

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

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики»

УДК 622.692.14-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Еременко Антон Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Л.А.	д.т.н, профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

*Планируемые результаты обучения по ООП*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

					Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Еременко А.В.				Планируемые результаты обучения по ООП	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев Л.А.					2	83	
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

					Планируемые результаты обучения по ООП	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
(Подпись)                      \_\_\_\_\_ (Дата)                      Брусник О.В.  
(Ф.И.О.)

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Еременко Антону Владимировичу

Тема работы:

«Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объектом исследования является – Камера приема – пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД). Режим работы КПП периодический, круглогодичный. На территории находятся объекты относящиеся к технологическим сооружениям повышенной опасности, которые требуют особых условий их эксплуатации.</i></p>
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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>	<p><i>В процессе работы было произведено изучение принципа очистки магистрального нефтепровода, произведен патентный поиск и подбор оптимального оборудования, сравнение затрат на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики используя старый и модифицированный затвор.</i></p> <p><i>В результате исследования были рассчитаны сопротивления элементов камеры приема – пуска растяжению – сжатию, толщины стенок основных нагруженных элементов камеры. Произведен расчет экономического эффекта от реконструкции.</i></p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Технологическая схема КПП СОД</i></p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова Ольга Александровна, ассистент</p>
<td data-bbox="580 960 1474 1039"> </td>	

<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>		
<td data-bbox="151 1184 1474 1252"> <td data-bbox="151 1252 1474 1321"> </td> </td>	<td data-bbox="151 1252 1474 1321"> </td>	

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

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Профессор</p>	<p>Саруев Л.А.</p>	<p>Д.т.н, профессор</p>	<td data-bbox="1200 1606 1474 1688"> </td>	

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Б3А</p>	<p>Еременко Антон Владимирович</p>	<td data-bbox="1284 1827 1474 1888"> </td>	

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 2 рис., 11 табл., 47 источников информации, 2 приложения.

Ключевые слова: камера приема-пуска средств очистки и диагностики, концевой затвор, запасочное устройство.

Объектом исследования является: камера приема-пуска средств очистки и диагностики.

### Цель работы:

- очистка магистрального нефтепровода очистным устройством и его запаска в камеру приема-пуска средств очистки и диагностики с использованием модифицированного концевого затвора и модифицированного запасочного устройства.

- изучение принципа очистки магистрального нефтепровода;

- патентный поиск и подбор оптимального оборудования;

- сравнение затрат на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики, используя старый и модифицированный затворы.

В выпускной квалификационной работе предложена реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, включающая в себя замену существующего затвора камеры на концевой затвор камеры запуска и приема внутритрубных устройств магистральных трубопроводов «Миаскит».

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы разработана конструкция и произведен расчет модернизированного затвора камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.

					<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					6	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## Список принятых сокращений

СОД – средство очистки и диагностики;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

КПП – камера приема-пуска;

ЛЧ – линейная часть;

НП – нефтепровод;

МН – магистральный нефтепровод;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

УПС – узел подключения станций;

РНУ – районное нефтепроводное управление.

					<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Список принятых сокращений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Еременко А.В.</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев Л.А.</i>						7	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

## Термины и определения

В настоящем проекте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Патрубок** - небольшой отрезок трубы, присоединённый (вальцованный, приклёпанный, приваренный) к трубопроводу, резервуару и др. конструкциям, служащий для подключения к ним трубопроводов и арматуры в целях отвода по нему газа, пара или жидкости.

**Дренажная емкость** - это цельносварной аппарат, который состоит из конических днищ и двух люков.

**Задвижка** - трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

					<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Термины и определения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					8	83
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Б3А</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты.

1. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы. – М., 1986.
2. СНиП 1 .04.03-85\* Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений. – М., 2001.
3. СНиП 12-01-2004 Организация строительства. – М., 2004.
4. СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции. – М., 1988.
5. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. – М., 1988.
6. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве, часть 1. Общие требования. – М., 2001.
7. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве, часть 2. Строительное производство. – М., 2003.
8. СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. – М., 1988.
9. СНиП 3.04.03-85 Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. – М., 1986.
10. СП 50-101-2004 Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений. – М., 2005.
11. СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда. – М., 2003.
12. СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ. – М., 2003.
13. СП 53-101-98 Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций. – М., 1999.

					<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					9	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

14. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов. – М., 2003.

15. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09 Камеры запуска и према средств защиты и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования. – М., 2000.

16. ОР-75.180.00-КТН-018-10 Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). – М., 2009.

17. ОР-19.100.00-КТН-020-10 Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов. – М., 2010.

18. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов. – М., 2001.

19. ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-1-03 Регламент организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах предприятий системы ОАО «АК «Транснефть» и оформления нарядов- допусков на их подготовку и проведение. – М., 2003.

20. ОР-01.120.00-КТН-033-10 Положение о техническом регулировании в ОАО «АК «Транснефть». – М., 2010.

21. ОР-19.000.00-КТН-194-10 Отраслевой регламент по очистке, гидроиспытанию и внутритрубной диагностике нефтепроводов после завершения строительного-монтажных работ – М., 2010.

22. ОР-91.010.30-КТН-266-10 Объекты магистральных нефтепроводов. Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов. Формирование приемо-сдаточной документации. – М., 2010.

23. РД-16.01-60.30.00-КТН-103-1-05 Гидравлические испытания вновь построенных и эксплуатируемых нефтепроводов. – М., 2010.

					<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

24. РД 75.180.00-КТН-057-12 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов. – М., 2010.

					<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Оглавление

Введение.....	14
1 Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов.....	16
1.1 Внутритрубная диагностика магистральных нефтепроводов.....	16
1.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов.....	18
1.3 Варианты исполнения узлов подключения станций.....	19
1.4 Классификация задвижек узлов подключения станций по назначению..	20
2 Организация работ по очистке и диагностике нефтепроводов.....	22
2.1 Периодичность внутритрубной диагностики.....	22
2.2 Периодичность очистки.....	23
3 Техническое обслуживание очистных устройств.....	24
4 План организации работ по реконструкции .....	27
4.1 Подготовительный период строительства.....	26
4.2 Демонтажные работы.....	29
4.3 Огневые работы.....	29
4.4 Монтажные работы.....	30
4.5 Гидравлические испытания на прочность и герметичность .....	30
5 Реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.....	34
5.1 Концевой затвор «Миаскит».....	34
5.2 Запасовочное устройство.....	35
6 Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.....	38
6.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию.....	39
6.2 Расчет толщины стенки камеры.....	40
6.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры.....	41
6.4 Расчет толщины стенки технологических патрубков.....	42
6.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии.....	43
6.6 Расчет толщины стенки днища камеры.....	44
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	47

					<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					12	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ зр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

7.1 Затраты на проведение замены.....	47
7.1.1 Расчет затрат на оплату труда.....	49
7.1.2 Расчет страховых взносов .....	51
7.1.3 Амортизационные отчисления.....	53
7.1.4 Затраты на материалы .....	55
7.1.5 Затраты на реконструкцию.....	56
7.2 Расчет экономического эффекта от реконструкции затвора.....	56
7.2.1 Затраты при использовании существующего затвора .....	57
7.2.2 Затраты при использовании реконструированного затвора.....	58
8 Социальная ответственность.....	62
8.1 Анализ вредных производственных факторов.....	62
8.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	66
8.3 Экологическая безопасность.....	69
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71
8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
Заключение.....	76
Список источников.....	77
Приложение А.....	82
Приложение Б.....	83

## ВВЕДЕНИЕ

Непременным технологическим элементом эксплуатации нефтепроводов являются узлы приема-пуска средств очистки и диагностики (далее – СОД) внутренней полости нефтепровода. На головных нефтеперекачивающих станциях (далее – НПС) устанавливают только камеры пуска, на промежуточных – как камеры пуска, так и камеры приема устройств, а также узлы пропуска СОД; на конечных НПС – только камеры приема. Поточные устройства (которые сотрудники НПС часто называют просто «снаряд») движутся внутри трубопровода под действием перепада давлений, возникающего на их торцах в потоке транспортируемой жидкости, и осуществляют те технологические операции, для которых они предназначены [1]. Существуют различные конструкции поточных устройств. Так, например, для слежения за состоянием внутренней поверхности трубопровода используют чрезвычайно сложные (и дорогостоящие) конструкции, несущие на себе множество измерительных приборов и записывающих устройств, показания которых позже дешифрируют и анализируют на предмет обнаружения дефектов внутренней поверхности трубопровода. К более простым СОД, используемым для очистки внутренней полости нефтепровода, относятся различные скребки, жесткие или эластичные поршни (англ. «pig»), а также толстостенные резиновые шары (разделители типа РШ). Нефтепровод и сами поточные устройства оборудуют, как правило, сигнальными приборами, регистрирующими движение устройства внутри трубопровода. Каждое из очистных устройств имеет свои преимущества и недостатки. Так, например, толстостенные резиновые шары типа РШ обладают повышенной проходимостью внутри трубопровода, способны преодолевать сужения трубы, крутые повороты и даже неполнопроходные задвижки, однако из-за

					<i>Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					14	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2БЗА</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

своей эластичности они обладают худшими очистными свойствами по сравнению со скребками, особенно в случае застарелых и твердых отложений.

Для ввода диагностического снаряда достаточно, закрыв одну задвижку, открыть последовательно две другие задвижки. Это изменит направление потока жидкости, и устройство уйдет в трубопровод. На камере установлено несколько вантузов для слива остаточной жидкости, а также удаления газовоздушных пробок. К недостаткам существующих затворов камеры приема-пуска (далее – КПП) СОД можно отнести: - крышка затвора в открытом состоянии занимает значительную часть внутреннего объема рабочей зоны затвора, что приводит к необходимости увеличения габаритов затвора при эксплуатации штатных поточных снарядов; - крышка затвора размещена внутри камеры, что усложняет ее извлечение в случае необходимости ее ремонта или замены; - неудобство обслуживания, ремонта и эксплуатации камеры и затвора. Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в том, что реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики путем установки нового концевого затвора позволит достичь технического эффекта, заключающегося в устранении указанных выше недостатков, снижении металлоемкости, упрощении технологии изготовления, эксплуатации и ремонта. Целью выпускной квалификационной работы является очистка магистрального нефтепровода очистным устройством и его запасовка в камеру приема-пуска средств очистки и диагностики с использованием модифицированного концевого затвора и модифицированного запасовочного устройства. Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи: - изучить принцип очистки магистрального нефтепровода; - провести патентный поиск и подобрать оптимальное оборудование; - провести необходимые расчеты; - сравнить затраты на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики, используя старый и модифицированный затворы.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1 Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов

## 1.1 Внутритрубная диагностика нефтепроводов

Техническое состояние линейной части магистрального нефтепровода (далее – ЛЧ МН) характеризуется ее несущей способностью, герметичностью и работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры. Основными факторами, которые влияют на эксплуатационную надежность, являются: - наличие недопустимых соединительных деталей; - наличие дефектов на внутренней и наружной поверхности трубопровода, а также стенке трубопровода и в местах заводских и монтажных сварных стыков. Для выявления этих дефектов проводится внутритрубная диагностика. В настоящее время основным способом диагностики трубопроводов, находящихся в эксплуатации, является внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая специальными внутритрубными инспекционными приборами (далее – ВИП). Основной принцип такого исследования заключается в том, что прибор перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти и с помощью ультразвукового или магнитного сканирования запоминает полную картину дефектов трубопровода. Для контроля за движением ВИП во время пропуса вдоль НП устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью НП в местах установки километровых или маркерных знаков, и расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км. Для определения местонахождения ВИП на трассе НП все они снабжены специальными приемо-передатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение прибором маркерных отметок.

					<i>Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					16	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Проведение диагностики способствует раннему обнаружению дефектов, их своевременному устранению и предупреждению аварийных ситуаций, сокращению трудозатрат и времени необходимых ремонтных работ. Все работы, связанные с подготовкой и эксплуатацией ВИП, проводятся под контролем специалистов ОАО ЦТД «Диаскан». Для проведения внутритрубной диагностики МН существует две группы устройств внутритрубной инспекции: - калибровочные устройства и профилемеры; - ультразвуковые и магнитные дефектоскопы. Устройства первой группы используют для проверки внутренней геометрии нефтепроводов. Они позволяют с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода. К данным устройствам относят следующие типы ВИП: - профилемер – предназначен для измерения внутреннего проходного сечения НП, выявления отводов и определения их местоположения; - шаблон профилемера – является габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащен механическим измерительным блоком; - скребок-калибр – предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода; - скребок-калибратор – предназначен для выявления недопустимых сужений НП (менее 85 % номинального наружного диаметра) и оценки возможности пропуска очистных устройств и ВИП по магистральным трубопроводам диаметром 159 и 219 мм; - устройство контроля качества очистки – для проведения контроля качества очистки внутренней полости и стенок НП. Устройства второй группы используют для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п. К данным устройствам относят следующие типы ВИП:

- ультразвуковой дефектоскоп WM – предназначен для определения дефектов стенок методом ультразвуковой толщинометрии;

- магнитный дефектоскоп MFL – предназначен для оценки состояния стенок трубопровода и дефектов кольцевых сварных стыков;

					<i>Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD» – предназначен для обнаружения трещин на стенках трубопровода и сварных швах импульсным эхо-методом.

## 1.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности НП, приводящее к снижению эффективности работы, существенному увеличению затрат на прокачку нефти и ухудшению ее качества из-за загрязнения механическими примесями. Главными причинами, вызывающими уменьшение пропускной способности НП, являются: - накопление отложений парафина; - повышение шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии; - накопление продуктов коррозии и механических примесей; - скопление в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок. Очистка внутренней полости МН проводится с целью поддержания их пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений. Процесс пропуска очистных устройств по сути аналогичен пропуску ВИП при диагностике, но предназначен для решения задачи очистки НП. Очистные устройства, называемые также скребками, во время движения механическим способом удаляют с внутренних стенок НП продукты, присутствие которых вызывает уменьшение пропускной способности.

Для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики необходимо обеспечить максимальную площадь контакта датчиков ВИП со стенками НП. С этой целью перед проведением внутритрубной диагностики проводится преддиагностическая очистка МН. Внутритрубная очистка МН выполняется разрешенными к применению очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации: - разрешение Ростехнадзора России на применение; - заключение о взрывобезопасности; - паспорт; - формуляр; -

					Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

руководство по эксплуатации; - инструкция по монтажу; - ведомость ЗИП; - ведомость эксплуатационных документов. В ОАО «АК «Транснефть» эксплуатируются очистные устройства следующих типов: - СКР 1; - поршнеразделители ПРВ 1-01 с чистящими дисками; - СКР 1-1 с чистящими и щеточными дисками; - СКР 2 двухсекционные с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками; - СКР 3 магнитного типа с чистящими дисками и магнитными щетками, предназначенными для сбора металлических предметов из полости трубы; - СКР 4 с подпружиненными чистящими и щеточными пластинами. Все очистные устройства оснащаются передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые совместно с низкочастотными локаторами позволяют контролировать прохождение очистного устройства по НП.

### 1.3 Варианты исполнений узлов подключения станций

МН состоит из технологических участков, протяженность которых – от 400 до 600 км. В начале каждого участка находится НПС с резервуарным парком. На протяжении каждого участка для поддержания необходимого процесса перекачки нефти располагаются несколько промежуточных НПС. Подключение НПС к ЛЧ НП осуществляется через специальные технологические площадки – узлы подключения станций (далее – УПС). Для проведения работ по очистке и диагностике в зависимости от местоположения НПС вдоль ЛЧ МН в состав УПС могут входить:

- узел пуска – производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования для проведения операций по запасовке средств очистки и диагностики в камеру пуска и запуску их в НП;
- узел пуска-приема – производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования для проведения операций по запасовке и запуску СОД в НП, а также для их приема и извлечения из НП;

					<i>Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- узел пропуска – производственная площадка с расположенной на ней технологической обвязкой трубопроводов, обеспечивающая пропуск СОД по схеме с остановленной или работающей НПС;

- узел приема – производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования для проведения операций по приему и извлечению СОД в камеру приема из НП.

Узлы запуска и приема также могут располагаться на резервных нитках и лупингах нефтепровода, в местах перехода через горные и водные преграды.

В зависимости от состава существуют следующие варианты исполнения УПС:

- с узлом пуска СОД (обычно на головных НПС в начальных пунктах МН); - с узлом пуска-приема СОД (на головных НПС эксплуатационных участков)

а) с соосным расположением камер пуска-приема;

б) с параллельным расположением камер пуска-приема;

- с узлом пропуска СОД (на промежуточных НПС);

- с узлом приема СОД (в конечных пунктах МН).

#### **1.4 Классификация задвижек узлов подключения станций по назначению**

Все задвижки УПС по назначению можно разбить на четыре группы:

- секущие задвижки – обеспечивают подключение НПС к НП или отключение НПС от НП;

а) приемные задвижки НПС;

б) выкидные задвижки НПС;

- задвижки, обеспечивающие транзит нефти – эти задвижки пропускают поток нефти через УПС при закрытых секущих задвижках. В линию транзита монтируется обратный клапан для обеспечения транзита нефти при отключении НПС от НП и предотвращения перетока нефти с выкида НПС на прием;

					<i>Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- задвижки, обеспечивающие запасовку и пуск СОД;
- задвижки, обеспечивающие прием СОД и их извлечение из НП.

					<i>Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

## 2 Организация работ по очистке и диагностике нефтепроводов

### 2.1 Периодичность внутритрубной диагностики

Внутритрубная диагностика осуществляется по утвержденному в ОАО МН плану диагностического обследования МН, который разрабатывается на год на основе плана диагностического обследования НП ОАО «АК «Транснефть». Контроль за выполнением плана графика осуществляет отдел эксплуатации районного нефтепроводного управления или управления МН ОАО МН. План диагностического обследования НП ОАО «АК «Транснефть» формируется на основании следующих положений:

- первичное обследование профилемерами должно выполняться:

а) после завершения строительно-монтажных работ на переходах через водные преграды вне зависимости от их протяженности;

б) после завершения строительно-монтажных работ на участках ЛЧ протяженностью 1 км и более до и после засыпки НП;

- первичное обследование дефектоскопами WM, MFL, CD – проводится в срок не более 3 лет со дня ввода в эксплуатацию МН и подводных переходов;

- периодическое обследование МН дефектоскопами проводится:

а) в сроки, указанные в свидетельстве аттестации МН, которое утверждается в соответствии с «Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов»;

б) с периодичностью 6 лет на НП, аттестация которых не проводилась. Кроме того, при каждом обследовании участков МН дефектоскопом WM производится обязательное обследование профилемерами.

					<i>Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Организация работ по очистке и диагностике нефтепроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					22	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## 2.2 Периодичность очистки

Регламент по очистке МН устанавливает следующие виды очистки:

- плановая – выполняется согласно утвержденному плану при текущей эксплуатации с целью удаления парафиновых отложений, скоплений воды и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов. Такая очистка предназначена для обеспечения плановых показателей пропускной способности НП и энергозатрат на перекачку нефти;

- преддиагностическая – выполняется перед проведением внутритрубной диагностики для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости НП;

- внеплановая – выполняется при увеличении по сравнению с плановыми энергозатрат (на 3,5 %), уменьшении пропускной способности (на 2 %) и эффективного диаметра НП (на 1 %);

- целевая – проводится для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на ЛЧ.

Формирование годового плана очистки НП и на его основе поквартальных и месячных планов производится с учетом:

- регламентных требований периодичности очистки;
- годового плана диагностического обследования МН;
- графика проведения ремонтных работ на ЛЧ.

Таблица 1 – Периодичность очистки нефтепроводов

Группа нефтепровода	Периодичность очистки
1	Не менее 1 раза в 90 суток
2	
3	Не менее 1 раза в 60 суток
4	
5	Не менее 1 раза в 45 суток
6	
7	Не менее 1 раза в 30 суток

### 3 Техническое обслуживание очистных устройств

Техническое обслуживание очистных устройств проводится после каждого их пропуска в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации на конкретное устройство. При выполнении технического обслуживания используют следующие инструменты:

- рулетка – для измерения размеров составных деталей;
- штангенциркуль – для определения величины износа полиуретановых дисков;
- динамометрические ключи – для проверки усилий затяжки болтов креплений;
- наборы гаечных ключей, накидные ключи и накидные головки – для работы с крепежными деталями.

Необходимо соблюдать сроки проведения проверки средств измерения во избежание искажений результатов измерений.

При закреплении резьбовых соединений запрещается:

- класть прокладки между губками ключей;
- использовать в качестве рычагов трубы и другие предметы;
- использовать гайки и болты с поврежденными гранями.

Техническое обслуживание очистных устройств заключается в контроле состояния изнашиваемых элементов скребка и их замене в случае износа. К изнашиваемым элементам относятся:

- полиуретановые чистящие диски;
- ведущие диски;
- щеточные диски;
- манжеты;
- пластины заземления.

					Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Еременко А.В.			Техническое обслуживание очистных устройств	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					24	83
Консульт.						ТПУ гр.3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

У чистящих дисков оценке износа подлежит та сторона, которая будет осуществлять очистку трубопровода. При помощи рулетки определяется процент износа диска, который указывает, какая часть толщины на кромке диска утрачена. За 100 % принимается толщина нового диска. При износе кромки диска менее 25 % допускается повторное использование чистящего диска. При износе кромки диска от 25 % до 50 % допускается повторное использование диска, установив его обратной, ранее не использованной стороной вперед. Однако при протяженной длине участка и значительном предполагаемом износе не рекомендуется использовать перевернутый диск и диск с износом кромки более 25 %. Не допускается повторное использование чистящих дисков при износе кромки более 50 % или по причине механических повреждений.

У ведущих дисков оценке износа подлежит наружный диаметр диска. Диск считается изношенным на 100 %, если значение диаметра меньше номинального на 20 мм.

Для манжет степень износа определяется остаточной толщиной изнашиваемой цилиндрической части, которая не должна быть менее 10 мм.

У щеточных дисков номинальный диаметр приблизительно равен наружному диаметру чистящего диска. За 100 % износа принимается значение, отличное от номинального на 15 мм.

Для пластин заземления величина износа определяется толщины, величина которой не должна быть менее 2 мм.

В общем случае при выполнении технического обслуживания скребка выполняются следующие операции:

- очистка;
- контроль состояния:
  - а) визуальный контроль;
  - б) проверка состояния крепежных деталей;
  - в) оценка состояния изнашиваемых элементов;
- разборка, замена изнашиваемых элементов и сборка;

					<i>Техническое обслуживание очистных устройств</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- контроль моментов затяжки крепежных деталей.

Очистка от парафина и парафино-асфальтных отложений выполняется после извлечения скребка из приемной камеры и должна быть проведена в течение 1 суток после извлечения. Очистку очистного устройства производят при помощи пара под высоким давлением или иным способом. При этом особое внимание следует уделить на очистку внутренней полости корпуса для исключения забивания парафинсодержащими отложениями байпасных отверстий.

Визуальный контроль не допускает механических повреждений корпусных деталей, фланцев и бамперов, влияющих на эксплуатационные характеристики очистного устройства. Особое внимание необходимо уделить на состояние сварных швов. Трещины в сварных швах не допускаются.

При контроле состояния крепежных деталей не допускается смятие резьбовых поверхностей, их износ и вытягивание, искривление шпилек и болтов, смятие шестигранников.

Разборка и сборка очистного устройства выполняется при необходимости замены изнашиваемых элементов согласно последовательности, приведенной в инструкции по эксплуатации конкретного очистного устройства.

Контроль моментов затяжки крепежных деталей производится после контроля состояния крепежных деталей или после сборки скребка, если выполнялась замена изнашиваемых деталей. При этом выборочно по средству динамометрического ключа измеряются моменты затяжки крепежных деталей. Они должны соответствовать указанным в таблице руководства по эксплуатации.

					<i>Техническое обслуживание очистных устройств</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

#### 4 План организации работ по реконструкции

Проектные решения предусматривают:

- замену существующего хомутового затвора на концевой затвор «Миаскит»;
- замену существующего запасовочного устройства на модернизированное.

Последовательность работ по модернизации включает в себя:

- демонтаж существующего затвора КПП СОД;
- демонтаж существующего запасовочного устройства;
- реконструкцию узла камеры приема-запуска СОД путем монтажа концевой затвора и нового запасовочного устройства;
- очистку и гидроиспытание модернизированного узла камеры приема-пуска СОД.

#### 4.1 Подготовительный период строительства

Все работы производятся в строгом соответствии с требованиями рабочего проекта, проекта производства работ и нормативно-технической документацией.

За 10 дней до начала работ строительная организация должна направить в РНУ следующие документы:

- ППР, разработанный на все виды выполняемых работ;
- ППРК на производство кранами и вышками с прохождением экспертизы промбезопасности;
- приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;

					Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Еременко А.В.			План организации работ по реконструкции		Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.						27	83
Консульт.							ТПУ гр.3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

- список лиц, участвующих в производстве работ;
- документы, подтверждающие квалификацию ИТР и рабочих;
- материалы, подтверждающие готовность подрядчика к выполнению работ повышенной опасности;

- документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов, а также наличие их технического освидетельствования.

Совместно с руководителем работ РНУ оформляет акт-допуск на проведение работ на территории действующего предприятия. В акте-допуске должны быть указаны мероприятия по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители, выполняющие работы, и РНУ.

Демонтажные и строительно-монтажные работы попадают под перечень работ повышенной опасности, на проведение которых кроме вышеперечисленных разрешительных документов РНУ обязано оформить наряд-допуск на проведение огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности.

После подготовки всех вышеперечисленных документов руководитель работ в присутствии представителя РНУ и технического надзора может приступать к работам.

Перечень работ подготовительного периода:

- регистрация начала работ в территориальном органе Ростехнадзора;
- комплектация оборудованием и материалами согласно проекту;
- обеспечение персонала рабочей оснасткой, инструментом, вспомогательными материалами согласно проекту производства работ;
- обеспечение зоны производства работ первичными средствами пожаротушения.

					<i>План организации работ по реконструкции</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 4.2 Демонтажные работы

Порядок выполнения демонтажных работ:

- герметизация внутренней полости КПП СОД;
- принудительная вентиляция КПП СОД;
- демонтаж существующего затвора КПП СОД;
- демонтаж запасовочного оборудования КПП СОД.

Демонтаж затвора выполнять машиной безогневой резки. Конец камеры приема-пуска заглушить.

## 4.3 Огневые работы

Огневые работы на территории действующего предприятия с взрывопожароопасными технологическими установками или сооружениями разрешается производить при условии, что будут выполнены следующие мероприятия:

- строительные машины должны быть оборудованы искрогасителями;
- поверхности трубопроводов, сливные желоба и сточные лотки промышленно-ливневой канализации полностью очищены от замазученности и случайно разлитых нефтепродуктов в радиусе 20 м от места проведения огневых работ, замазученный грунт вывезен на предприятие по утилизации;
- камеры задвижек, смотровые колодцы, гидравлические затворы промышленно-ливневой канализации, расположенные на расстоянии до 20 м от места проведения работ, проверены, плотно закрыты крышками и сверху засыпаны песком слоем не менее 10 см;
- переносные лотки и резиновые шланги, пропитанные нефтепродуктами, убраны с участка, где проводят огневые работы, на расстояние не менее 20 м;

					План организации работ по реконструкции	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- в зоне производства сварочных работ устанавливается переносной защитный несгораемый экран размером 1х2 м для предупреждения разлетания искр и появления окалины, зазор между экраном и землей недопустим;

- во время проведения огневых работ должен осуществляться непрерывный контроль над состоянием загазованности воздушной среды, в случае повышения содержания горючих веществ огневые работы должны быть немедленно прекращены.

#### **4.4 Монтажные работы**

Перед сборкой и сваркой камеры приема-пуска СОД следует произвести визуальный контроль поверхностей камеры и затвора, запорной и распределительной арматуры на отсутствие повреждений, а также очистку полостей и подготовку к сборке. Сборка затвора под сварку должна производиться на внутренних центраторах.

Контроль сварных соединений КПП СОД, монтаж, сварка выполняются в соответствии с действующими нормативными документами.

Все стыковые соединения камеры приема-пуска СОД, в том числе гарантийные сварные швы, швы приварки арматуры подвергаются контролю качества неразрушающими методами в объеме:

- визуальный и измерительный контроль в объеме 100 %;
- радиографический контроль в объеме 100 %;
- ультразвуковой контроль в объеме 100 %.

#### **4.5 Гидравлические испытания на прочность и герметичность**

Трубопроводная обвязка с подключенным технологическим оборудованием узлов КПП СОД подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность.

					<i>План организации работ по реконструкции</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Испытание трубопроводной обвязки узлов КПП СОД производится гидравлическим способом на прочность и герметичность в два этапа.

На 1 этапе трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию совместно с камерой давлением в верхней точке  $1,25P_{\text{раб}}$ , в любой точке – не более наименьшего из  $P_{\text{раб}}$  на трубу, арматуру, детали и оборудование в течение 24 часов.

На 2 этапе происходит испытание трубопроводов и оборудования дренажной и газовой воздушной линий.

Отключение участков трубопроводной обвязки должно выполняться следующими способами:

- при проведении 1 этапа испытаний следует использовать заглушки эллиптические по ГОСТ 17379-2001 или днища штампованные;
- при проведении 2 этапа испытаний следует использовать запорную арматуру.

До проведения гидравлического испытания камеры приема-пуска, до установки заглушек внутренняя полость трубопроводов должна быть продута воздухом для очистки трубопроводов от окалины, а также случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта и различных предметов.

При очистке на 1 этапе выполняются следующие работы:

- установка днищ (заглушек) приварных на торец трубопровода;
- подключение компрессора через временный воздуховод диаметром не менее 100 мм к трубопроводу;
- поочередная продувка трубопроводов узла КПП СОД, при этом для направления потока воздуха в продуваемую линию трубопроводов следует использовать запорную арматуру. Открытие запорной арматуры выполняется на 100 % от полного проходного сечения.

Продувка выполняется компрессором. Производительность продувки определяется таким образом, чтобы скорость движения воздуха в трубопроводе была не менее 1,5 км/ч. Очистка внутренней полости

					<i>План организации работ по реконструкции</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопровода считается законченной, если воздух из продуваемого участка трубопровода выходит без примесей грунта.

После окончания продувки клиновые задвижки закрываются на 15% от полного проходного сечения с продувкой в течение 15 минут для обеспечения продувки и зачистки посадочных пазов затворов клиновых задвижек от механических примесей.

Испытание на прочность: заполнение трубопроводов водой, подъем давления до величины, равной в верхней точке не менее  $1,25P_{\text{раб}}$ , в нижней точке равным  $P_{\text{зав}}$  и выдержка в течение 24 часов.

Испытание на герметичность: снижение давления до  $P_{\text{раб}}$  и выдержка на время, достаточное для осмотра, но не менее 12 часов.

В случае выявления дефектов и после их устранения гидравлические испытания проводятся повторно в полном объеме.

Результаты испытаний на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления, а в основном металле, сварных швах, разъёмных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

Закачка воды в трубопровод для испытания осуществляется через фильтры, исключающие попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из источников водоснабжения. Вода, предназначенная для испытания, должна соответствовать 6 классу чистоты по ГОСТ 17216 – 2001, содержать не более 200 мг/л взвешенных веществ при размере механических примесей не более 1 мм. После проведения гидроиспытаний днища, заглушки и патрубки опрессовочных агрегатов должны быть демонтированы. Вновь построенный и гидроиспытанный узел КПП СОД подключается к существующим нефтепроводам путем врезки предварительно гидроиспытанных окатушенных отводов гарантийными монтажными стыками с применением составных, предварительно гидроиспытанных катушек. Гарантийные монтажные стыки должны пройти 100% визуально-измерительный контроль, 100% контроль

					План организации работ по реконструкции	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рентгенографическим методом с дублированием 100% ультразвуковым методом.

					<i>План организации работ по реконструкции</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 5 Реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики

В поисках решений для реконструкции КПП СОД был произведен патентный поиск, по результатам которого было выбрано следующее оборудование:

- концевой затвор (патент № 2009113071/06) [19];
- запасовочное устройство (патент № 2014141929/05) [20].

### 5.1 Концевой затвор «Миаскит»

На газо- и нефтепроводах через 30 ... 300 км установлены шлюзовые камеры запуска и приёма устройств для очистки и диагностики трубопроводов. Камеры закрываются крышками – их в нефтегазовой отрасли называют концевыми затворами. Ежегодно происходят десятки мелких и крупных аварий, в том числе и с человеческими жертвами, связанными с ненадежностью и недостаточной безопасностью конструкции применяемых затворов.

В результате проведенных работ АО «ГРЦ Макеева» разработан концевой затвор «Миаскит» для камер запуска и приема внутритрубных устройств, отличающийся исключительной безопасностью и простотой конструкции.

Общий вид концевого затвора представлен на рисунке 1.

					Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Еременко А.В.						
Руковод.		Саруев Л.А.					34	83
Консульт.						ТПУ зр.3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

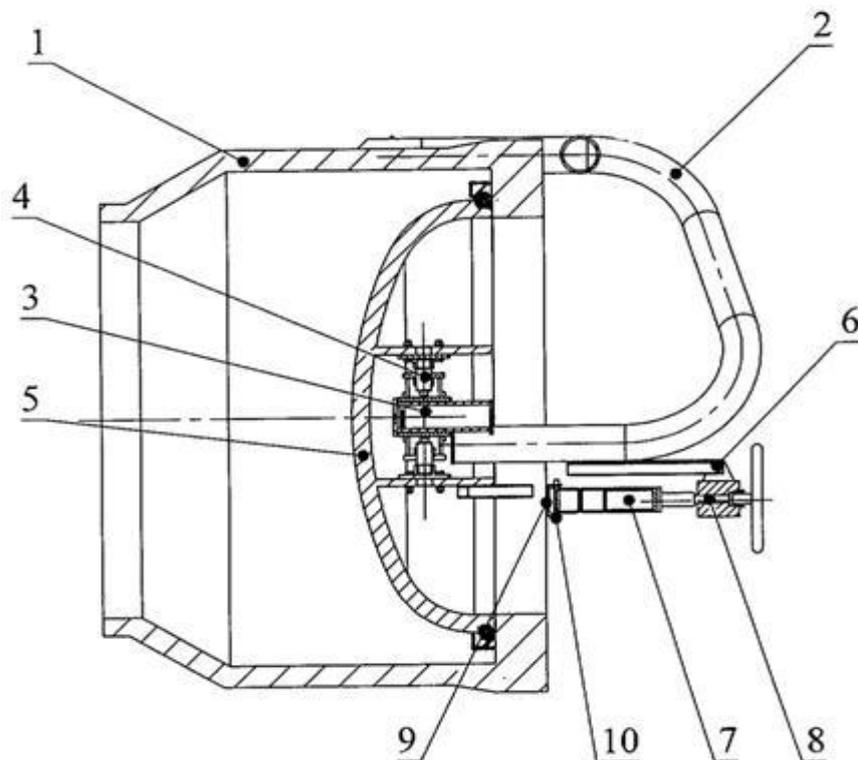


Рисунок 1 – Общий вид концевого затвора «Миаскит»

1 – корпус; 2 – пространственная ферма; 3 – осевой шарнир; 4 – радиальный шарнир; 5 – крышка; 6 – шарнир, прикрепленный к ферме; 7 – узел фиксации; 8 – ходовой винт; 9 – кронштейн; 10 – шкворень

В отличие от хомутовых, секторных и байонетных типов затворов, конструкция затвора «Миаскит» самоуплотняющегося типа, т.е. при воздействии давления жидкости герметизация стыка крышки с корпусом возрастает за счёт поддавливания стыка рабочей жидкостью, вследствие этого конструкция исключает разгерметизацию, травматизм и аварийные последствия при любых ошибочных действиях обслуживающего персонала.

Затвор «Миаскит» существенно безопаснее, надёжнее по герметичности, значительно конструктивно проще и дешевле по стоимости.

## 5.2 Запасовочное устройство

Запасовочное устройство содержит корпус с двумя отверстиями для протягивания гибкого тягового органа и направляющие ролики, жестко

прикрепленные к корпусу со стороны отверстий симметрично. Корпус снабжен фланцем, выполненным с возможностью крепления к кронштейну патрубка камеры запуска так, что часть корпуса с одним отверстием располагается внутри патрубка камеры запуска. В отличие от прототипа, направляющие ролики жестко прикреплены к наружной части корпуса.

Закрепление направляющих роликов снаружи корпуса позволяет увеличить возможный диапазон диаметров направляющих роликов, которые могут быть использованы в запасовочном устройстве, что расширяет диапазон возможных нагрузок, на которые рассчитано запасовочное устройство, и его функциональные возможности. Кроме того, расположение направляющих роликов снаружи корпуса упрощает процесс проведения ремонтных работ направляющих роликов.

Каждый направляющий ролик установлен на своей оси и прикреплен к корпусу с помощью проушины, на которой размещена ось. Прουшина, расположенная внутри патрубка камеры запуска, может быть дополнительно снабжена скобой, предназначенной для фиксации положения гибкого тягового органа на направляющем ролике, что уменьшает вероятность выпадания гибкого тягового органа из направляющих роликов.

Детали запасовочного устройства, контактирующие с гибким тяговым органом: направляющие ролики, скоба изготовлены из материалов, исключающих искрообразование, например, из бронзы, или из других материалов, исключающих искрообразование.

Общий вид запасовочного устройства представлен на рисунке 2.

					<i>Реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

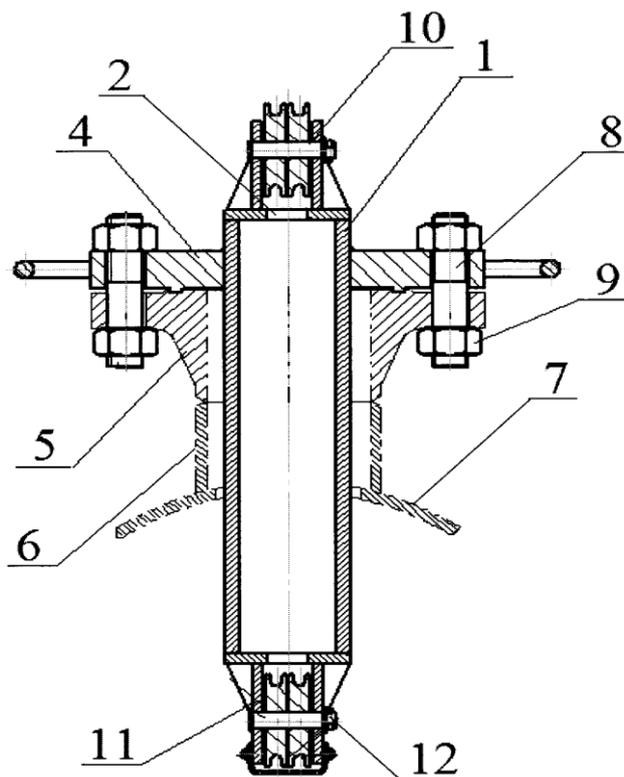


Рисунок 2 – Общий вид запасовочного устройства

1 – корпус, 2 – отверстия для протягивания каната, 3 – направляющие ролики, 4 – фланец, 5 – кронштейн, 6 – патрубок, 7 – камера запуска, 8 – шпилька, 9 – гайка, 10 – ось, 11 – проушина, 12 – винт, 13 – скоба

					Реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6 Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики

Для расчета зададимся следующими исходными данными, представленными в таблице 2.

Характеристики стали согласно ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия» [22].

Коэффициент условий работы трубопровода и коэффициенты надежности согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [23].

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетное давление	$p$ , МПа	8.0
Номинальный диаметр КПП СОД	$D_n$ , мм	820
Номинальный диаметр расширенной части камеры	$D_{n \text{ расш}}$ , мм	920
Номинальный диаметр технологических патрубков	$D_{n \text{ п}}$ , мм	500
Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов	$D_{n \text{ др}}$ , мм	150
Номинальный диаметр патрубка газоздушной линии	$D_{n \text{ гв}}$ , мм	50
Номинальный диаметр днища камеры	$D_{n \text{ д}}$ , мм	920
Марка стали		09Г2С
Предел текучести	$\sigma_T$ , Н/мм <sup>2</sup>	305
Временное сопротивление	$\sigma_B$ , Н/мм <sup>2</sup>	460
Коэффициент условий работы трубопровода	$m$	0,825
Коэффициент надежности по материалу	$k_1$	1,47
	$k_2$	1,15

<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Еременко А.В.		
Руковод.		Саруев Л.А.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		
<i>Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики</i>				
				Лит.
				Лист
				Листов
				38
				83
<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>				

Продолжение таблицы 2

Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	$k_n$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению	n	1,15

### 6.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам

$$R_1 = R_1^H \times \frac{m}{k_1 \times k_n}, \quad (6.1)$$

$$R_2 = R_2^H \times \frac{m}{k_2 \times k_n}, \quad (6.2)$$

где  $R_1, R_2$  – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

$R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности, МПа;

$R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1, k_2$  – коэффициенты надежности по материалу;

$k_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (6.1)

$$R_1 = 460 \times \frac{0,825}{1,47 \times 1,1} = 234,7 \text{ МПа.}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (6.2)

$$R_2 = 305 \times \frac{0,825}{1,15 \times 1,1} = 198,9 \text{ МПа.}$$

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

## 6.2 Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле

$$\delta = \frac{n \times p \times D_n}{2 \times (R_1 + n \times p)}, \quad (6.3)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению;

$p$  – расчетное давление, МПа;

$D_n$  – номинальный диаметр обечайки, мм;

$R_1$  – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина обечайки по формуле (6.3)

$$\delta = \frac{1.15 \times 8.0 \times 10^6 \times 820}{2 \times (234.7 + 1.15 \times 8.0 \times 10^6)} = 15.5 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta = 17,5$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta = 18$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_n = \frac{2 \times \delta \times 0,95 \times R_2^n}{D_n - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.4)$$

где  $\delta$  – то же, что и в формуле (6.3);

$R_2^n$  – то же, что и в формуле (6.2);

$D_n$  – то же, что и в формуле (6.3);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.4)

$$p_n = \frac{2 \times 18 \times 0,95 \times 305}{820 - 2 \times 18} = 13,3 \text{ МПа,}$$

$13,3 \geq 8,0$  МПа – условие выполняется.

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 6.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \times p \times D_{\text{Нрасш}}}{2 \times (R_1 + n \times p)}, \quad (6.5)$$

где  $n$  – то же, что и в формуле (6.3);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{Нрасш}}$  – номинальный диаметр обечайки расширенной части камеры, мм;

$R_1$  – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина обечайки расширенной части камеры по формуле (6.5)

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{1,15 \times 8,0 \times 10^6 \times 920}{2 \times (234,7 \times 10^6 + 1,15 \times 8,0 \times 10^6)} = 17,4 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{\text{расш}} = 19,4$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_{\text{расш}} = 20$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{\text{Н расш}} = \frac{2 \times \delta_{\text{расш}} \times 0,95 \times R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Н расш}} - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.6)$$

где  $\delta_{\text{расш}}$  – то же, что и в формуле (6.5);

$R_2^{\text{H}}$  – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{\text{Н расш}}$  – то же, что и в формуле (6.5);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.6)

$$p_{\text{Н расш}} = \frac{2 \times 20 \times 0,95 \times 305}{920 - 2 \times 20} = 13,2 \text{ МПа,}$$

$13,2 \geq 8,0$  МПа – условие выполняется.

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.4 Расчет толщины стенки технологических патрубков

Определим расчетную толщину стенки технологических патрубков по формуле

$$\delta_{\text{п}} = \frac{n \times p \times D_{\text{нп}}}{2 \times (R_1 + n \times p)}, \quad (6.7)$$

где  $n$  – то же, что и в формуле (6.3);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{нп}}$  – номинальный диаметр стенки технологических патрубков, мм;

$R_1$  – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина стенки технологических патрубков по формуле (6.7)

$$\delta_{\text{п}} = \frac{1,15 \times 8,0 \times 10^6 \times 500}{2 \times (234,7 \times 10^6 + 1,15 \times 8,0 \times 10^6)} = 9,4 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{\text{п}} = 11,4$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_{\text{п}} = 12$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{\text{нп}} = \frac{2 \times \delta_{\text{п}} \times 0,95 \times R_2^{\text{н}}}{D_{\text{нп}} - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.8)$$

где  $\delta_{\text{п}}$  – то же, что и в формуле (6.7);

$R_2^{\text{н}}$  – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{\text{нп}}$  – то же, что и в формуле (6.7);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.8)

$$p_{\text{нп}} = \frac{2 \times 12 \times 0,95 \times 305}{500 - 2 \times 12} = 14,6 \text{ МПа,}$$

$14,6 \geq 8,0$  МПа – условие выполняется.

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.5 Расчет толщины стенки патрубков газовой воздушной линии

Определим расчетную толщину стенки патрубков газовой воздушной линии по формуле

$$\delta_{\text{ГВ}} = \frac{n \times p \times D_{\text{Н ГВ}}}{2 \times (R_1 + n \times p)}, \quad (6.9)$$

где  $n$  – то же, что и в формуле (6.3);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{\text{Н ГВ}}$  – номинальный диаметр стенки патрубков газовой воздушной линии, мм;

$R_1$  – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина стенки патрубков газовой воздушной линии по формуле (6.9)

$$\delta_{\text{ГВ}} = \frac{1.15 \times 8.0 \times 10^6 \times 50}{2 \times (234.7 \times 10^6 + 1.15 \times 8.0 \times 10^6)} = 0.9 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_{\text{ГВ}} = 2,9$  мм.

Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов», минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром  $D_{\text{Н}} = 50$  мм, изготовленной из стали 09Г2С, при  $p = 8,0$  МПа для I категории трубопроводов составляет  $\delta_{\text{min}} = 4$  мм [24].

Так как расчетное значение толщины стенки получилось меньше минимально допустимого, принимаем  $\delta_{\text{ГВ}} = 4$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{\text{Н ГВ}} = \frac{2 \times \delta_{\text{ГВ}} \times 0,95 \times R_2^{\text{H}}}{D_{\text{Н ГВ}} - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.10.)$$

где  $\delta_{\text{ГВ}}$  – то же, что и в формуле (6.9);

$R_2^{\text{H}}$  – то же, что и в формуле (6.2);

$D_{\text{Н ГВ}}$  – то же, что и в формуле (6.9);

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$p$  – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.12)

$$p_{н\ гв} = \frac{2 \times 4 \times 0,95 \times 305}{50 - 2 \times 4} = 55,2 \text{ МПа,}$$

$55,2 \geq 8,0$  МПа – условие выполняется.

## 6.6 Расчет толщины стенки днища камеры

Определим расчетную толщину стенки днища камеры по формуле

$$\delta_d = \frac{n \times p \times D_{нд}}{2 \times (R_1 + n \times p)}, \quad (6.11.)$$

где  $n$  – то же, что и в формуле (6.3);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3);

$D_{нд}$  – номинальный диаметр стенки днища камеры, мм;

$R_1$  – то же, что и в формуле (6.2).

Расчетная толщина стенки днища камеры по формуле (6.11)

$$\delta_d = \frac{1,15 \times 8,0 \times 10^6 \times 920}{2 \times (234,7 \times 10^6 + 1,15 \times 8 \times 10^6)} = 17,4 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение  $\delta_d = 19,4$  мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда  $\delta_d = 20$  мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{нд} = \frac{2 \times \delta_d \times 0,95 \times R_2^H}{D_{нд} - 2 \times \delta} \geq p, \quad (6.12.)$$

где  $\delta_d$  – то же, что и в формуле (6.11);

$R_2$  – то же, что и в формуле (6.2);

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$D_{нд}$  – то же, что и в формуле (6.11);

$p$  – то же, что и в формуле (6.3).

Величина нормативного давления по формуле (6.12)

$$p_{нд} = \frac{2 \times 20 \times 0,95 \times 305}{920 - 2 \times 20} = 13,2 \text{ МПа,}$$

$13,2 \geq 8,0 \text{ МПа}$  – условие выполняется.

					Расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3А	Еременко Антону Владимировичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Сводная сметная стоимость затрат на реконструкцию КПП СОД
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Сводная сметная стоимость затрат на реконструкцию КПП СОД
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений</i>	- Ставка налога на прибыль 20 %, отчисления в пенсионный фонд РФ 22 %, отчисления в фонд социального страхования 2,9 % отчисления в федеральный фонд обязательного медицинского страхования 5,1 %.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	- Сравнительный анализ использования экономического потенциала принятых технических решений
2. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	- Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- Расчет экономической эффективности

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Макашева Ю.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3А	Еременко Антон Владимирович		

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В экономической части выпускной квалификационной работы рассчитываются затраты по замене затвора камеры пуска-приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

Камера пуска-приема является потенциально опасным объектом, так как в процессе пропуска очистных устройств работает под избыточным внутренним давлением паров нефти магистрального нефтепровода. Возможные отказы связаны с нарушениями условий эксплуатации и дефектами элементов концевого затвора, образовавшимися при монтаже и возникшими при эксплуатации.

В выпускной квалификационной работе предлагается совершить плановые работы, связанные с заменой устаревшего затвора на новый концевой затвор «Миаскит», что в свою очередь повлечет уменьшение затрат по трудоемкости, экологичности и травмобезопасности.

### 7.1 Затраты на проведение замены

Для определения экономического эффекта замены концевого затвора проведем расчет затрат и сравним полученные результаты с затратами на обслуживание существующих затворов.

Затраты на проведение мероприятий по замене затвора КПП СОД МН связаны с приобретением оборудования и проведением строительно монтажных работ определим по формуле (7.1)

					Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Еременко А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					47	83
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$$K_M = K_{\text{смп}} + K_{\text{об}} \quad (7.1)$$

где  $K_M$  – общие затраты, руб.;

$K_{\text{смп}}$  – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{об}}$  – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Стоит отметить, что организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод обладает широкой материально-технической базой. Таким образом, ремонт проводится персоналом и силами компании без привлечения сторонних организаций и аренды какой-либо техники. Затраты на проведение замены затвора сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Затраты на проведение замены затвора

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость по замене затвора, тыс. руб.
1	Организационно-технические мероприятия Подготовительные работы	
1.1	Подготовка документации	8
Итого по п.1:		8
2	Подготовительные работы	
2.1	Подготовка оборудования, инструментов, материалов	6,7
2.2	Проверка связи	6,8
Итого по п.2:		13,5
3	Технологические переключения на линейной части	3
Итого по п.3:		3
4	Прочие работы и затраты	27,7
Итого:		52,2

Стоимость замены затвора включает в себя:

- затраты на электроэнергию;

- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Затраты на электроэнергию вычислим по формуле

$$P_э = T_э * Q \quad (7.2)$$

где  $P_э$  – плата за электроэнергию, руб.;

$T_э$  – тариф за электроэнергию (3,35 руб/кВт ч);

$Q$  – потребление электроэнергии (1800 кВт).

Затраты на электроэнергию определим подставив значения в формулу (1.2)

$$P_э = 3,35 * 1800 = 6030 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию в год составят 6030 рублей. При новом варианте затраты на электроэнергию не изменятся.

### 7.1.1 Расчет затрат на оплату труда

Для расчета фонда заработной платы необходимо определиться с персоналом, осуществляющим работы по замене затвора КПП СОД магистрального трубопровода. Ориентировочная продолжительность замены затворов – 12 часов.

Рассчитаем фонд заработной платы бригады. На предприятии принята пятидневная рабочая неделя с рабочей сменой по 8 часов. Таким образом, замена проводится за 2 рабочие смены. Учтем, что в среднем, в году 253 рабочих дня. Расчет фонда заработной платы занесем в таблицу 4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Расчет фонда заработной платы.

Категория персонала	Количество	Заработная плата (месячная), руб.	Итого за 12 часов, руб.
Мастер ЛАЭС	2	50000	10909
Линейный трубопроводчик	4	40000	17455
Водитель	2	40000	8727
Электромонтер	2	40000	8727
Автокрановщик	2	45000	9818
Сварщик	1	42000	4582
Итого:	13		60218

Расчет месячной заработной платы производится по формуле

$$\Phi ЗП = ЗП + ЗП_{рк} + ЗП_{осн} \quad (7.3)$$

где  $\Phi ЗП$  – фонд заработной платы, руб.;

$ЗП$  – месячная заработная плата, руб.;

$ЗП_{рк}$  – районный коэффициент (30 % от  $ЗП$ );

$ЗП_{осн}$  – северная надбавка (30 % от  $ЗП$ ).

Рассчитаем месячную заработную плату, подставив значения в формулу (7.3)

Мастер ЛАЭС

$$\Phi ЗП = 50000 + 15000 + 15000 = 80000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{80000}{22 \cdot 8} * 12 * 2 = 10909 \text{ руб.}$$

Линейный трубопроводчик

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{64000}{22 \cdot 8} * 12 * 4 = 17455 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Водитель

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{64000}{22 \cdot 8} * 12 * 2 = 8727 \text{ руб.}$$

Электромонтер

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{64000}{22 \cdot 8} * 12 * 2 = 8728 \text{ руб.}$$

Автокрановщик

$$\Phi ЗП = 45000 + 13500 + 13500 = 72000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{72000}{22 \cdot 8} * 12 * 2 = 9818 \text{ руб.}$$

Сварщик

$$\Phi ЗП = 42000 + 12600 + 12600 = 67200 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого за замену} = \frac{67200}{22 \cdot 8} * 12 = 4582 \text{ руб.}$$

### 7.1.2 Расчет страховых взносов

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы.

Ставка для расчета налога составляет 30 %.

Расчет страховых взносов производится по формуле

$$ЗСН = \Phi ЗП * 30\% \quad (7.4)$$

где  $ЗСН$  – величина страхового взноса, руб.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ФЗП – общий фонд заработной платы (ФЗП = 60218 руб.).

Определим величину страховых взносов, подставив значения в формулу

(7.4)

$$ЗСН = 60218 * 30 \% = 18065 \text{ руб.}$$

Затраты на материалы для модернизации камер пуска и приема сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Затраты на материалы для модернизации КПП

п/п	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Количество	Стоимость, руб.
1	Материалы		
1.1	Концевой затвор «Миаскит» Ду 800	1	984000
1.2	Огнепреградители ОП50-АА	2	2448
	Итого:	-	986448

Заработная плата сварщика 42000 руб., ему необходимо 3 рабочих смены для сварки конструкции.

Сварщик

$$\text{ФЗП} = 42000 + 12600 + 12600 = 67200 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого} = \frac{67200}{22 * 8} * 12 = 4582 \text{ руб.}$$

Линейным трубопроводчикам под руководством мастера ЛАЭС необходима 1 рабочая смена для монтажа и испытаний сваренной конструкции.

Мастер ЛАЭС

$$\text{ФЗП} = 50000 + 15000 + 15000 = 80000 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого} = \frac{80000}{22 * 8} * 12 = 5455 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Линейный трубопроводчик

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$\text{Итого} = \frac{64000}{22 \cdot 8} * 12 * 2 = 8727 \text{ руб.}$$

Затраты на строительные-монтажные работы сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Затраты на строительные-монтажные работы

Категория персонала	Количество	Зарботная плата (месячная), руб.	Итого, руб.
Мастер ЛАЭС	1	50000	5455
Линейный трубопроводчик	2	40000	8727
Сварщик	1	42000	4582
Итого:	4		18764

### 7.1.3 Амортизационные отчисления

В выпускной квалификационной работе затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Принимаем, что смонтированное оборудование относится к основным средствам, тогда рассчитаем сумму амортизационных отчислений за время проведения замены 12 часов или 2 рабочих смен.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кроме того, сведем в таблицу расчет амортизационных отчислений на другие основные средства, используемые в процессе модернизации КПП СОД.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле

$$AO = \frac{C_{oc} * H_A}{100} \quad (7.5)$$

где  $AO$  – сумма амортизационных отчислений, руб.;

$C_{oc}$  – первоначальная стоимость основного средства. руб.;

$H_A$  – годовая норма амортизационных отчислений, руб.

Годовая норма амортизационных отчислений рассчитывается по формуле

$$H_A = \frac{100}{T_A} \quad (7.6)$$

где  $H_A$  – то же, что и в формуле (1.5);

$T_A$  – амортизационный период, лет.

Данные расчета амортизационных отчислений занесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет амортизационных отчислений

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Рабочие машины и оборудование					
Концевой затвор «Миаскит»	1	984000	30	3,33	65633

Продолжение таблицы 7

Итого:		984000	-	-	65633
Неамортизируемые основные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	4	672	-	-	-
Огнепреградители ОП50-АА	2	2488			
Итого:		3160	-	-	-
Всего:		987160			65633

Вывод: расчет амортизационных отчислений при существующем оборудовании показал, что стоимость единиц без НДС составляет 987160 руб. и сумма амортизационных отчислений за год составляет 65633 руб.

### 7.1.4 Затраты на материалы

Таблица 8 – Расчет затрат на материалы

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Сумма, руб.
Асбестовое полотно 2х2м	1	1700	1700
Страховочный пояс с тросом	2	1064	2128
Специальная одежда	10	700	7000
Комплект знаков КЗО-2	1	1980	1980
Комплект из 4-х строп	1	4500	4500
Итого:			17308

## 7.1.5 Затраты на реконструкцию

Занесем в таблицу 9 необходимые затраты на модернизацию затворов КПП СОД.

Таблица 9 – Затраты на модернизацию затворов КПП СОД

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость модернизации затворов, тыс.руб.
1	2	3
1	Организационно-технические мероприятия	8
2	Подготовительные работы	13,5
3	Технологические переключения на линейной части	3
4	Прочие работы и затраты	52,2
5	Фонд заработной платы	60,2
6	Страховые взносы	18,1
7	Оборудование и материалы	987,2
8	Амортизационные отчисления	65,6
	Итого:	1207,8

Таким образом, затраты на модернизацию затвора КПП СОД составят 1207,8 тыс. руб.

## 7.2 Расчет экономического эффекта от реконструкции затвора

Расчет экономического эффекта от проведения реконструкции, проведем путем сравнения трудозатрат на эксплуатацию затворов. Примем во внимание, что в среднем для трубопроводов со сроком эксплуатации более 20 лет производится около 15 запусков и приемов средств очистки и диагностики в месяц.

## 7.2.1 Затраты при использовании существующего затвора

Время открытия/закрытия существующих затворов камер пуска и приема СОД определим по формуле:

$$T = 15 * 2t \quad (7.7)$$

где  $T$  – время открытия/закрытия затвора за месяц, мин.;

$t$  – время открытия/закрытия затвора ( $t = 20$  мин).

Рассчитаем время открытия/закрытия затвора, подставив значения в формулу (7.7)

$$T = 15 * 2 * 20 = 600 \text{ мин.}$$

Что составляет 10 часов в месяц.

Состав бригады, осуществляющий очистку магистрального трубопровода, состоит из мастера ЛАЭС, 2 линейных трубопроводчиков и автокрановщика.

Рассчитаем заработную плату бригады за 1 час работы по формуле

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{\PhiЗП}{253} \quad (7.8)$$

где  $ЗП_{\text{час}}$  – заработная плата за час работы, руб.;

$\PhiЗП$  – то же, что в формуле (7.3).

Определим заработную плату бригады за 1 час работы, подставив

значения в формулу (7.8)

Мастер ЛАЭС

$$\PhiЗП = 50000 + 15000 + 15000 = 80000 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{80000}{253} = 316,2 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Лист
					ресурсосбережение	57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Линейный трубопроводчик

$$\Phi ЗП = 40000 + 12000 + 12000 = 64000 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{64000}{253} * 2 = 505,9 \text{ руб.}$$

Автокрановщик

$$\Phi ЗП = 45000 + 13500 + 13500 = 72000 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{час}} = \frac{72000}{253} = 284,6 \text{ руб.}$$

Таким образом общая сумма заработной платы за час работы бригады составляет 1106,7 руб., соответственно за 10 часов работы бригада получит 11067 руб. То есть затраты на открытие/закрытие существующего затвора составляют 11067 руб. в месяц.

### 7.2.2 Затраты при использовании реконструированного затвора

Время открытия/закрытия реконструированного затвора КПП СОД за месяц определим по формуле (7.7). Время открытия/закрытия модернизированного затвора составляет  $t = 5$  мин.

$$T = 15 * 2 * 5 = 150 \text{ мин.}$$

Это составляет 2,5 час в месяц.

То есть. затраты на открытие/закрытие модернизированного затвора составляют 2766,8 руб. в месяц.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитаем экономию в месяц после модернизации затвора по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{мес}} = \mathcal{Z}_{\text{д}} - \mathcal{Z}_{\text{м}} \quad (7.9)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{мес}}$  – экономия средств в месяц, руб.;

$\mathcal{Z}_{\text{д}}$  – затраты при действующем затворе, руб.;

$\mathcal{Z}_{\text{м}}$  – затраты при модернизированном затворе, руб.

Рассчитаем экономию в месяц, подставив значения в формулу

$$(7.9) \mathcal{E}_{\text{мес}} = 11067 - 2766,8 = 8300,2 \text{ руб.}$$

Таким образом, экономия за год составит

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 8300,2 * 12 = 99602,4 \text{ руб.}$$

Вывод: предлагаемый затвор не только позволит сократить потери времени на открытие/закрытие камер, что сэкономит средства компании, но также обеспечит высокую травмобезопасность проводимых работ. Таким образом, экономический эффект от модернизации затвора КПП СОД является очевидным и проект можно считать успешным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3А	Еременко Антону Владимировичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<p><i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения:</i></p>	<p><i>Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) линейной части магистральных нефтепроводов условным проходом от DN 150 до DN 1200 включительно и номинальным давлением до PN 15,0 МПа, предназначенные для установки на стационарных узлах запуска и приема и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта.</i></p> <p><i>Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" категории размещения 1 по ГОСТ 15150 с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С.</i></p>
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность:</b></p> <p>1.1 Анализ вредных производственных факторов:</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе</li> <li>- недостаточная освещенность</li> <li>- превышение уровней шума</li> <li>- превышение уровней вибрации</li> <li>- повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации.</li> </ul>
<p>1.2 Анализ опасных производственных факторов:</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- электробезопасность</li> <li>- механические опасности</li> <li>- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения</li> <li>- движущиеся машины и механизмы..</li> </ul>
<p><b>2 Экологическая безопасность:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- объекты охраны окружающей среды</li> <li>- сбор сточных вод с технологических площадок</li> </ul>
<p><b>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>А) Разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти (сценарий 1);</p> <p>Б) Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти (сценарий 2).</p>
<p><b>4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- особенности трудового законодательства применительно к работе в условиях вредных и опасных факторов.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Еременко Антон Владимирович		

## 8 Социальная ответственность

### 8.1 Анализ вредных производственных факторов.

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы ГОСТ 12.0.003-74	Нормативные документы
1	2	3	4
Обустройство строительной площадки	Обозначение всех действующих надземных и подземных коммуникаций	Состояние воздушной среды.	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
	Обозначение границ зоны производства работ	Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.	
Опорожнение участка МН	Откачка нефти	Состояние воздушной среды.	ГОСТ 12. 1.005 – 2014. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
		Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.	
		Повышенный уровень шума на рабочем месте.	ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (2018) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
		Повышенный уровень вибрации.	ГОСТ 12. 1. 012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
	Разработка грунта котлована	Движущиеся машины и механизмы.	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
	Добор грунта до проектной отметки с применением ручных средств малой механизации	Обрушивающиеся горные породы.	ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

					Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Еременко А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					62	83
Консульт.						ТПУ гр.3-2БЗА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Продолжение таблицы 10

Демонтажные работы	Произвести вырезку катушек	Предвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции.	ГОСТ 12. 3. 009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
Бетонные работы	Заливка монолитных фундаментов.	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Монтажные работы	Сварка	Ультрафиолетовое и инфракрасное излучение.	Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006
		Выделение химических аэрозолей с наличием кремния и марганца.	ГОСТ 12. 1. 007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990г

В процессе выполнения работ, связанных с реконструкцией КПП СОД на исполнителей работ в той или иной мере, действуют вредные производственные факторы. Занимающие не отделимую часть в данном процессе. К таким факторам можно отнести следующие факторы:

➤ К вредным факторам, характеризующих допустимую среду микроклимата, относят работы на открытом воздухе. Из условия наши работы проводятся на открытом воздухе, в зимний период при среднемесячной температуре января месяца в  $-16,4^{\circ}\text{C}$ . Относительная влажность воздуха составляет 60%, Средняя скорость воздуха составляет 0,3 м/с. На основании норм для параметров микроклимата, а также согласно специальной оценки условий «Микроклимат», класс условий труда - 3.2 (Таблица 11).

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 – Критерии оценки условий труда в зависимости от температуры воздуха в производственных помещениях в холодный период года

Категория работ*	3-й КЛАСС УСЛОВИЙ ТРУДА (вредные условия труда)			
	1 степень (3 1) (1 балл)	2 степень (3 2) (2 балла)	3 степень (3 3) (3 балла)	4 степень (3 4) (4 балла)
	Температура воздуха, °С (нижняя граница)			
1а	18	16	14	12
1б	17	15	13	11
2а	14	12	10	8
2б	13	11	9	7
3	12	10	8	6

Примечание: при увеличении скорости движения воздуха на 0,1 м/с от оптимальной по СанПиН 224 598-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" температура воздуха должна быть увеличена на 0,2°С". Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Имеет место, как при строительстве, так и при эксплуатации НПС, т.к. некоторые объекты расположены на открытых площадках. Для защиты рабочих применяются костюмы зимние на утепленной основе по ГОСТ 29335-92. В летний период сварщикам предлагаются полусапоги на противоскользящей резиновой подошве по ГОСТ 28.507-90 с дюпельно-клеевым креплением подошвы. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые удлиненные (краги) типа Е. ГОСТ 12.4.010-75\*.

➤ Превышение уровней шума. Источниками шума являются звуки, вызванные в результате работающих машин, используемых при реконструкции камеры (плетевозы, панелевозы, бетономешалки, самосвалы, бульдозеры, экскаваторы, автопогрузчики, автокран, землеройные машины). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80дБА в соответствии с нормативными документами СанПиН 2.2.4.3359-16, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Основные методы борьбы с шумом.

Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

– использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение.

– применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

Средства личной защиты от сильных шумов применяются трех основных видов: антифоны, противошумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противошумные устройства.

➤ Повышенный уровень вибрации. Имеет место при зачистке наружной и внутренней поверхности свариваемых труб от ржавчины и загрязнений. Эту работу выполняют электро-шлифовальной очистной машиной. При работе со шлифовальной машиной через руки человека передается вибрация. При работе со шлифовальной машиной следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток по ГОСТ 12.4.002-97, а также вибро-защитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины.

➤ Работы проводятся на открытом воздухе, где имеется естественное освещение, имеющее большое гигиеническое и психологическое значение для человека. Предусмотрено искусственное освещение: аварийное, охранное и дежурное. Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное.

➤ Повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации. Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала- фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84\*.

## 8.2 Анализ выявленных опасных факторов

➤ Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования. Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью сварщики должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75\*. Для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, осуществляется защитное заземление или зануление по ГОСТ 12.1.030-81. Ограждение рабочей зоны осуществляется по ГОСТ 23407-78.

➤ Повышенный уровень статического электричества. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации объекта. Для защиты персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью рабочие должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75\*.

➤ Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования. Имеет место при монтажно-строительных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм для защиты от производственных загрязнений и механических воздействий ГОСТ 27575-87. Ботинки специальные для защиты от механических повреждений на масло бензо-стойкой подошве. ГОСТ 28507-90. Для защиты

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

рук применяются перчатки ГОСТ 12.4.183-91. В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 персонал должен носить каски ГОСТ 12.4.087-84.

➤ **Пожаровзрывобезопасность.** Главная задача при борьбе с пожарами - локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта. На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое. Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- безответственное, халатное или беспечное отношение работников к огню;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры, электроустановок, неадаптированность импортных приборов к отечественной электросети;
- последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаро- и взрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;
- захлапленность рабочей зоны;
- размещение излишков взрыво- и пожароопасных веществ в рабочей зоне.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах и в производственных помещениях.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

На площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения. Согласно Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации, тип пожарного щита для тушения пожара на технологических площадках - ЩП-В, на электроустановках – ЩП-Е.

➤ Движущиеся машины и механизмы. При проведении работ используется различный ручной инструмент, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При работе с ручным инструментом основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода.

Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

### 8.3 Экологическая безопасность

Участок магистральных нефтепроводов, обслуживаемый НПС, составляет 280,7 км в однониточном измерении.

Климат района резко-континентальный с суровой и продолжительной зимой, жарким и коротким летом.

Средняя месячная температура воздуха наиболее теплого месяца июля – плюс 18,7°С.

Средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 16,4°С.

Расчетное значение веса снегового покрова (IV район) – 240/168 кг/м<sup>2</sup>.

Нормативное значение ветрового давления (II район) – 30 кгс/м<sup>2</sup>.

Грунт основания – суглинок легкий песчанистый с прослоями супеси.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 1,5 м.

Грунты в зоне промерзания сильно-пучинистые и чрезмерно-пучинистые.

Глубина промерзания – 1,1 м.

Реконструкция проводится на существующем магистральном нефтепроводе на площадке расположения существующих камер приема и запуска СОД.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Изменение местоположения магистрального нефтепровода не предполагается.

Технические решения по обеспечению экологической безопасности направлены на исключение разгерметизации технологических трубопроводов, предупреждение развития аварии и обеспечение пожаробезопасности объектов ВСН 012-88.

Технические решения, представленные в проекте, направлены на повышение надежности КПП СОД, как в период строительства, так и в период эксплуатации.

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные федеральным законом «Об охране окружающей среды».

Объектами охраны окружающей среды от загрязнения, истощения, деградации, порчи, уничтожения и иного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности являются:

- земли, недра, почвы;
- поверхностные и подземные воды;
- леса и иная растительность, животные и другие организмы;
- атмосферный воздух.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтеперекачивающей станции:

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- возгорание естественной растительности;
- захламление территории строительными и другими отходами;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах и т.п.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора, разлитого при ремонтных работах продукта. Для максимального уменьшения потерь от разлива нефти предусматривается секционирование линейной части нефтепровода на участках 20-30 км электроприводными дистанционно управляемыми задвижками. При прорыве нефтепровода аварийный участок отсекается дистанционно из диспетчерского пункта с одновременным прекращением работы НПС.

Сбор сточных вод с технологических площадок осуществляется в приямки или в накопительную емкость с последующим вывозом специализированным автотранспортом на очистные сооружения производственно-дождевой канализации СН 452-73.

При выдерживании заданных норм технологического режима и содержании в исправном состоянии технологического оборудования, трубопроводов, запирающих и регулирующих устройств, предохранительных устройств загрязнение поверхностных и подземных вод, атмосферы будет минимальным.

#### **8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На площадке КПП СОД могут возникнуть следующие аварии:

- А) разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти (сценарий 1);
- Б) Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти (сценарий 2);

Действия для устранения аварии:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Сценарий 1

- производится закрытие задвижек диспетчером ОРНУ;
- производится обтяжка вручную задвижек персоналом ЛЭС, штурвалы задвижек снимаются;
- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать-работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>);
- при положительных результатах замеров загазованности производятся газоопасные работы;
- осуществляется вскрытие затвора КПП СОД;
- осуществляется замена уплотнения затвора;
- затвор КПП СОД перекрывается;
- штурвалы монтируются на задвижки, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;
- задвижки подсоединяются к источнику питания электроэнергий;
- осуществляется заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- осуществляется контроль затвора КПП СОД на герметичность.

## Сценарий 2

- осуществляется перекрытие задвижек диспетчером ОРНУ;
- осуществляется ручная протяжка задвижек персоналом ЛЭС, штурвалы убираются с задвижек;
- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электрической энергии с проглядываемым разрывом, на ключах управления вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать - работают люди!»;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- осуществляется опорожнение нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную цистерну;
- осуществляется дегазация КПП СОД и выведенных из работы участков;
- осуществляются измерения загазованности места производства работ, в камере пуска СОД и отключенных участков (ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>);
- при положительных результатах измерений загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта;
- после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание КПП СОД на давление Pзав.;
- при положительном гидроспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;
- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается, на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»; задвижки подключаются к источнику питания электроэнергии;
- осуществляется заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- осуществляется контроль на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД.

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

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						73
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [45].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [46].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым
- каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия [47].

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [47].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предложена реконструкция камеры приема-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, включающая в себя замену существующего затвора камеры на концевой затвор камеры запуска и приема внутритрубных устройств магистральных трубопроводов «Миаскит». В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы разработана конструкция и произведен расчет модернизированного затвора камеры приема-пуска средств очистки и диагностики. В разделе безопасность жизнедеятельности были описаны опасные и вредные факторы производства, а также решены вопросы пожарной безопасности и травмобезопасности на производственном объекте. В экономической части произведен расчет затрат на замену концевого затвора, показавший снижение трудоемкости в эксплуатации камеры приема-пуска средств очистки и диагностики при использовании модернизированного затвора.

					<i>Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					76	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б3А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Средства очистки и диагностики [Электронный ресурс] // Энциклопедия технологий «ПАО Транснефть». – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru>.

2. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1 – 01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001.

3. ГОСТ 11851 – 85 Нефть. Метод определения парафина. Взамен ГОСТ 11851-66; дата введ. 01.01.1986. М.: ИПК Издательство стандартов, 1986.

4. СНиП III-42 – 80 Магистральные трубопроводы. Введ. впервые; дата введ. 16.05.1980. : ФГУП ЦПП, 2005.

5. ГОСТ Р 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. впервые; дата введ. 23.04.1998.

6. ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

7. ГОСТ 12.1.011 – 78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 14.09.1978.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1978.

8. ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76; дата введ. 29.09.1988: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

					<i>Реконструкция камеры приема – пуска средств очистки и диагностики</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Еременко А.В.</i>			<i>Список используемых источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев Л.А.</i>					77	83
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2БЗА</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

9. ГОСТ Р 51330.9 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999.: Москва, 1999. 39с.36

10. ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

11. ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г.

12. ГОСТ 12.1.011 – 78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 14.09.1978.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1978.

13. ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76; дата введ. 29.09.1988: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

14. ГОСТ Р 51330.9 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999.: Москва, 1999. 39с.

15. ГОСТ Р 51330.11 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. : Москва, 1999.

16. ГОСТ Р 51330.5 – 99 Метод определения температуры самовоспламенения. Введ. впервые; дата введ. 09.12.1999. : Москва, 1999. 16с.

17. ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Взамен ГОСТ 8732 – 70; дата введ. 22.03.1978. : Министерство черной металлургии СССР, 1978. 8 с.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

18. ГОСТ 10704 – 91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Взамен ГОСТ 10704 – 76; дата введ. 15.11.1991.: ИПК Издательство стандартов, 1991. 37

19. Пат. 2400665 Российская Федерация, МПК-8 F16L 45/00 F16J 13/16 B08B 9/00. Концевой затвор / В.Ф. Болотнов, В.И. Лямкин ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Государственный ракетный центр академика В.П. Макеева». – № 2009113071/06 ; заявл. 07.04.09 ; опубл. 27.09.10, Бюл. № 27. – 7 с.

20. Пат. 152201 Российская Федерация, МПК B08B 9/02. Запасовочное устройство / Ю.В. Богатенков ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть». – № 2014141929/05 ; заявл. 17.10.14 ; опубл. 10.05.15, Бюл. № 13. – 7 с.

21. ГОСТ 17379 – 2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция. Взамен ГОСТ 17379-83 ; введ. 01.01.2003. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 49 с.

22. ГОСТ 20295 – 85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). Взамен ГОСТ 20295-74 ; введ. 01.01.87

23. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Введ впервые, дата введ. 01.07.13. – Москва, 2013.

24. ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. впервые; дата введ. 1974.: Москва, 1974.

25. ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда. Введ. впервые; дата введ. 1976.: Москва, 1976.

26. СНИП 23-01-99 Строительная климатология. Введ. впервые; дата введ. 1999.: Москва, 1999.

27. ГОСТ Р 12.4.296 – 2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

технические требования. Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 2013.: Москва, 2013.38

28. СНиП 2.09.04 – 87 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 1987.: Москва, 1987.

29. ВСН 014 – 89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. Введ. впервые; дата введ. 1989.: Москва, 1989.

30. ГОСТ 12.4.115 – 82. ССБТ. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке. Введ. впервые; дата введ. 1982.: Москва, 1982.

31. СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 2011.: Москва, 2011.

32. ГН 2.2.5.2439 – 09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Введ. впервые; дата введ. 2009.: Москва, 2009.

33. ГОСТ 12.1.016 – 79. ССБТ. Воздух рабочей зоны. Требования к методикам измерения концентрации вредных веществ. Введ. впервые; дата введ. 1979.: Москва, 1979.

34. ВППБ 01-01 – 94 Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения. Введ. впервые; дата введ. 1994.: Москва, 1994.

35. Классификация производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://delta-grup.ru/bibliot/16/130.htm>

36. ГОСТ 12.4.009 – 83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Введ. впервые; дата введ. 1983.: Москва, 1983.

37. РД-13.110.00-КТН-319-09 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. – М., 2009. – 120 с.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

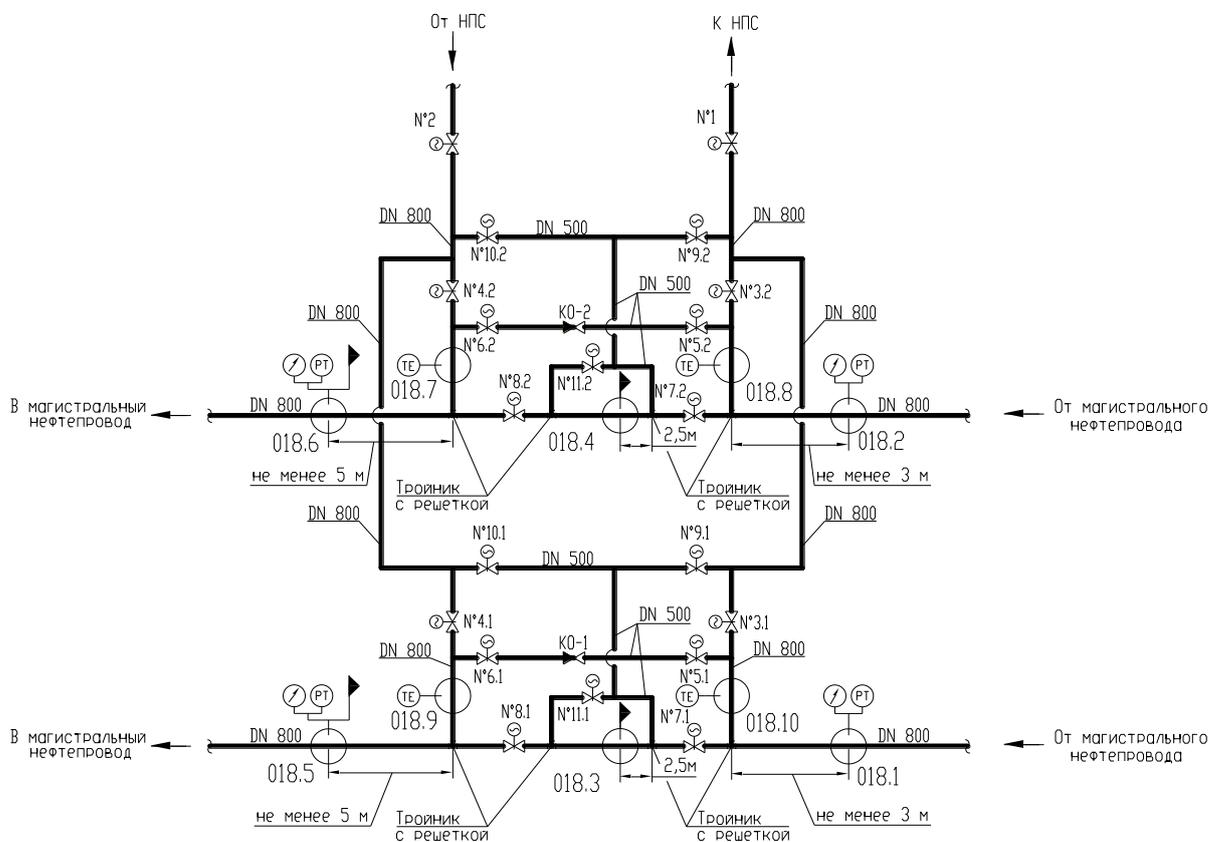
38. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.97г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
39. СанПиН 2.2.4.548-96 Микроклимат. – М., 1996. – 46 с.
40. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. – М., 2003. – 28 с.
41. СНиП 23-05-95 Освещение. – М., 1995. – 56 с.
42. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М., 1996. – 19 с.
43. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М., 1996. – 28 с.
44. Трудовой кодекс Российской Федерации. Кодекс 197-ФЗ– М., 2002. – 87 с.
45. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».
46. Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
47. ТК РФ Статья №147.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# Приложение А

(справочное)

Технологическая схема узла пропуска СОД DN 800 при работе НПС на два трубопровода с расположением справа от МТ



### Условные обозначения

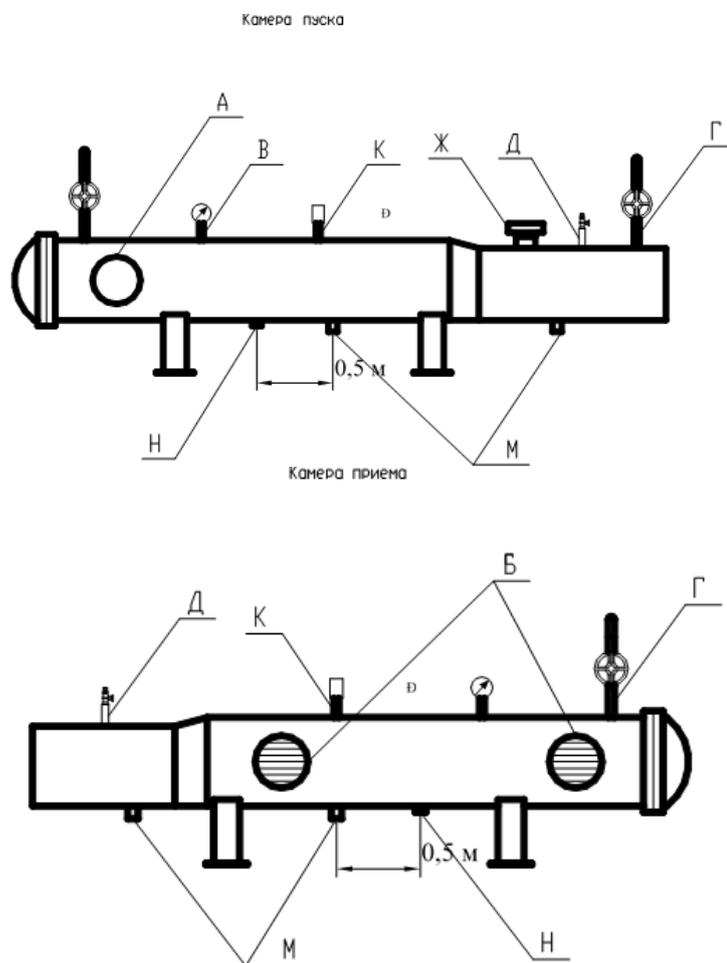
- основные технологические трубопроводы
- запорная арматура с электроприводом
- затвор обратный
- направление движения нефти
- колодец КИП
- сигнализатор прохождения СОД
- преобразователь давления
- датчик измерения температуры
- манометр

Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Еременко А.В.		
Руковод.		Саруев Л.А.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		
Приложение А				
		Лит.	Лист	Листов
			82	83
ТПУ гр.3-2Б3А				

## Приложение Б

(Справочное)

### Схема расположения технологических патрубков камер пуска и приема СОД



#### Условные обозначения

- А - патрубок подвода нефти
- Б - патрубок отвода нефти с решеткой
- В - патрубок для установки манометра
- Г - патрубки для присоединения трубопроводов газовой воздушной линии
- Д - патрубок для подачи пара или инертного газа
- Ж - патрубок для установки запасовочного устройства
- К - патрубок для установки датчика давления
- М - патрубки для присоединения дренажных трубопроводов
- Н - датчик контроля герметичности

					Реконструкция камеры приема - пуска средств очистки и диагностики			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Еременко А.В.			Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					83	83
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						