4.2.2). Перепускной канал бсоединяет полость над клином с областью на стыке задвижки с трубопроводом. Канал выполнен в виде отверстия диаметром, например, от трёх до пяти миллиметров, но не менее двух наибольших размеров твердых частиц, представляющих собой продукты износа деталей клиновой задвижки и примеси, которые могут находиться в транспортируемой через задвижку газообразной или жидкой среде. Обычно размеры этих частиц составляют примерно один миллиметр.

В задвижках для трубопроводов диаметром 250 мм и более объем полости над клином достаточно большой. Поэтому в состоянии «закрыто» при повышении давления и температуры в данной полости увеличивается опасность разрушения уплотнительных элементов задвижки. По этой причине необходим сброс повышенного давления, особенно для задвижек на трубопроводах большого диаметра. Маховик, шпindelь и другие детали клиновой задвижки не отличаются от известных аналогов и по этой причине на

рис.4.2.1 и 4.2.2 не показаны, поскольку существенные отличия имеет только техническое решение корпуса задвижки.

Функционирование предлагаемого устройства определяется наличием перепускного канала (рис. 4.2.2). Для клиновой задвижки возможны два состояния: «Открыто» и «Закрыто». Промежуточное состояние частичного открытия или частичного закрытия относится к состоянию «Открыто». Клиновая задвижка предназначена для транспортирования жидкой или газообразной среды в любом из двух возможных направлений.

Предлагаемое техническое решение обеспечивает следующие функциональные свойства клиновой задвижки:

- в состоянии «Открыто» давление транспортируемой среды в полости корпуса над клином задвижки не выше давления в перепускном канале;
- в состоянии «Открыто» давление транспортируемой среды в полости корпуса над клином задвижки не выше давления в областях стыков задвижки с трубопроводом;
- в состоянии «Закрыто» давление среды в полости корпуса над клином задвижки равно давлению в перепускном канале и в полости;
- с повышением температуры в полости корпуса над клином задвижки повышается также давление в той же полости. Под воздействием этого избыточного давления содержимое указанной полости по каналу транспортируется в полость на стыке задвижки с трубопроводом;
- в процессе функционирования предлагаемой конструкции давление в полости корпуса над клином не превышает опасных значений, создаются благоприятные условия для надежного

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

функционирования герметизирующих и уплотнительных элементов

- корпуса задвижки.

Диаметр канала должен быть не меньше, чем удвоенный наибольший размер твердых частиц, представляющих собой продукты износа деталей задвижки и примеси (в ином случае возможно заклинивание двух или более частиц в канале).

В новом устройстве повышена надежность функционирования клиновой задвижки путем саморегулирования давления в полости над клиновым затвором, что обеспечивается расположением, размерами и функционированием перепускного канала в условиях воздействия высокого давления и температуры (более 100° С) жидкой или газообразной среды, находящейся в полости задвижки над клином.

#### **4.3 Задвижка с компенсационной камерой**

Новая конструкция задвижки для магистрального трубопровода предусматривает наличие компенсационной камеры, выполненной упругодеформируемой в виде пустотелой гильзы с гофрированной стенкой. Такая конструкция компенсационной камеры позволяет ей увеличиваться и уменьшаться в размерах в зависимости от величины давления рабочей среды внутри полости задвижки и тем самым за счет изменения объема внутренней полости задвижки выравнивать в ней давление [7].

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

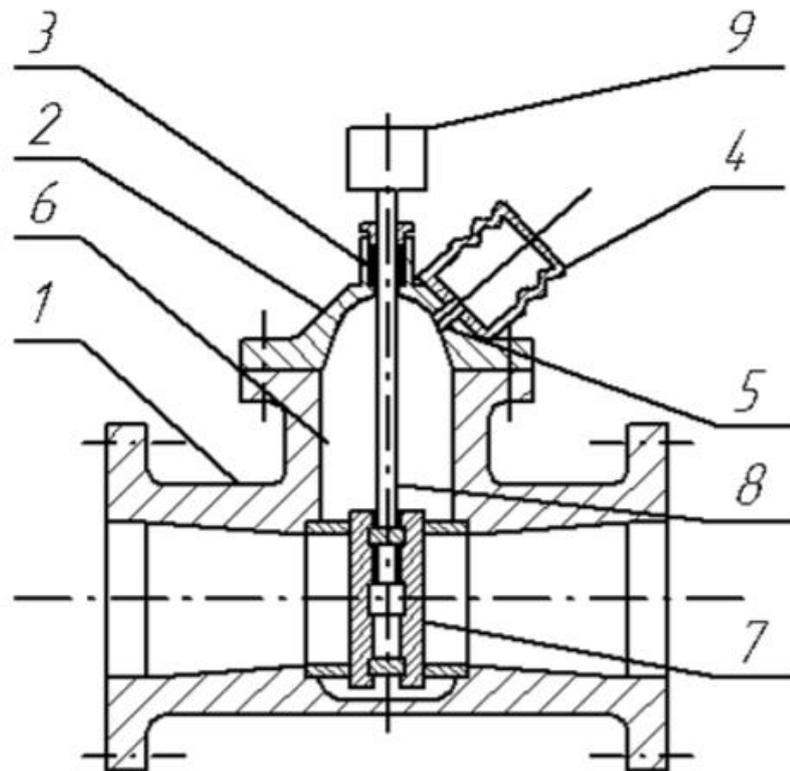


Рисунок 4.3.1 Задвижка с компенсационной камерой

Данная задвижка для трубопровода состоит из корпуса 1, крышки 2, со встроенным в нее уплотнительным элементом 3, шпинделя 8, проходящего через отверстие в крышке 2 и обеспечивающего кинематическую связь затвора 7 с приводом 9. На наружной поверхности задвижки смонтирована упругодеформируемая компенсационная камера 4, выполненная в виде пустотелой гильзы с гофрированной стенкой, которая посредством канала 5 связана с внутренней полостью 6 задвижки.

Работа задвижки будет осуществляться следующим образом. При закрытом затворе в случае нагрева рабочей среды во внутренней полости задвижки будет происходить увеличение ее объема, которое способствует возникновению избыточного давления внутри задвижки. При увеличении давления произойдет расширение упругодеформируемой компенсационной камеры, сообщающейся каналом с внутренней полостью задвижки, в результате чего увеличится объем внутренней полости и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

компенсируется внутреннее давление. При снижении давления во внутренней полости задвижки (при открывании затвора или остывании рабочей среды) упругодеформируемая компенсационная камера будет сжиматься возвращаясь к исходным размерам.

Благодаря наличию упругодеформируемой камеры, сообщающейся с внутренней полостью устройства, будет обеспечиваться повышение надежности в работе за счет исключения вредных последствий в виде разрыва корпуса и крышки задвижки, выдавливания рабочей среды через уплотнительные элементы под действием избыточного давления во внутренней полости.

#### **4.4 Лазерная наплавка элементов запорной арматуры**

Объектом исследований является поверхность уплотнения тарелок клиновой задвижки (рис.4.4.1). Клиновая задвижка имеет две тарелки, жестко прикрепленные к штоку, который, в свою очередь, отвечает за их положение. При открытии, закрытии и фиксации в одном из положений на уплотнительную поверхность тарелок воздействуют разрушающие факторы, такие, как высокое удельное давление до 16 МПа, температура пара до 700 °С, контактные нагрузки при трении в момент перекрытия, эффект “схватывания” при длительном простое в закрытом положении. В результате такого рода воздействия поверхность тарелки изнашивается и, как следствие, нарушается герметичность.

В настоящее время для увеличения срока службы уплотнительных поверхностей запорной и регулирующей арматуры применяется широкий спектр методов упрочняющей обработки конструкторских решений.

Целью данной работы является исследование покрытий, полученных лазерной наплавкой, позволяющих не только восстановить, но и повысить

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

срок службы уплотнительных элементов запорной арматуры. Исходя из условий работы арматуры материалы наплавки должны обладать необходимыми механическими свойствами (горячая твердость и т.п.) эксплуатационными характеристиками (коррозионная стойкость, задиростойчивость) в условиях работы деталей запорного узла арматуры. Для обеспечения указанных свойств материал должен иметь необходимые химический состав и микроструктуру.

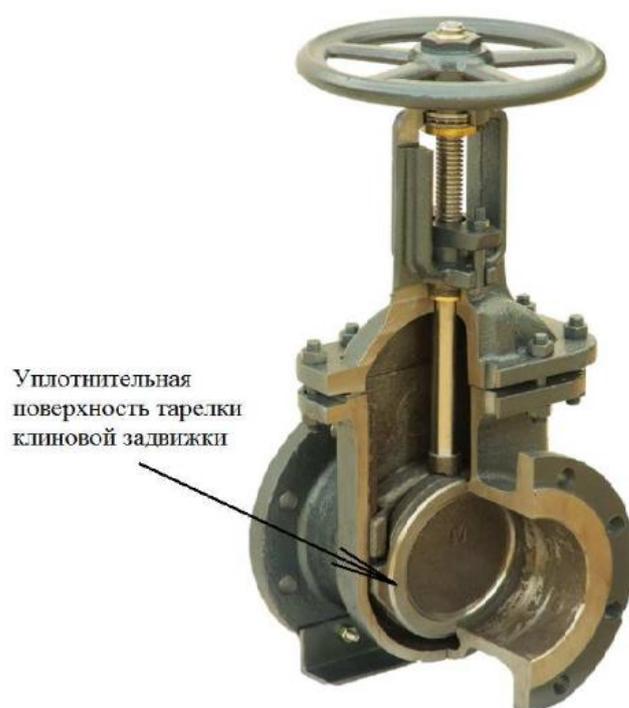


Рисунок 4.4.1 Уплотнительная поверхность тарелки клиновой задвижки

Противозадирная стойкость наплавленных поверхностей зависит не только от химического состава и твердости металла. Положительное влияние на стойкость оказывают наличие между поверхностями разницы по твердости (на 5...10 HRC) и применение для трущихся пар разнородных материалов. Применяемые материалы и технология наплавки должны обеспечивать заданный химический состав и стабильный уровень твердости металла по всей наплавленной рабочей поверхности. Необходимый уровень

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

свойств материалов покрытий обуславливается требованиями нормативных документов и опытом эксплуатации арматуры. Имеющиеся данные в области материаловедения и инженерии поверхности[6] позволяют установить, что наиболее применимыми

Материалами для нанесения на уплотнительные поверхности трубопроводной арматуры являются:

- высоколегированные сплавы на основе железа;
- сплавы на основе кобальта, содержащие достаточное количество хрома.

Для исследования процесса лазерной наплавки был выбран порошковый материал на основе кобальт: (CoCrWNi).

Для проведения работ по наплавке применяется роботизированный лазерный комплекс Laser Line.

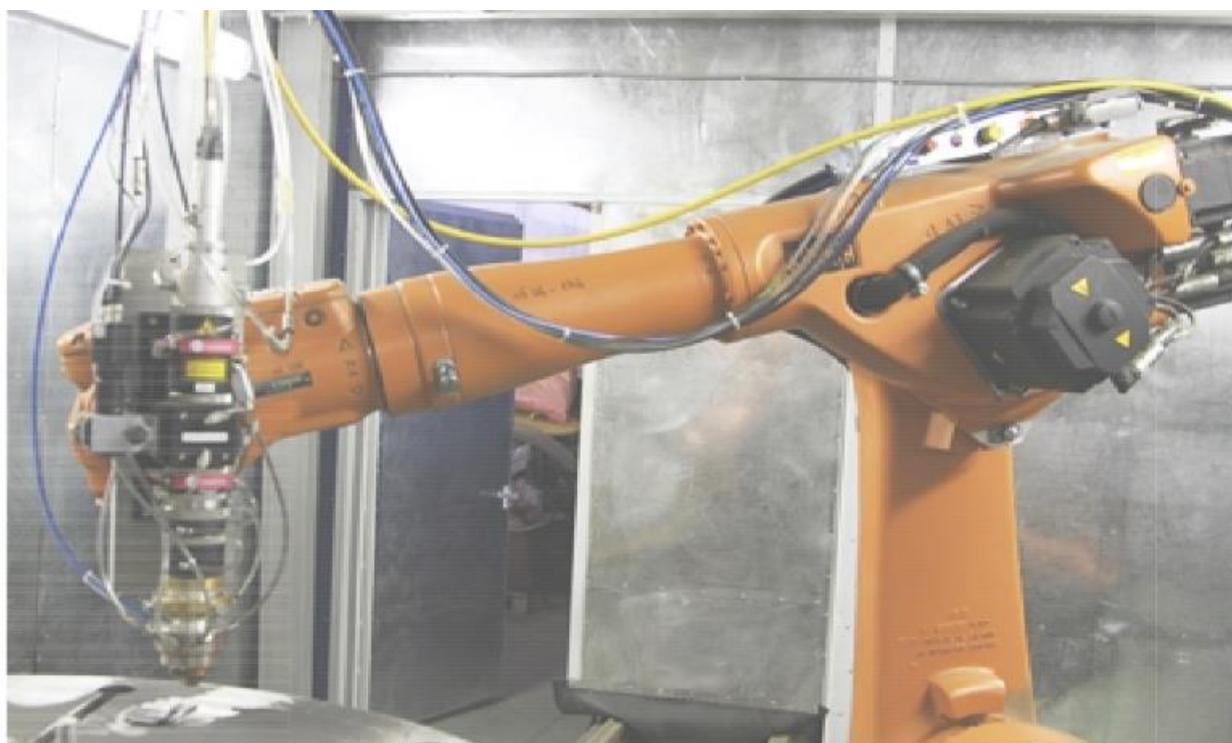


Рисунок 4.4.2 Общий вид комплекса

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Методика испытания образцов с покрытиями на стойкость против задира проводится для сравнительной оценки противозадирной стойкости покрытий, нанесённых методом лазерной наплавки на поверхность исследуемых образцов. Данные испытания имитируют работу уплотнительных поверхностей тарелок клиновой задвижки в момент их перемещения относительно седла.

Установлено что образцы с покрытием на основе кобальта после проведения испытаний задиров не имеют.

По результатам проделанных исследований можно сделать вывод о том, что применение технологии лазерной наплавки является перспективным методом реновации поверхности уплотнительных узлов запорной арматуры.

					Модернизация клиновой задвижки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

## 5.Расчётная часть

### 5.1 Основы гидравлики трубопроводов, оснащенных затворами

Гидравлический расчет служит для определения параметров, связанных с гидравлической характеристикой изделия: гидравлического сопротивления (потери напора), пропускной способности (производительности), необходимой площади поперечных сечений полостей и отверстий, профиля плунжера, обеспечивающего требуемую расходную характеристику и т. д.

Арматура, установленная в трубопроводе, создает для движущейся в ней среды дополнительное сопротивление, так называемое местное сопротивление, на преодоление которого тратится энергия.

Затрата энергии выражается потерей скоростного напора, в связи с чем давление перед затвором будет больше, чем за ним. Это вызывает необходимость определять величины, связанные с гидравлическим сопротивлением арматуры: потерю напора или давления (или перепад давлений, т. е. разность давлений до и после затвора), расход среды при данном режиме и т. д.

Все гидравлические расчеты арматуры исходят из нескольких основных формул, но разрабатываются далее в зависимости от типа арматуры и условий ее работы.

В простейшем случае при горизонтальном трубопроводе общий напор

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лучина Л,С</i>			<b>Расчётная часть</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В,В</i>					76	122
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О,В</i>				<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П,В.</i>						

расходуется на приведение жидкости в движение (создание скоростного напора) и преодоление гидравлических сопротивлений, что выражается в виде известной формулы:

$$H = \Delta H_v + \Delta H_T + \Delta H_c + \sum \Delta H_A, \quad (1)$$

где  $H$  — полный напор;

$\Delta H_v$  — часть напора, затрачиваемая на образование скоростного напора;

$\Delta H_T$  — потеря напора на преодоление трения в трубопроводе;

$\Delta H_c$  — потеря напора на преодоление сопротивлений в поворотах трубопровода, соединительных частях, коленах, переходах и т. д.;

$\Delta H_A$  — потеря напора на преодоление местного сопротивления арматуры (затвора, регулятора и т. д.)

Как известно, в трубопроводах возможны два режима движения среды: ламинарный и турбулентный. В первом случае потеря напора пропорциональна средней скорости потока в трубе, во втором — квадрату скорости.

При условии  $Re_D < Re_k$  имеет место ламинарный режим движения; при условии  $Re_D > Re_k$  — турбулентный режим. Здесь  $Re_D$  — число Рейнольдса, отнесенное к диаметру трубы;  $Re_k$  — критическое значение числа Рейнольдса, для различных схем оно различно и может достигать до  $Re_k = 2 \cdot 10^4 \div 10^5$ .

Для труб круглого сечения:

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\text{Re}_D = \frac{vD}{100\nu}, \quad (2)$$

где  $v$  — скорость движения среды в трубопроводе (средняя по сечению), м/сек;

$D$  — диаметр отверстия трубы, см;

$\nu$  — кинематическая вязкость среды, м<sup>2</sup>/сек.

Величина потери напора при прохождении среды через арматуру может быть в общем случае выражена формулой:

$$\Delta H_A = Av + Bv^2, \quad (3)$$

где  $A$  и  $B$  — постоянные для данной степени открытия арматуры. При вязких средах и очень малых скоростях решающее значение приобретает первый член  $Av$ , а в остальных случаях — второй член  $Bv^2$ .

В подавляющем большинстве случаев движение среды в трубопроводе имеет турбулентный характер и влияние величины  $Av$  на потерю напора невелико, что позволяет этой величиной пренебречь; поэтому при расчете арматуры обычно пользуются формулой:

$$\Delta H_A = Bv^2. \quad (4)$$

Экспериментально доказано, что эта формула более точно должна быть выражена так:

$$\Delta H_A = Bv^x, \quad (5)$$

где  $x$  может иметь значение от 1,6 до 2,4.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Пока нет достаточных сведений о влиянии конструкции арматуры на показатель степени  $x$ , поэтому обычно принимают  $x = 2$ .

Для гидравлических расчетов арматуры необходимо знать скорость движения среды  $v$  в трубопроводе, которую можно определить зная количество среды, проходящее через трубопровод в единицу времени, т. е. расход  $G$  в тоннах за час или  $Q$  в кубических метрах за час.

В трубопроводах обычно применяются следующие скорости для транспортировки среды – для жидкости  $v = 2 \div 3 \text{ м/сек}$ .

Принимаемые скорости среды в трубопроводах зависят от технических и экономических факторов и конкретных условий эксплуатации. Так, на электростанциях скорости в паропроводах высокого давления в связи с большим удельным весом пара при высоких давлениях принимаются более низкие, чем в паропроводах низкого давления.

В гидравлических расчетах обычно применяется система мер: метр—килограмм—секунда. Такая система применительно к гидравлическим расчетам арматуры вызывает необходимость выполнения громоздких вычислений. С целью упрощения расчетов в предлагаемых ниже формулах для гидравлических расчетов арматуры применены следующие размерности: скорость среды —  $\text{м/сек}$ , площадь —  $\text{см}^2$ , удельный вес для жидкостей и газов —  $\text{г/см}^3$  и давление  $\text{кг/см}^2$ . Опыт ЦКБА подтвердил удобство применения этих размерностей.

Если расход  $Q$  задан в  $\text{м}^3/\text{ч}$ , то скорость определится по формуле:

$$v = \frac{Q}{0.36F_y} \text{ м/сек}, \quad (6)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

где  $F_y$  — площадь поперечного сечения отверстия трубы по условному диаметру,  $см.^2$

Для жидкости с удельным весом  $\gamma$

$$P = \frac{H\gamma}{10} \text{ кгГ/см}^2, \quad (7)$$

$$P = \Delta P_v + \Delta P_T + \Delta P_c + \sum \Delta P_A, \quad (8)$$

где  $P$  — давление, создаваемое напором  $H$ :

$\Delta P_v$  — часть давления, затрачиваемая на образование скоростного напора;

$\Delta P_T$  — потеря давления, вызванная преодолением трения в трубопроводе;

$\Delta P_c$  — потеря давления, вызванная преодолением сопротивлений в поворотах трубопровода, соединительных частях, переходах и т. д.;

$\Delta P_A$  — потеря давления на затворе или регулирующем клапане, вызванная преодолением данного местного сопротивления, причем

$$\Delta P_A = P_1 - P_2, \quad (9)$$

здесь  $P_1$  — давление до местного сопротивления;

$P_2$  — давление после местного сопротивления.

Приняв, что вся потенциальная энергия жидкости превращается в кинетическую, получим скорость движения идеальной жидкости под действием гидростатического напора  $H$ , равной скорости тела, падающего

					Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с этой же высоты:  $v = \sqrt{2gH}$  м/сек,

(10)

следовательно,

$$H = \frac{v^2}{2g} \text{ м}, \quad (11)$$

С учетом этих соотношений составляющие формулы (8) следующий вид:

$$\Delta P_v = \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10};$$

$$\Delta P_T = \lambda \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10};$$

$$\Delta P_c = \sum \xi_c \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10};$$

$$\Delta P_A = \xi_A \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10},$$

где  $\xi_A$  — коэффициент местного сопротивления затвора или регулирующего клапана, т. е. коэффициент пропорциональности между скоростным напором, рассчитанным по условному проходу арматуры, и перепадом давления на этой арматуре.

Подставляя приведенные выше выражения в формулу, получаем:

$$P = \left(1 + \lambda \frac{L}{D} + \sum \xi_c\right) \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10} + \xi_A \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10}, \quad (12)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Отсюда следует, что при данном общем напоре скорость среды в трубопроводе, а следовательно, и расход среды через трубопровод, будут различными в зависимости от сопротивления трубопровода и арматуры,

установленной на нем.

Изменение сопротивления арматуры в системе трубопровод — арматура при постоянной величине общего напора изменит и расход среды, причем изменение расхода будет таково, что при вновь установившейся скорости

общая сумма потерь напора останется той же. Влияние  $\xi_A$  на изменение

скорости будет зависеть от суммарного сопротивления системы.

Для того чтобы не быть связанными величиной сопротивления трубопровода, которая усложняет решение задач арматуростроения, обычно пользуются зависимостью:

$$\Delta P_A = \xi_A \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10}, \quad (13)$$

Чтобы учесть влияние дополнительных факторов на потерю напора, в формулу (13) вводят следующие коэффициенты:

а) для газообразных сред коэффициент  $\delta$ , учитывающий влияние сжимаемости среды на потерю напора;

б) для вязких сред и малых скоростей коэффициент  $\psi_p$ , учитывающий влияние вязкости среды на перепад давлений  $\Delta P$ .

В общем виде получают формулу:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$\Delta P = \delta \psi_p \xi \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10}, \quad (14)$$

В тех случаях, когда величина  $\xi$  неизвестна, а задано открытое сечение

в седле  $f \text{ см}^2$  и общий коэффициент расхода  $\mu$  для данной степени открытия клапана или задвижки, коэффициент сопротивления  $\xi$  определяют по формуле

$$\xi = \left( \frac{F_y}{\mu f} \right)^2, \quad (15)$$

В тех случаях, когда величина  $\xi$  неизвестна, а задана условная пропускная способность арматуры  $G_y$ , коэффициент сопротивления

определяется по формуле

$$\xi = \left( \frac{5.04 F_y}{G_y} \right)^2, \quad (16)$$

Поскольку свойства сред несжимаемой (жидкость) и сжимаемой (газ, пар) имеют свои особенности, расчет потерь напора для этих сред рассматривается отдельно.

## 5.2 Потеря напора в затворах

Рабочая среда — несжимаемая жидкость

					Расчетная часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В этом случае обычно принимают  $\delta = 1$ . Часто жидкости, транспортируемые в трубопроводах, имеют малую вязкость; для этих условий  $\psi_p = 1$ . Тогда формула (85) приобретает вид:

$$\Delta P_A = \xi_A \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10}, \quad (17)$$

Пример. Определить перепад давлений на задвижки с  $D_{1y} = 500$  мм,  $D_{2y} = 800$  мм,  $D_{3y} = 1000$  мм при расходе нефти  $Q = 6000$  м<sup>3</sup>/ч. Коэффициент сопротивления задвижки  $\xi_1 = 0,2$ ,  $\xi_2 = 0,15$ ,  $\xi_3 = 0,1$ . Удельный вес нефти  $\gamma = 0,92$  / см<sup>3</sup>.

#### Исходные данные

Таблица 1

$D_y$ , мм	500	800	1000
$\xi$	0,2	0,15	0,1
$v$ , м/сек	2,89	23	1,9
$\Delta P$	0,17	0,09	0,07

Решение.

Скорость среды в трубопроводе

$$v = \frac{Q}{0,36F_y} = \frac{6000}{0,36 \cdot 3,14 \cdot 2500} = 2,89 \text{ м/сек}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## Перепад давлений

$$\Delta P = \xi \frac{v^2}{2g} \cdot \frac{\gamma}{10} = 0,2 \cdot \frac{2,89^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \frac{0,9}{10} = 0,17 \text{ кг/см}^2$$

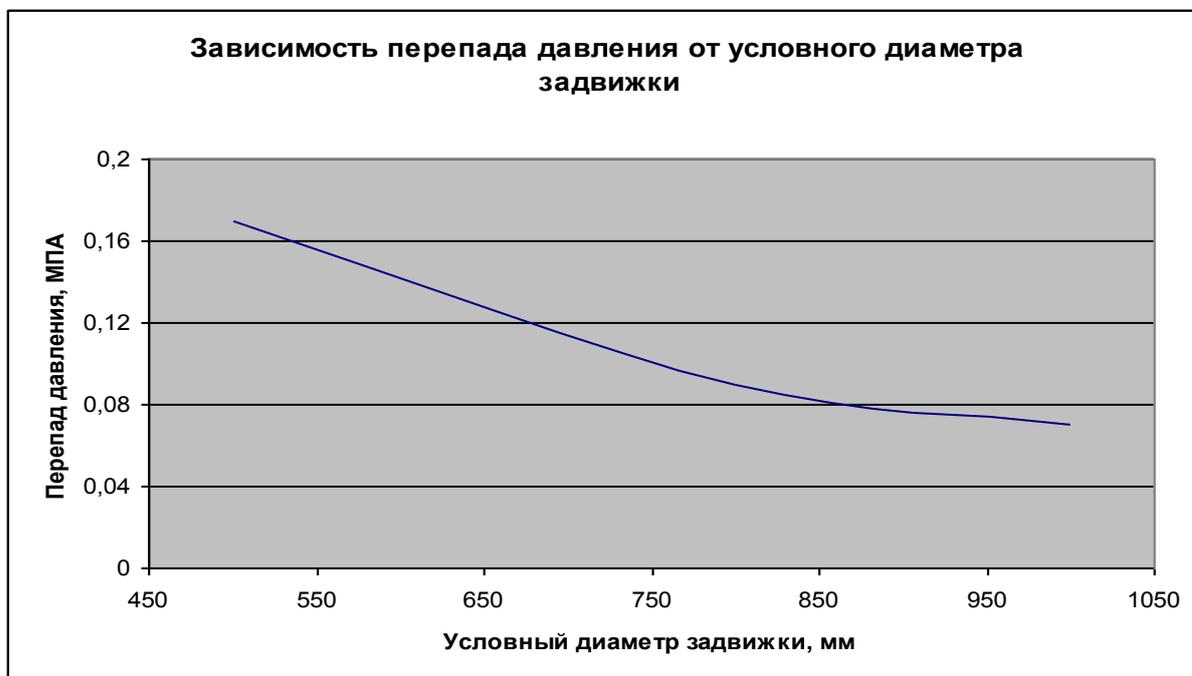


Рисунок 5.2.1 Зависимость перепада давления от условного диаметра задвижки



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Расчетная часть

Лист

85

### Рисунок 5.2.2. Зависимость перепада давления от условного диаметра задвижки

Экспериментальные исследования показали, что значение  $\delta = 1$  применимо лишь для сравнительно низких температур. С повышением температуры величина  $\delta$  приобретает значение, отличное от единицы и приближающееся, по мере приближения температуры к точке кипения, к значениям для паров. Для каждой температуры жидкости выявился свой критический перепад давления  $\left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{кр}$ , сверх которого увеличение давления не вызывает увеличения скорости истечения. Для различных конструкций значение  $\left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{кр}$ , может иметь разные значения.

Для двухседельных регулирующих клапанов со стержневым золотником при испытаниях на воде установлено при  $t = 20^\circ \text{C}$

$\left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{кр} = 0,76$ , где  $P_1$  — в абсолютных атмосферах. Испытание дроссельных шайб—диафрагм также выявили наличие критического перепада давлений при испытаниях на воде.

### 5.3 Гидравлическое сопротивление арматуры

При обычных условиях затвор (клапан, задвижка, кран и т. д.) либо полностью открыт, либо полностью закрыт; промежуточные положения могут иметь место лишь как исключение и не являются основными рабочими положениями затвора.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

В связи с этим наибольший интерес в данных видах арматуры представляют собой величины сопротивления затворов в открытом положении.

Ниже приводятся некоторые сведения о гидравлическом сопротивлении затворов. Сведения эти, хотя и получены в результате тщательно проверенных экспериментов, все же должны рассматриваться как ориентировочные, так как конструктивные особенности каждого изделия могут существенно изменить коэффициент его сопротивления. Этим в значительной степени и объясняется то обстоятельство, что различные исследователи для одних и тех же видов арматуры дают иногда различные данные. Кроме того, как показали исследования, на коэффициент сопротивления затвора оказывают влияние и качество выполнения внутренних полостей данного затвора.

#### 5.4 Гидравлическое, сопротивление элементов арматуры

Величина коэффициента сопротивления  $\xi$ , характеризующая сопротивление данного изделия протеканию через него жидкости, зависит от размеров изделия, его конструкции и конфигурации внутренних полостей, определяющих прямолинейность потока, постоянство сечений и т. д. Коэффициент сопротивления  $\xi$  определяется для каждой конструкции опытным путем.

С определенной степенью точности можно считать, что каждое из изделий в арматуре представляет собой систему последовательно установленных элементов, создающих сопротивления (поворот струи, расширение, сужение, снова поворот и т. д.), поэтому потеря напора в арматуре будет примерно равна сумме потерь напора в каждом из элементов арматуры. Общий коэффициент сопротивления изделия

					Расчетная часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приближенно можно рассматривать как сумму коэффициентов сопротивления отдельных элементов, т. е.

$$\xi = \xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \dots + \xi_i, \quad (18)$$

где  $\xi_1, \xi_2, \xi_3, \dots$  — коэффициенты сопротивлений элементов арматуры, отнесенные к одной и той же скорости среды в трубопроводе.

Следует иметь в виду, что изменение сопротивления одного из элементов системы может изменить или перераспределить сопротивление в системе, т. е. здесь имеет место взаимозависимость участков потока.

Для оценки влияния составляющих элементов на сопротивление арматуры приводятся данные о сопротивлении наиболее часто встречающихся элементов арматуры в зависимости от их формы и соотношения размеров. При расчете необходимо значения  $\xi$  относить именно к тем сечениям и скоростям, относительно которых они получены. Применение  $\xi$  к другим скоростям, в других сечениях, может привести к серьезным ошибкам.

## 5.5 Гидравлическое сопротивление затворов

Задвижка является одним из наиболее распространенных затворов. Существенным преимуществом задвижек по сравнению с вентилями является малый коэффициент местного сопротивления. Фактические значения  $\xi$ , находятся в пределах от 0,1 до 1,5 в зависимости от размеров и конструктивных особенностей задвижки.

В целях уменьшения габаритов, веса и стоимости задвижки, а также

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

величины хода клина, усилий и моментов, необходимых для управления ею, применяется сужение сечения прохода в корпусе задвижки. Сужение прохода увеличивает коэффициент сопротивления задвижки в некоторых случаях на значительную величину.

Для защиты уплотняющих колец задвижки от разрушающего действия струи и улучшения гидродинамических свойств в задвижках иногда применяют направляющую трубу. Наибольшее влияние она оказывает в задвижке со значительным сужением и большими расстояниями между уплотняющими кольцами. В других случаях гидравлический эффект от ее применения оказывается не более 15%.

Для определения коэффициента сопротивления суженной задвижки

может быть использована формула 
$$\xi = C \cdot \operatorname{tg} \frac{\varphi}{2} \left( \frac{F_y}{F_c} - 1 \right)^2,$$

(19)

где коэффициент  $C = 6 - 8$ .

Формула применима при сужениях  $\frac{F_y}{F_c} = 0,6 - 0,8$  и угле конусности  $\varphi = 15 - 40^\circ$ .

Задвижки больших проходов диаметром  $D_v = 500 - 1000$  мм даже суженные, обычно имеют небольшой коэффициент сопротивления, равный  $\xi = 0,2 - 0,5$ .

На величину коэффициента сопротивления большее влияние оказывает длина участка трубопровода за задвижкой и меньшее — до задвижки (по направлению движения потока). За задвижкой необходимо иметь участок длиной не менее  $(12-15)D_v$ , в противном случае коэффициент сопротивления задвижки может резко возрасти. Известны

					Расчетная часть	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

случаи, когда при коротком участке трубопровода после суженной задвижки коэффициент сопротивления ее возрастал до  $\xi = 3,5 - 4,0$  и более.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для того, чтобы сделать вывод является ли установка усовершенствованной запорной арматуры целесообразной, необходимо провести сравнительный анализ стоимости работ по установке на линейную часть МН запорной арматуры 2-х видов:

1. установка клиновой задвижки 30лс941нж;
2. установка модернизированной клиновой задвижки.

### 6.1 Потребность в основных машинах и механизмах

Потребность в основных строительных машинах и механизмах для установки клиновой задвижки определена согласно организационно-технологической схеме производства работ, исходя из объемов работ, темпов строительства, производительности машин и механизмов. Потребность в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах приведена в таблице 2.

Таблица 2-Общая потребность в основных строительных машинах и механизмах

Наименование	Тип машины	Количество машин	Стоимость аренды руб./час	Количество часов	Итого
Автокран	КС-45717	1	1200	34	40800
Сварочное оборудование	По согласованию с заказчиком	1	60	23	1380
Пожарный а/м	КамАЗ 55111	1	1500	23	34500
Нефтеборщик	на базе автомобиля "Урал"	1	1450	23	33350
Автобус-вахта		1	1400	23	32200
Итого:142230					

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера. путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Лучина Л.С</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Медведев В.В</i>					91	122
<i>Консульт.</i>	<i>Вазим А.А</i>				Экономическая часть ТПУ гр. 3-2Б31Т		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						

Примечание: предусмотренные перечнем марки машин не являются строго обязательными при производстве работ и могут быть заменены другими с аналогичными техническими характеристиками, исходя из наличия у Подрядчика.

## 6.2 Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ (дизтопливо) при установке клиновой задвижки рассчитана на основании общей потребности в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте и приведена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Тип машины	Количество машин	Цена за единицу, руб./л	Норма расхода материала, л на 100 км	Итого
Автокран	КС-45717	1	34,16	25	854
Сварочное оборудование	По согласованию с заказчиком	1			
Пожарный а/м	КамАЗ 55111	1	34,16	25	854
Нефтеборщик	на базе автомобиля "Урал"	1	34,16	25	854
Автобус - вахта		1	34,16	20	683,2
Итого: 3254,2					

## 6.3 Расчет потребности в материалах

За материалы мы принимаем задвижки:

					Экономическая часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Модернизированная клиновая задвижка 30лс941нж
- Клиновая задвижка 30лс941нж;

Таблица 4-Затраты на материалы

Вид запорной арматуры	Наименование материала	Стоимость,руб.
Задвижка клиновая	30лс941нж	1 829 466
Модернизированная клиновая задвижка	30лс941нж	2 789 590
Итого:		4 619 056
Общий итог: 4 621 681		

#### 6.4 Потребности в кадрах

Среднесписочная потребность в работающих определена исходя из объемов проведения строительно-монтажных работ.

Численность рабочих представлена в таблице 5. Расчет выполнен на весь период строительно-монтажных работ, периоды демонтажа и монтажа [10].

Таблица 5-Распределение рабочих по категориям и специальностям

Наименование	Количество часов	Стоимость в часа	З/п руб.	Отчисления соц.страхования, руб.	Сумма, руб.
Машинист автокрана	18	197,69	3558,42	1067,52	4625,94
Электрогазосварщик (машинист сварочного агрегата)	18	197,69	3558,42	1067,52	4625,94
Водитель	18	229	4122	1236,6	5358,6
Водитель пожарной машины	18	229	4122	1236,6	5358,6
Монтажник (2 человека)	18	229	8244	2473,2	10717,2
Слесарь Ту	18	167	6012	1803,6	7815,6

(2человека)				
Итого:				38501,88

Расчёт сметной стоимости установки книновой задвижки 30лс941нж представлен в таблице 6.

Таблица 6-Сметная стоимость установки клиновой задвижки.

№п/п	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Объем работ	Сметная стоимость, руб.
1	2	3	4	5
	Основные расходы			
	Зарботная плата работникам	Руб.		38501,88
	Затраты на ГСМ	Руб.		3254,2
	Затраты на основные материалы	Руб.		1829466
	Итого основных расходов			1871222,08
2	Накладные расходы	%	12	224546,6
	Итого			2095768,7
3	Плановые накопления	%	20	419153
4	Подрядные работы ( аренда строительных машин и механизмов )			142230
	Итого по расчету			2657151
5	Резерв на непредвиденные расходы	%	3	79714
6	В целом по расчету			2736865
	НДС	%	18	492635
7	Всего по объекту			3229500

## 6.5 Сметная стоимость модернизированной задвижки

Теперь мы рассчитываем смету для модернизированной клиновой задвижки.

Таблица 7-Сметная стоимость установки модернизированной клиновой задвижки

№п/п	Наименование работ и затрат	Объем работ	Сметная стоимость, руб.
1	2	4	5
	Основные расходы		
	Заработная плата работникам, руб.		38501,88
	Затраты на ГСМ, руб.		3254,2
	Затраты на основные материалы, руб.		2 789 590
	Итого основных расходов		2831346
2	Накладные расходы, %	12	339761,5
	Итого, руб.		3171107,5
3	Плановые накопления, %	20	634221,5
4	Подрядные работы (аренда строительных машин и механизмов)		142230
	Итого по расчету, руб.		3947559
5	Резерв на непредвиденные расходы	3	118426,7
6	В целом по расчету, руб.		4065985,7
	НДС, руб.	18	731877,4
7	Всего по объекту, руб.		4797863,1

Исходя из сметной стоимости можем сделать вывод, что затраты на установку модернизированной клиновой задвижки составит 4 797 863,1 руб., что значительно дороже установки клиновой задвижки марки 30лс941нж. При этом экономический эффект от применения модернизированных конструкций запорной арматуры достигается за счет увеличения межремонтного периода .

## 7. Социальная ответственность

Согласно теме выпускной квалификационной работы «Эксплуатационная надежность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры» Трасса магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе проходит по территории Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Вся территория автономного округа относится к территории Крайнего Севера, более половины территории и находится за Полярным кругом.

Социальная ответственность предприятия – это степень отклика на социальные нужды сотрудников, лежащие вне определяемых законом или регулирующими органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества. [17]

Социальная ответственность направлена на поддержания оптимальных параметров работы, согласованных с параметрами работы существующей системы трубопроводов, обеспечения достигнутого уровня надежности, безопасности, производственной санитарии, пожаровзрывобезопасности и охраны окружающей среды.

### 7.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность – комплекс мероприятий и технических средств, снижающих вероятность воздействия на человека опасных производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности. При строительстве нефтепровода могут

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Лучина Л.С			Социальная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Медведев В.В					96	122
<i>Консульт.</i>		Гуляев М.В				ТПУ гр. 3-2Б31Т		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

возникнуть опасные и вредные факторы.

## **7.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия[17].

### **7.2.1 Отклонение параметров микроклимата**

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Болото – участок ландшафта, характеризующийся повышенной влажностью, что может иметь не хорошее влияние на организм человека. Рабочие места на трассе при сооружении, а также при других работах следует обеспечивать средствами индивидуального обогрева и защиты от ветра, атмосферных осадков (укрытие, переносные щиты, тенты). При наличии ветра свыше 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить аварийно-восстановительные сварочные работы без инвентарных укрытий сварщиков запрещается. Большие скорости движения воздуха наблюдаются при работах на открытом воздухе. Подвижность воздуха может в значительной степени расширить (при высоких температурах) и сузить (при низких температурах) зону оптимального микроклимата. Работы на открытом воздухе в холодное и переходное время года (строительство, лесозаготовки, добыча нефти, газа, геологоразведка) в средних широтах проводятся при температуре от 0 до -20°С, а в условиях Заполярья и Арктики от -30°С и ниже. Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. [18]

### **7.2.2. Повышенный уровень шума**

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ–1, ВШВ–003, а также зарубежного – «Брюль и Кьер». Измерение шума на рабочих местах производится при включенных приборах и механизмах.

Осуществляется периодически службой Охраны Труда и сводится к измерению уровня звукового давления на любых частотах и сравнения. Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов, используемого транспорта. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Допустимый эквивалентный уровень шума составляет 80 дБА. Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается. Основные методы борьбы с шумом: – снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств); – снижение шума на пути распространения звука; – средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, беруши; – соблюдение режима труда и отдыха. Допустимый эквивалентный уровень шума составляет 80 дБА. Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается. [19]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

### 7.2.3. Повышенные уровни вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации,

по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6–9 Гц.

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

При сооружении трубопровода, основным используется механизированный инструмент. При производстве работ используются сверлильные, шлифовальные, и других ручных машин с электрическим и пневматическим приводом. Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены: □ применением виброзащищённого оборудования и инструмента; применением средств индивидуальной защиты тела от вибрации, снижающих воздействие от вибрации на работающих на путях ее распространения от источника возбуждения; □ организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном нормативно технической документацией на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих;

вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) (ГОСТ 12.1.003-83).

#### **7.2.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Электрическое освещение строительных площадок и участков подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное. При наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при проведении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 4 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении. Рабочее освещение предусматривается для всех строительных площадок и участков, где работы выполняются в ночное и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего (равномерного или локализованного) и комбинированного освещения (к общему добавляется местное). Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ применяются лампы накаливания общего назначения, лампы накаливания прожекторные, лампы накаливания галогенные, лампы ртутные газоразрядные высокого давления, лампы ксеноновые, лампы натриевые высокого давления. Для осуществления охранного освещения следует выделять часть светильников рабочего освещения. Охранное освещение должно обеспечивать на границах строительных площадок или участков

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

производства работ горизонтальную освещенность не менее 0,5 лк на уровне земли или вертикальную на плоскости ограждения. [11]

Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья. Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию. Перечень опасных и вредных факторов, возникающих под действием основных элементов производственного процесса при строительстве нефтепровода на данной территории.

### **7.3. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

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

#### **7.3.1. Механические травмы при основных видах работ**

В полевых условиях при строительстве трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса.

Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и индивидуальную безопасность жизнедеятельности.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм.

До начала работ:

					Социальная часть	
Изм.	Лист	Нодокум.	Подпис	Дата		101

1) До начала работ, оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне нефтепровода, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, засыпка насыпи.

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ до начала работ, особое внимание обратить на раздел 12, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ.

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить.

5) Проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

1) В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ.

2) Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

3) Проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.) .

### **7.3.2. Ожоги при сварке**

Сварку плетей и труб в нитку производят ручной электродуговой сваркой.

Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.[22]

### **7.3.3. Повреждения в результате контакта с насекомыми**

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Бригада должна быть

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся и в летний период.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Места неблагополучные по клещевому энцефалиту (КЭ), определяются местными Центрами госсанэпиднадзора. Территория Томской области считается неблагополучной по КЭ. Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ возможно в весенне-летний период, при среднесуточной температуре – +3°. В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне.

Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

Также, при проведении ремонтов необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.
- при заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы.

#### **7.3.4. Поражение электрическим током**

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

напряжением из-за замыкания на корпусе;

- при прикосновении человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Защита от электрического тока делится на два типа:

1. Коллективная,
2. Индивидуальная.

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

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой. [13].

#### **7.3.4.1. Мероприятия по защите от поражения электрическим током**

Безопасность электроустановок обеспечивается следующими мерами защиты:

- надежной изоляцией;
- недоступностью токоведущих частей;
- защитным заземлением;
- защитным занулением;
- выравниванием потенциалов;
- автоматическим отключением;
- предупредительной сигнализацией, надписями и плакатами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Электрическая изоляция выполняется из диэлектриков – резины и полимерных материалов. Повреждение изоляции является основной причиной поражения электрическим током. Для проверки надежности изоляции используется прибор мегомметр. Проверка электрического сопротивления изоляции проводится не реже 1 раза в год в помещениях без

повышенной опасности, в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не реже двух раз в год. Если сопротивление изоляции снижается на 50% от первоначальной величины, необходима ее замена.

Изоляция силовой и осветительной электропроводки считается достаточной, если ее сопротивление между проводом каждой фазы и землей или между разными фазами составляет не менее 0,5 Ом.

Недоступность токоведущих частей обеспечивается установкой защитного ограждения в виде шкафов, кожухов, ящиков из металла. Для этой цели может применяться также различного вида блокировки, которые обеспечивают автоматическое снятие напряжения со всех элементов электроустановки при ошибочных действиях оператора.

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей нетоковедущих частей оборудования, которые могут оказаться под напряжением. Назначение защитного заземления состоит в устранении опасности поражения электрическим током при появлении случайного напряжения на деталях электрооборудования в момент замыкания на корпус токоведущих частей. Защитное заземление снижает напряжение прикосновения и шага до безопасных значений, что обеспечивается меньшим значением электрического сопротивления.

Защитное зануление применяется в 3-х фазных 4-х фазных сетях с заземленной нейтралью. Оно заключается в преднамеренном

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

электрическом соединении нетоковедущих частей оборудования, которые могут оказаться под напряжением с нулевым проводом. При этом в случае пробоя на корпус, т.е. замыкании между фазным и нулевым проводом протекающие большие токи выводят из строя плавкие предохранители или вызывают срабатывание автоматов, отключающих электроустановку.

Выравнивание потенциалов применяется в помещениях с повышенной электроопасностью для снижения напряжения прикосновения и шага между точками электрической цепи, к которым возможно одновременное прикосновение человека или животного. По мере удаления от заземленных частей потенциал поверхности земли будет уменьшаться, опасность поражения будет возрастать, с целью снижения этой опасности металлические детали (стойла, транспортеры, трубопроводы) соединяются со стальной полосой, уложенной по полу.

Автоматическое отключение – быстродействующая релейная защита, обеспечивающая отключение электроустановки при возникновении опасности поражения током. Она применяется в первую очередь в передвижных электроустановках, где трудно обеспечить защитное заземление.

Предупредительная сигнализация – мигающие или постоянно горящие лампочки, сигнализирующие о наличии на установке или в сети электрического тока. Это также предупредительные знаки: «Осторожно! Электрический ток!», таблички-указатели с надписями: «Не включать – работают люди!», «Опасно – высокое напряжение!», «Не влезай – убьёт!»

#### Изолирующие защитные средства

Изолирующие защитные средства обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих частей или заземленных частей

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

электрооборудования и от земли.

Они делятся на основные и дополнительные. Основные – выдерживают рабочее напряжение электроустановок, при помощи них можно касаться токоведущих частей оборудования без опасности поражения. К ним относят диэлектрические перчатки, изолирующие штанги, инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные – обладают недостаточной изоляцией, поэтому не могут обеспечить безопасность работающего. Их применяют в сочетании с основными средствами. Сюда относятся диэлектрические галоши, боты, коврики, изолирующие подставки.

Заземление приборов, аппаратов, металлических стоек, щитов, брони кабелей и т.п. произвести с учетом требований СНиП 3.05.06-85

«Электротехнические устройства» и ПУЭ «Правила устройства электроустановок». Все работы по монтажу должны выполняться в соответствии:

- – с РД 153-34.0-03.150-00 ПОТ РМ 016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»; – с правилами устройства электроустановок (ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание шестое, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания»);
- – с требованиями СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

Монтаж нового электрооборудования и кабельных сетей следует выполнять согласно действующим нормативным

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

документам для данного класса помещений. Все работы по монтажу, модернизации устройств, выполняемые в действующих электроустановках, следует производить по нарядам-допускам. Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства изолирующей защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Работы, связанные с присоединением (отсоединением) проводов, наладкой электроустановок выполнять электротехническим персоналом, имеющим соответствующую квалификационную группу

по охране труда. Присоединение к электрической сети передвижных электроустановок, ручных электрических машин и переносных электрических светильников при помощи штепсельных соединений, удовлетворяющих требованиям электробезопасности, разрешается выполнять персоналу, допущенному к работе с ними.

Установку предохранителей, а также электрических ламп выполнять электромонтером с применением средств индивидуальной защиты. Монтажные работы на электрических сетях и электроустановках выполнять после полного снятия с них напряжения и при осуществлении мероприятий по обеспечению безопасного выполнения работ. До начала сварочных работ необходимо проверить исправность электродержателя и надежность его изоляции, исправность предохранительной маски с защитным стеклом и светофильтром, а также состояние изоляции проводов, плотность соединений контактов сварочного провода. Сварочные

провода следует прокладывать так, чтобы их не повредили проходящие машины. Эти провода не должны касаться

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

металлических предметов, шлангов для кислорода и пропана. Токоведущие части электроустановок должны быть изолированы, ограждены или размещены в местах, не доступных для прикосновения к ним. Защиту электрических сетей и электроустановок строительной площадки от токов междуфазного короткого замыкания и замыкания на корпус обеспечить с помощью установки предохранителей с калиброванными плавкими вставками или автоматическими выключателями. .

### **7.3.5. Пожаровзрывоопасность**

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1 – В4, Г и Д, а здания – на категории А, Б, В, Г и Д. По пожарной опасности наружные установки подразделяются на категории Ан, Бн, Вн, Гн и Дн. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ. Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ. 1) Работы при сооружение магистральных нефтепровода должны выполняться с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО “АК “Транснефть” ВППБ 01-05-99,

Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03.

2) В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных нефтепроводов ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера ЛПДС.

3) Все работники, занятые на сооружение на линейной части магистральных нефтепроводов, должны пройти противопожарный

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

4) Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на право выполнения этих работ.

5) На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ. 6) Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении. 7) Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлить.

Соппротивление заземляющего устройства не должно превышать 25 Ом. 8) На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения: – кошма войлочная или асбестовое полотно

размером 2x2 – 2 штуки; – огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 4 штук или один огнетушитель ОП-50, ОУ-8 – 2 шт.; – лопаты, топоры, ломы. Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания. Пожарная безопасность при сооружении и эксплуатации на линейной части промысловых трубопроводов должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой. [15],[16].

### **7.3.6. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)**

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

При повышении давления выше критического происходит разрушение сосуда – компрессионный взрыв, что может привести к тяжёлым последствиям, выражающимся в виде материальных затрат и возможных травм со стороны рабочего контингента.

#### **7.4. Экологическая безопасность**

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала строительства и потенциально достижимого при строительстве:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Основными природоохранными требованиями при выполнении различных строительно-монтажных работ являются следующие:

- все строительно-монтажные работы должны производиться исключительно в пределах полосы отвода;
- на отдельных участках трассы, в соответствии с утвержденным проектом рекультивации, должно производиться снятие и обратное восстановление плодородного слоя грунта;
- при земляных работах на эрозионноопасных участках необходимо проведение противоэрозионных мероприятий;
- при расчистке трассы от леса на заболоченных участках корчевку следует производить только на полосе проектируемой траншеи; на остальной части полосы отвода срезка древесно-кустарниковой растительности должна производиться максимально близко к поверхности;
- заправка техники на трассе должна производиться на специально оборудованных площадках;
- сбор бытового и производственного мусора предусматривается в

специальные контейнеры или плотные пластиковые мешки, для последующего сжигания в специальных установках и/или вывоза в согласованные места;

- в целях предотвращения обводнения и заболачивания строительной полосы и прилегающих участков, для переездов строительных колонн через естественные полосы стока и водотоки должны строиться переезды с водопропуском;
- для нейтрализации процессов водной эрозии на склоновых участках трассы трубопровода требуется засыпать эрозионные формы крупнообломочным материалом;
- для уменьшения воздействия на водоисточник при заборе воды для гидроиспытаний требуется устройство приямков с рыбозащитной сеткой;
- для предотвращения загрязнения рек сбросной водой после промывки трубопроводов перед гидроиспытаниями следует устраивать амбары-отстойники;
- сброс воды после гидроиспытаний необходимо производить методами, предотвращающими размыв рельефа;
- строительство временных внетрассовых объектов (производственных баз, площадок складирования) выполняется без снятия плодородного слоя почв;
- организация сбора и регулярная утилизация ТБО;
- временное хранение ТБО производить в специальных емкостях на оборудованных площадках;
- при устройстве выгребных ям (полевых туалетов) должна обеспечиваться их полная гидроизоляция и своевременный вывоз фекальных отходов в согласованные места;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

- сточные воды должны обязательно проходить очистку до требуемых санитарных (или рыбохозяйственных) показателей;
- на автономной очистной установке или вывозиться на согласованные очистные сооружения населенных пунктов;
- не допускается сброс на рельеф сточных вод;
- дизель-генераторы устанавливаются на бетонное основание с бортиком, с устройством приемка глубиной 0,5 м; на дне приемка устраивается фильтр для улавливания нефтяной пленки, следующей конструкции: слой щебня толщиной 10 см, затем слой крупного песка толщиной 10см и затем второй слой щебня; периодически производится замена верхнего слоя щебня;
- после окончания строительно-монтажных работ нарушенные строительством земельные участки, предоставленные в краткосрочную аренду, должны быть рекультивированы и возвращены основному землепользователю.

Контроль за выполнением природоохранных требований должен производиться контролирующими природоохранными организациями, с использованием инженерно-экологического мониторинга.

Строительные и монтажные работы вести строго на отведенной полосе с минимальным ущербом для окружающей среды.

До начала строительно-монтажных работ Подрядчик издает Приказ о соблюдении вышеуказанных требований с назначением ответственных лиц. С приказом должны быть ознакомлены все работники подрядной организации.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.[26]

## 7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, несмотря на то, что это самый экономичный и надежный вид транспортировки, время от времени происходят аварии различных масштабов. Оповещение о чрезвычайных ситуациях осуществляется по каналам радиосвязи, радиотелефонной и мобильной связи. Для оповещения об аварии служб и персонала промысла, территориальных органов по делам ЧС, вышестоящих организаций, ведомственных, правоохранительных, природоохранных и прочих служб предусмотрена возможность выхода диспетчера ЦИТС на внешние сети радиосвязи. Аварии на магистральных трубопроводах были, есть и видимо еще будут. Но есть очевидная истина – аварию легче предотвратить, чем ликвидировать ее последствия. Тушение возможных пожаров, проведение связанных с ними аварийноспасательных работ осуществляется силами ДПД и нештатных аварийных формирований, а

также силами опорного пункта пожаротушения пожарной части.

Выполнение работ по тушению пожаров и проведению связанных с ними аварийно-спасательных работ, осуществляется в соответствии с законодательством РФ, в том числе нормативными правовыми актами Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах согласно положению «Порядок проведения работ по установлению причин инцидентов на опасных производственных объектах». Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварий на магистральных трубопроводах. [27]

### **7.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Инструктирование и обучение работников являются федеральными требованиями, обязательными для проекта. Обязательное обучение, обеспечиваемое Подрядчиком, включает в себя следующие требования: Все принимаемые на работу лица, а также командированные в организацию работники и работники сторонних организаций, выполняющие работы на выделенном участке, проходят вводный инструктаж. Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, либо лицо, на которое возложены эти обязанности, в специально отведенном для этого месте, оборудованном пособиями, специальными техническими средствами. Вводный инструктаж проводят по программе, разработанной отделом охраны труда с учетом требований стандартов, правил, норм и инструкций по охране труда, а также всех особенностей производства, утвержденной руководителем предприятия. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой. О проведении вводного инструктажа делается запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

Инструктаж на рабочем месте проводится со всеми работниками

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

независимо от их ведомственной принадлежности, работа которых связана с технологическим оборудованием или ведением технологических процессов по основной и совмещаемым профессиям. Инструктаж на рабочем месте проводит непосредственный руководитель работ. Проведение инструктажей на рабочем месте включает в себя ознакомление работников с имеющимися опасными или вредными производственными факторами, изучение требований охраны труда, инструкциях по охране труда, технической, эксплуатационной документации, а также применение безопасных методов и приемов выполнения работ. Первичный инструктаж на рабочем месте проводится непосредственным руководителем до начала производственной деятельности с переводимыми из одного подразделения в другое, с работниками, выполняющими новую для них работу, командированными, временными работниками, со строителями, выполняющими строительно-монтажные работы на территории действующего предприятия.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводят по программам, разработанным и утвержденным руководителями производственных и структурных подразделений предприятия с учетом требований стандартов, соответствующих правил, норм, и инструкций по охране труда, производственных инструкций и другой технической документации. Программы согласовывают с отделом охраны труда и профсоюзным комитетом подразделения, предприятия. Повторный инструктаж проводит непосредственный руководитель работ не реже, чем один раз в три месяца по программе первичного инструктажа на рабочем месте. Повторный инструктаж проводится с целью обновления, углубления и закрепления знаний требований безопасности при выполнении исполнителями основных

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и наиболее часто выполняемых работ и операций. Внеплановый инструктаж проводят при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним, при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования,

приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда, при нарушении работающими и учащимися требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению. Целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по профессии работника (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия и т.п.), при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф. Целевой инструктаж с работниками, проводящими работы с оформлением нарядадопуска на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности проводит ответственный за безопасное производство работ и с записью в наряде-допуске.

К проведению сварочных работ и работ с переносным электроинструментом допускаются лица, прошедшие предварительное обучение, проверку знаний инструкций по охране труда, имеющие запись в квалификационном удостоверении о допуске к выполнению работ с переносным электроинструментом и группу по электробезопасности не ниже II, имеющие наряд-допуск. Ответственный за проведение работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже, чем у подчиненного персонала, и в своей работе руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок. Запрещается оставлять без надзора электроинструмент, присоединенный к сети, а также передавать его лицам, не имеющих допуска к работе с ним. Проведение

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

всех видов инструктажей и стажировки оформляется в Журнале регистрации инструктажей персонала на рабочем месте с указанием причины их проведения.

- ГОСТ 12.0.003-74 опасные и вредные производственные факторы классифицируются с образование следующих групп: физические, химические, биологические, психофизиологические.
- ГОСТ 12.0.004–90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
- СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
- ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.
- ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
- ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов.

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм	Лист	№ докум	№	Подпись	Дата	

## Заключение

- Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации магистральных трубопроводов;
- представлены усовершенствованные конструкции запорной арматуры;
- На основе литературного материала провели анализ методов повышения эксплуатационной надёжности ЛЧ МН.
- Произведен расчет гидравлического сопротивления запорной арматуры и расчёт потерь напора на затворах;
- Описаны достоинства и недостатки существующих конструкций запорной; Предложена конструкция запорной арматуры для повышения эксплуатационной надёжности ЛЧ

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Лучина Л,С</i>				<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Медведев В,В</i>						<i>120</i>	<i>122</i>
<i>Консульт.</i>	<i>Брусник О,В</i>					<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П,В.</i>							

## Список использованных источников

- 1 Флора полуострова Ямал. Современное состояние и история формирования. Ребристая О.В. СПб.: изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ» 2013г.
- 2 Заключение ИПНГ РАН по объекту Трубопроводная система Заполярье-НПС «Пурпе» «Методы прокладки нефтепровода на основе прогнозного взаимодействия различных конструкций решений с мёрзлыми и тальными грунтами»
- 3 ГОСТ 27.002-89 «НАДЕЖНОСТЬ В ТЕХНИКЕ»
- 4 А.В Рудаченко, С.С Байкин «Эксплуатационная надёжность трубопроводных систем» 2008 г.
- 5 «Трубопроводный транспорт нефти» С.М Вайншток и др. Учеб. для вузов: В 2 т.-М.:ООО Недра-Бизнесцентр», 2004 г.
- 6 ГОСТ Р53672-2009 «Арматура трубопроводная»
- 7 Новая конструкция задвижки для магистрального трубопровода И.Р. Шегельман, А.С. Васильев, П.О. Щукин Петрозаводский государственный университет.
- 8 «Модификация конструкции клиновой запорной арматуры для АЭС, ТЭС и магистрального трубопроводного транспорта» И. Р. Шегельман, Г. Н. Колесников, Е. А. Тихонов , Петрозаводский государственный университет
- 9 Сальниковые набивки из терморасширенного графита, марки РК-РАСК
- 10 ОР-08.00-60.30.00-КРН-027-1-05 «Регламент входного контроля, технического обслуживания, ремонта, технического освидетельствования запорной арматуры и обратных затворов объектов МН ОАО «АК «Транснефть»».

					Эксплуатационная надёжность линейной части магистрального нефтепровода в условиях крайнего севера, путём модернизации существующих конструкций запорной арматуры			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Лучина Л.С</i>				<b>Список использованных источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Медведев В.В</i>						121	122
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б31Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

- 11.СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
- 12 ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.
- 13 ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 14 ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ. Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 15 ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 16 ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов.
- 17 ГОСТ 12.0.003-74 опасные и вредные производственные факторы классифицируются с образование следующих групп: физические, химические, биологические, психофизиологические.
- 18 ГОСТ 12.0.004–90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм	Лист	№ докум №	Подпись	Дата		