

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 131000 «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Текущее обслуживание и эксплуатация напорного нефтепровода «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения

УДК 622.692.4 - 049.7(571.16)

Студентка

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Широкова В.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп.	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	к.т.н., профессор		

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 131000 «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранение нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.о. зав. кафедрой

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

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

В форме:

дипломного проекта
--------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Широкова В.Н.

Тема работы:

Текущее обслуживание и эксплуатация напорного нефтепровода «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катальгинского месторождения	От 20.04.2017. №2843/с
--	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2017г.

**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>Трубопровод «ДНС – 6 – ЦППН – 4»                  Катальгинского месторождения диаметр трубы 219 рабочее давление 0,3 МПа</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Рассмотреть текущее обслуживание и эксплуатацию нефтепровода с применением современных ингибиторов коррозии и системами сглаживания волн давления.</p> <p>Провести прочностные расчеты, которые включают в себя определение толщины стенки трубопровода, выбор параметров сбросного устройства.</p> <p>В технологической части изучить виды ингибиторов коррозии, параметры ССВД.</p>
--	--

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

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

Раздел	Консультант
<p><b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b></p>	<p>Глызина Т.С., к.х.н.</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Гуляев М. В., доцент</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>22.10.2016г</p>
--	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Крец В.Г.</p>	<p>к.т.н.</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б21</p>	<p>Широкова В.Н.</p>		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б21	Широкова Виктория Николаевна

<b>Институт</b>	<b>ТПУ</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Мероприятие по расчету работ, связанных с ремонтом трубопровода на объекте: «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы.

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

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР) перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить затраты экономических показателей.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет стоимости на ремонт трубопровода

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей)

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Широкова В.Н.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б21	Широкова Виктория Николаевна

<b>Институт</b>	<b>ТПУ</b>	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хранения нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в болотистой местности Западной Сибири, в районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренно-континентальный.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность:</b>  1.1 Анализ выявленных вредных факторов на объекте: «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения  1.2 Анализ выявленных опасных факторов на объекте: «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения	Вредные факторы: -повышенный уровень шума, -повышенный уровень вибрации; -повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны – пыль, цемент, сварочная аэрозоль.  Опасные факторы: -неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны; - механические повреждения: (движущиеся машины и механизмы); -Электроопасность; -Ожоги при проведении сварочных работ.

<b>2. Экологическая безопасность:</b>	При ремонте трубопровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ремонт трубопровода сопровождается: <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова.</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Чрезвычайные ситуации на напорном нефтепроводе «ДНС – 6 – ЦППН - 4» могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, пожар или взрыв на рабочем месте
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство ПОТ Р М-026-2003 Межотраслевые правила охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций РД-13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Широкова В.Н.		

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе используются следующие обозначения и сокращения:

ЦППН – центральный пункт подготовки нефти

ДНС – дожимная насосная станция

ОС – образец-свидетель

НГС – нефтегазовая скважина

ННП – напорный нефтепровод

СОД – средства очистки и диагностики

БРХ – блок реагентного хозяйства

УКК – узел учета скорости коррозии

СУИ – стойка управления и измерения

ССВД – система сглаживания волн давления

ИК – ингибитор коррозии

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Широкова</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>Креп</i>							
<i>Консульт.</i>								
<i>И.о.зав.каф</i>	<i>Бурков</i>							
						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 21 рис., 15 табл., 30 источников, 2 прил.

Ключевые слова: напорный нефтепровод, блок реагентного хозяйства, образец-свидетель ингибитор коррозии

Объектом исследования является (ются) напорный нефтепровод «ДНС – 6 – ЦППН – 4»

Цель работы – оценка и выбор рационального ингибитора коррозии для защиты нефтепровода от внутреннего разрушения

В процессе работы были приведены 2 наиболее предпочтительных в работе ингибитора коррозии, рассмотрены последствия влияния коррозии на металл через образцы-свидетелей

В результате исследования было доказано, что ингибитор коррозии «КорМастер-1055» наиболее эффективен в борьбе с внутренней коррозией трубопровода. В ходе применения данного реагента было установлено, что повышается эффективность, надежность и безопасная эксплуатация трубопровода.

Степень внедрения: описанные технологии применяются для защиты трубопровода от коррозии

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Широкова							
Руковод.	Крец							
Консульт.								
И.о.зав.каф	Бурков							
						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	12
<b>Раздел 1. Характеристика района расположения объекта работ.....</b>	<b>14</b>
1.1 Административно-географическая характеристика района.....	14
1.2 Климатическая характеристика района.....	15
1.3 Гидрогеологические характеристики.....	16
1.3.1 Характеристика поверхностных вод.....	16
1.4. Почвенно-грунтовая характеристика.....	18
1.4.1 Инженерно-геологические условия.....	19
1.4.2 Инженерно-геологические условия трассы нефтесборного трубопровода.....	20
<b>Раздел 2. Техничко-технологический раздел.....</b>	<b>21</b>
2.1 Характеристика фонда трубопроводов и режимы их работы.....	21
2.2 Назначение и технические характеристики ННП «ДНС-6 – ЦППН-4».....	21
2.3 Технология транспорта продукции.....	22
2.4 Технические характеристики трубопровода.....	22
2.5 Линейная часть трубопровода.....	22
2.6 Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики (СОД).....	23
2.7.Защита от коррозии.....	25
2.7.1 Общее понятие о коррозии.....	25
2.7.2 Классификация коррозии.....	25
2.7.3 Защита трубопровода от внутренней коррозии. Выбор ингибитора.....	29
2.8. Блок реагентного хозяйства (БРХ).....	33
2.9. Узел учета скорости коррозии (УКК). Образцы-свидетели.....	38

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Широкова				<b>Оглавление</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец						9	147
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		
И.о.зав.каф	Бурков							

2.10. Защита трубопровода от внешней коррозии.....	42
2.10.1 Применение защитных покрытий.....	42
2.10.2 Характеристика изолирующей ленты «Полилен 40-ЛИ-63».....	43
2.10.3 Технология нанесения защитной пленки.....	44
2.11. Материалы.....	46
<b>Раздел 3. Эксплуатация и обслуживание трубопровода.....</b>	<b>50</b>
3.1 Наружный осмотр трубопроводов.....	50
3.2 Контроль технологических параметров работы напорного нефтепровода.....	51
3.3 Ревизия трубопровода.....	52
3.4 УХОД за трассой трубопроводов. Охранные зоны. Знаки безопасности.....	54
3.5 Ремонтные работы.....	58
3.6 Расчет потребного напора насоса и мощности электропривода.....	59
<b>Раздел 4. Защита нефтепроводов от гидроударных явлений системами</b> <b>сглаживания волн давления .....</b>	<b>62</b>
4.1 Схема и принцип действия ССВД.....	62
4.2 Моделирование совместной работы нефтепровода и ССВД.....	66
4.3 Выбор параметров сбросного устройства ССВД.....	68
4.4 Выводы .....	71
<b>Раздел 5. Социальная ответственность.....</b>	<b>72</b>
5.1 Производственная безопасность.....	72
5.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	73
5.3. Механические повреждения.....	73
5.4 Ожоги при проведении сварочных работ.....	75
5.5 Поражение электрическим током.....	76
5.6 Пожаровзрывоопасность.....	77
5.7 Повышенный уровень вибрации.....	80
5.8 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	80
5.9 Неудовлетворительные метеоусловия условия рабочей зоны.....	80
5.10 Повышенный уровень шума.....	81
5.11 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.....	81

5.12 Экологическая безопасность.....	82
5.13 Мероприятия по экологической безопасности и охране окружающей среды.....	83
5.14 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
5.15 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
<b>Раздел 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....</b>	<b>85</b>
6.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ремонту трубопровода.....	85
6.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	86
6.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	86
6.4 Затраты на материалы.....	87
6.5 Расчет заработной платы бригады.....	87
6.6 Затраты на страховые взносы.....	88
6.7 Затраты на проведение мероприятия.....	89
Заключение.....	90
Список используемой литературы.....	92

## Введение

Российская Федерация является крупнейшим производителем нефти и входит в число трех стран мира с наибольшими уровнями годовой добычи. В промышленной разработке находится около 1100 нефтяных месторождений.

В течении длительного периода нефтяная промышленность развивалась быстрыми темпами за счет ввода в разработку крупных месторождений в Волго-Уральском и Западно-Сибирском регионах в 50-70 годах. Максимальный уровень добычи нефти с газовым конденсатом (568,4 млн.тонн) был достигнут в 1987 году, а с 1988 года начал снижаться, составив на начало 1996 года 318 млн. тонн. Если в 1980 году средний дебит эксплуатируемых скважин составил 27т/сутки, то в 1996 году он уменьшился до 3,18 т/сутки, а дебит вводимых новых скважин за этот же период снизился с 40 до 11 т/сутки.

Главной причиной снижения показателей добычи нефти является то, что имеющиеся в настоящее время мощности нефтедобывающих предприятий не соответствует изменившейся структуре разведанных запасов. Возросло число месторождений с высокой выработанностью и обводненностью запасов. Многие крупные месторождения, обеспечивающие основные объемы добычи нефти, вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью истощения запасов, падающей добычей и большой обводненностью продукции.

Из-за этого увеличилась скорость коррозии трубопроводов и количество их некатегорийных отказов, которые сопровождаются большими разливами нефтесодержащей жидкости и загрязнению окружающей природной среды. В связи с этим, в настоящее время требуется особое внимание уделять текущему обслуживанию, предупредительному и капитальному ремонту трубопроводов, мониторингу коррозии и мерам по защите трубопроводов от коррозии.

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Широкова				<b>Введение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Креи						12	147
Консульт.								
И.о.зав.каф	Бурков							
						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		

## Раздел 2. Техничко-технологический раздел

### 2.1 Характеристика фонда трубопроводов и режимы их работы

Промышленное освоение Катильгинского месторождения начато в 1983 году. Для транспортировки скважинной продукции, подтоварной и пластовой воды проложено 106.279м трубопроводов. Из них нефтесборные коллектора - 42.256м, водоводы высокого давления - 56.835м, водоводы низкого давления - 3.510м, напорные нефтепроводы – 7.207м.

Таблица 1. Длина трубопроводов в зависимости от диаметров и назначения

Длина трубопровода, м						
Диаметр, мм Назначение	114	159	168	219	273	325
НСК	10015	11956		7382	10910	2140
ННП				3677		
ВВД	21939		34896			
ВНД			3510			

### 2.2 Назначение и технические характеристики ННП «ДНС-6 – ЦППН-4»

Напорный нефтепровод «ДНС-6 – ЦППН-4» предназначен для транспортировки сепарированной нефти с обводненностью 39,2% в режиме эмульсии «вода в нефти» с подстилающим слоем воды от ДНС-6 до ЦППН-4.

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Широкова				Техничко – технологический раздел	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец					13	147	
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		
И.о.зав.каф	Бурков							

## 2.3 Технология транспорта продукции

Нефтесодержащая жидкость частично дегазированная на ДНС Катыльгинского месторождения, с выхода НГС поступает на прием насосов. Под рабочим давлением на выкиде насосов жидкость, через узел учета и секущие задвижки перекачивается в ННП.

Расход перекачиваемой жидкости замеряется расходомерами типа «Норд» на узлах учета с периодичностью до 2-х часов по показаниям вторичного прибора в операторной.

Давление нефти, поступающей на перекачку контролируется по показаниям манометров типа «ЭКМ» а также, установлена система сигнализации оператору и блокировки (отключения) насосов при достижении установленных нижнего и верхнего пределов давления.

На концевом (технологическом) участке ННП (входная гребенка ЦППН-4) давление нефти трубопровода контролируется визуально, с периодичностью 2 часа.

## 2.4 Технические характеристики трубопровода

Таблица 2. Технические характеристики трубопровода

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина, м	Марка стали	$P_{\text{раб.}}$ расчетное, МПа	$Q$ , м <sup>3</sup> /сут.	Температура среды, °С
219	10	3677	13ХФА	3	3175	+2 - +40

## 2.5 Линейная часть трубопровода

					Технико – технологический раздел	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

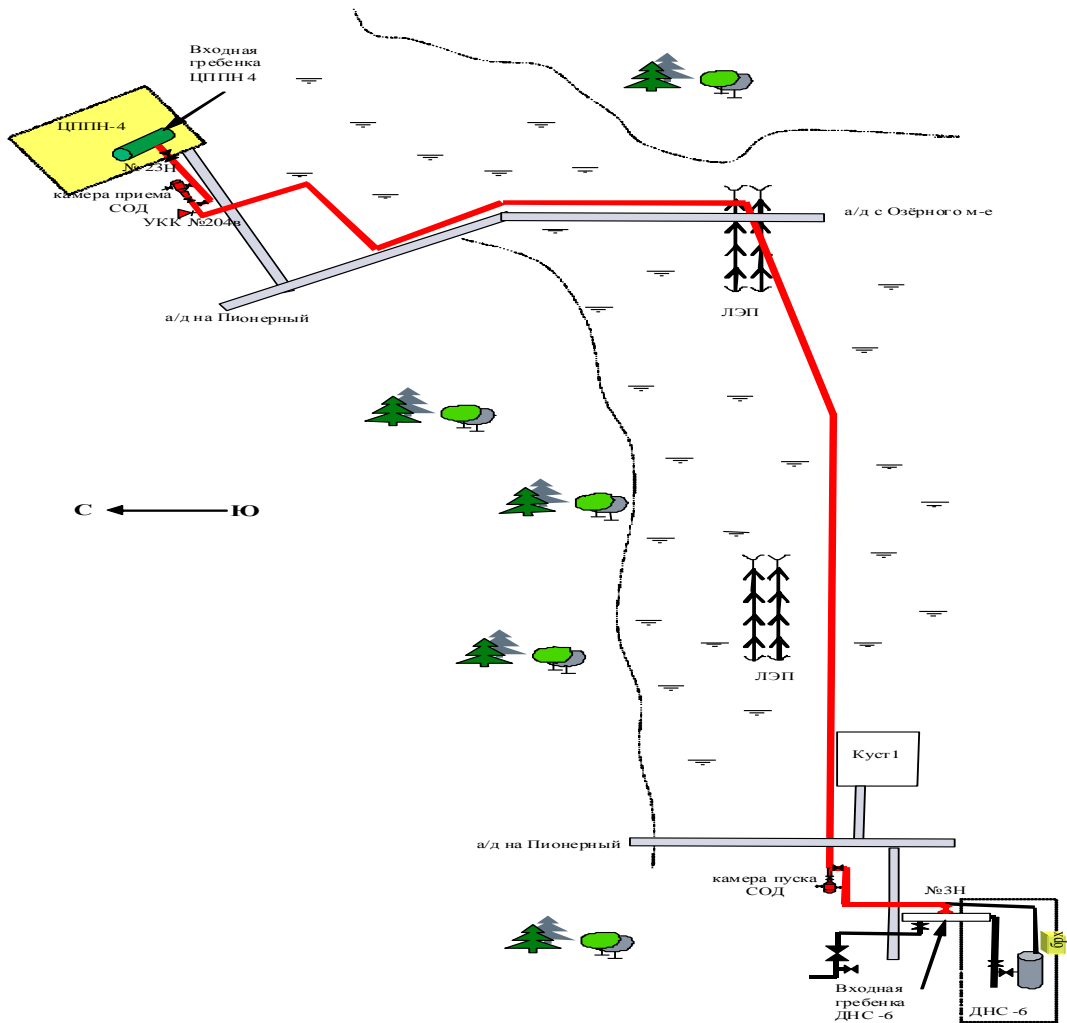


Рис.3 Схема НПП «ДНС-6 – ЦППН-4» [1]

## 2.6 Камеры пуска и приема средств очистки и диагностики (СОД)

Камеры (рис. 4,5) служат для пуска и приема СОД.



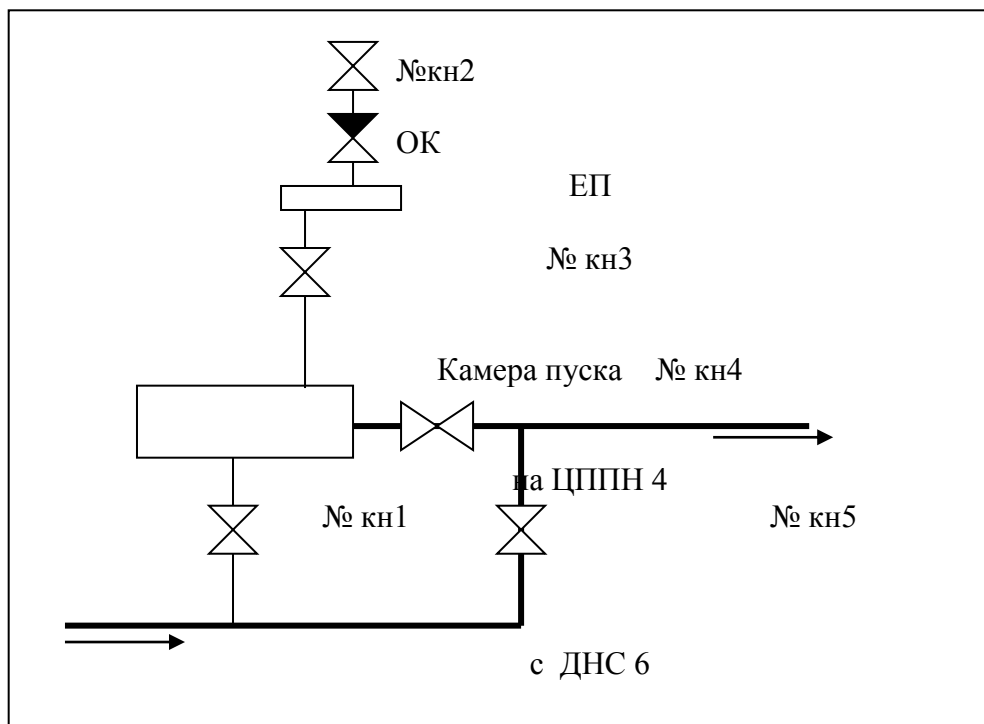
Рис.4 Камера пуска СОД[2]



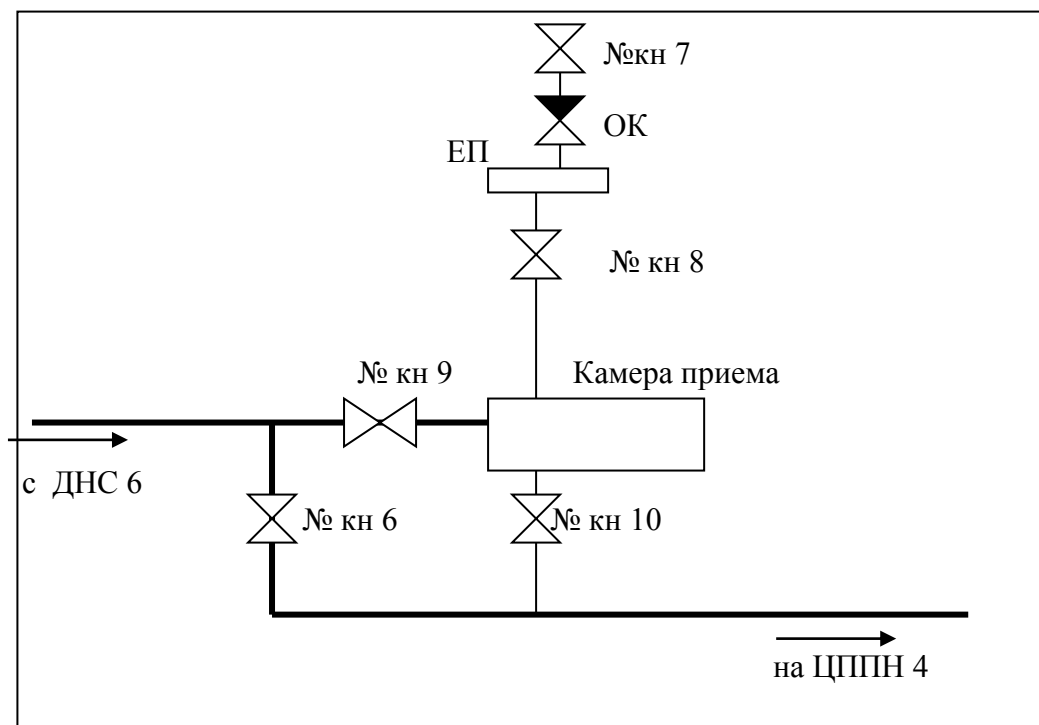
Рис.5 Камера приема СОД[2]

					Технико – технологический раздел	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Принципиальные схемы камер пуска и приема СОД показаны на рис. 6,7



**Рис. 6** Схема камеры пуска СОД[3]



**Рис.7** Схема камеры приема СОД[3]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



## 2.7 Защита от коррозии

### 2.7.1 Общее понятие о коррозии

Для защиты напорного нефтепровода «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения от коррозии применяют пассивные методы защиты.

### 2.7.2 Защита трубопровода от внутренней коррозии. Выбор ингибитора

Комплекс рекомендуемых мероприятий по ингибиторной защите от внутренней коррозии напорного нефтепровода «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения, не имеющего внутренних защитных покрытий, включает предварительную диагностику, очистку полостей трубопровода с последующей ингибиторной защитой в сочетании с ведением коррозионного мониторинга.

Отличительная черта метода защиты трубопровода от коррозии с помощью ингибиторов - это возможность при небольших капитальных затратах замедлять их коррозионное разрушение, даже если этот трубопровод будет находится в эксплуатации долгое время. Кроме того, введение ингибиторов в любой точке технологического процесса может оказать эффективное защитное действие и на оборудование последующих технологических стадий (подготовки продукции).

Ингибиторная защита трубопровода осуществляется в соответствии с РД 39-0147323-339-89-Р «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты напорных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири» и п.п. 7.7.13. -7.18. РД 39-132-94. по технологии дозированной подачи реагента с БРХ непосредственно в трубопровод и количестве, обеспечивающем поддержание эффективно действующей концентрации ингибитора в транспортируемой продукции (от 0,5 до 50 г/м<sup>3</sup>). В данный момент для защиты от внутренней коррозии напорного нефтепровода «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения используется ингибитор коррозии «КорМастер 1055».

					Технико – технологический раздел	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Закачка ингибиторов коррозии осуществляется согласно техническому заданию и производственной программе.

## 2.8 Блок реагентного хозяйства (БРХ)

БРХ (рис.11) предназначен для дозированной закачки химического реагента, предотвращающего коррозию внутренней полости трубопровода с целью их защиты от коррозии, отложения солей и парафина, деэмульгирования водонефтяных смесей.



**Рис.11 Врезка БРХ в трубопровод[2]**

Современные БРХ состоят из:

- - утепленного металлического основания;
- - крыши;
- - потолка и ограждающих конструкций.

Потолок и ограждающие конструкции изготавливаются из сэндвич-панелей с базальтовым утеплителем, поскольку он является негорючим материалом. Соединение панелей между собой обеспечивает герметичность и прочность стыка.

					Технико – технологический раздел	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В укрытии установок БРХ имеются 2 отсека (технологический и аппаратного отсека), которые разделены между собой герметичной перегородкой из сэндвич-панелей.

**Технологический отсек включает:**

- внутренние расходные емкости для хранения химических реагентов (их объем определяется Заказчиком);
- расходомер шестеренчатого типа, который позволяет совместно с датчиком уровня и контроллером управлять насосным агрегатом и измерять количество закаченного химреагента в определенный промежуток времени;
- шестеренчатый насос, он осуществляет заполнение внутренних расходных емкостей химреагентом из передвижной заправочной емкости, а так же перемешивание реагента и дренаж емкостей;
- дозировочный насос обеспечивает непрерывную подачу химического реагента;
- дозировочный насос, позволяет осуществить периодическую подачу химического реагента после технологических перерывов;
- систему вентиляции;
- отопление и освещение отсека, приборы КИПиА;
- технологическую обвязку насосов с арматурой;

В шкафу управления предусмотрена пусковая аппаратура всех электроприемников установки. Средства КИПиА и электрооборудование и при размещении в зоне В-1а применены во взрывозащищенном исполнении, кабели и провода имеют медные жилы. Объем контроля и автоматизации позволяет установкам работать без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

**Отсек управления состоит из:**

					Технико – технологический раздел	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- шкафа управления;
- системы отопления и освещения отсека;
- откидных стола и сидения.

Для агрессивных ингибиторов коррозии или деэмульгаторов используют дозировочные насосы и технологическую обвязку с запорной арматурой в коррозионностойком исполнении.

### Функции

Установки дозирования химреагентов БРХвыполняют следующие функции:

- прием концентрированного химреагента из передвижной заправочной емкости в бак при помощи внешнего насоса;
- прием концентрированного химреагента из передвижной заправочной емкости в бак с использованием собственного насоса;
- опорожнение емкостей собственным насосом;
- дозированную подачу химреагента.

Система контроля и автоматизации предусматривает возможность ручного управления насосами-дозаторами, вентилятором, шестерным насосом, электрическими обогревателями и освещением. В автоматическом режиме осуществляется отключение насосов в случае повышения давления, а также управление температурой электрообогревателя, установленного в блоке. Кроме того, система контроля обеспечивает защиту электроприемников от перегрузок и короткого замыкания. Все параметры отображаются на пульте диспетчера.

Установки имеют различные уровни комплектации в зависимости от производительности насоса-дозатора и его типа, наличия и количества расходных емкостей, наличия шкафа или блока управления, числа насосов-дозаторов, наличия

					Технико – технологический раздел	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

контроллера и расходомера. От количества и видов комплектующих зависит цена всей установки.

## 2.9 Узел учета скорости коррозии (УКК). Образцы-свидетели.

На напорном нефтепроводе «ДНС-6 – ЦППН-4» эксплуатируется один узел контроля скорости коррозии (рис. 12). Метод контроля – по потере массы образцов-свидетелей. В процессе обслуживания контролируются следующие параметры:

- скорость общей и локальной коррозии образцов-свидетелей;
- структура потока в точке контроля;
- химический состав попутной воды;
- остаточное содержание ингибитора коррозии.



**Рис. 12 Узел учета скорости коррозии[22]**

Образец-свидетель (рис.13) набирается по длине, равной внутреннему диаметру трубопровода из того же материала что и трубопровод.

					Технико – технологический раздел	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Образец-свидетель для исследования коррозии трубопровода выполнен в виде полого цилиндра, разрезанного вдоль оси из материала исследуемого образца.



Материал образца обладает упругой податливостью под действием радиальных усилий.

**Рис.13** Образец-свидетель коррозии[22]

На наружной поверхности образца нанесено изолирующее покрытие так, что участки вдоль линии разреза остаются непокрытыми.

Образец-свидетель снабжен плоскими пружинами из коррозионно-стойкой стали, установленными на наружной поверхности образца. Пружины закреплены одним концом на участках образца-свидетеля, свободных от изоляции, и направлены по окружности в сторону от разреза. Усилие упругости пружины меньше или равно силе упругости образца-свидетеля в месте разреза, величина которого составляет не менее  $\frac{1}{4}$  длины окружности образца-свидетеля при установке его в трубопровод. В плоскости, перпендикулярной оси трубопровода, проходящей по середине длины цилиндра, на линии, соединяющей ось трубопровода и середину разреза цилиндра, последний со стороны разреза сообщается с регистрирующим устройством, а с другой стороны - с источником рентгеновского или гамма-излучения, расположенным на наружной поверхности трубопровода. Конструкция образца-свидетеля позволяет проводить контроль величины коррозионного износа образца-свидетеля без извлечения его из трубопровода, что позволяет снизить стоимость работ и повысить качество исследования (рис. 14).

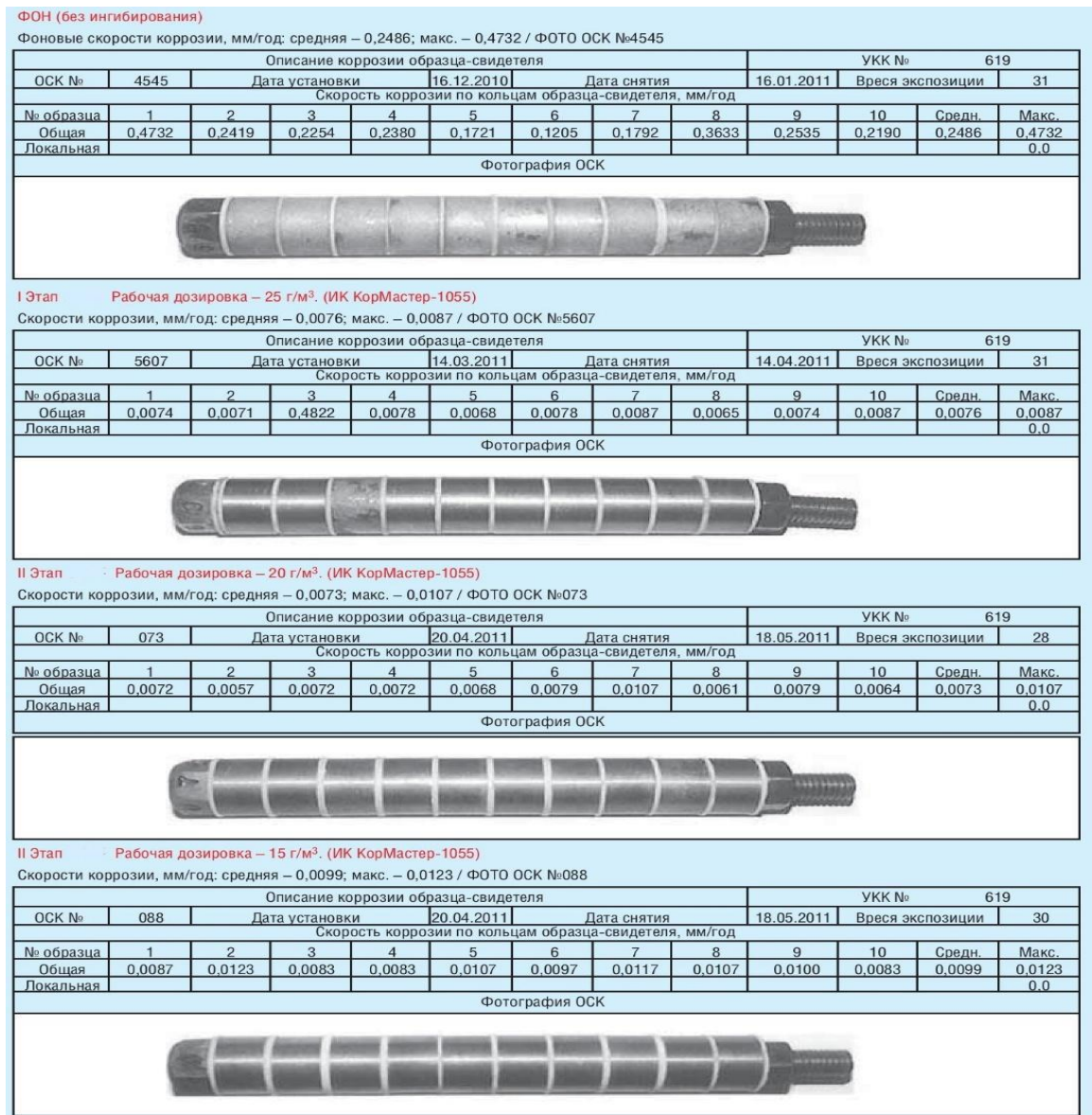
Изобретение относится к исследованиям коррозии внутренней поверхности трубопроводов.

Известен образец-свидетель для исследования коррозии трубопроводов (SU а/с 868435, МКИ G 01 N 1/28; G 01 N 17/00, 11.08.80), выполненный в виде полосы

					Технико – технологический раздел	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



с изолирующим покрытием на нерабочих поверхностях, имеющий радиус рабочего участка, равный радиусу исследуемого трубопровода, в виде петли, закрепленной по концам на фиксирующем стержне.



**Рис. 14** Определенные гравиметрическим методом результаты ИК «КорМастер-1055» на объекте «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения[22]

**Недостатки ОС:**

Недостатками этого образца-свидетеля являются необходимость устройства на трубопроводе конструктивно-сложного специального приспособления типа

шлюза для ввода в трубопровод образца, стержень пересекает по центру полость трубопровода практически на весь его диаметр, тем самым создавая заметное сопротивление движению перекачиваемого по трубопроводу продукта

## **2.10 Защита трубопровода от внешней коррозии**

### **2.10.1 Применение защитных покрытий**

Для защиты нефтепровода на объекте «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения от внешней коррозии используют внешнее изоляционное покрытие. Защиту трубопровода осуществляют полимерной липкой изоляционной лентой марки «Полилен 40-ЛИ-63» (Рис. 16).

### **2.10.2 Характеристика изолирующей ленты «Полилен 40-ЛИ-63»**

Одним из важнейших показателей качества является прочность. Имеет значение также относительное удлинение при разрыве пленки. Водопоглощение и температура, при которой наступает повышенная хрупкость, также принимается во внимание. Длина, ширина и цвет пленки это второстепенные детали, которые придают ей скорее эстетическое, а не техническое значение. В таблице 4 приведены основные характеристики материала.

### **2.10.3 Технология нанесения защитной пленки**

Изоляционные ленты следует наносить на трубопровод по свеженанесенной невысохшей грунтовке и оборачивать по спирали с помощью «очистного, праймирующего и изолирующего» оборудования, упомянутого выше. Предварительно очищенная поверхность должна быть сухой, без наледи. На поверхности трубы не должно быть следов копоти и масла. Температура рулона особенно важна; для достижения хорошего результата при температуре воздуха

					Технико – технологический раздел	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42



ниже плюс 1000С рулоны ленты и обертки перед нанесением необходимо выдерживать не менее 48 ч в теплом помещении с температурой не ниже плюс 1500С (но не выше плюс 4500С). Для достижения постоянного натяжения в соединении между двумя рулонами начало нового рулона необходимо наносить с нахлестом на предыдущий рулон в 150 мм. Адгезия достигается ручным прижиманием и трением. Кроме того, должен сохраняться такой же угол оборачивания по отношению к предыдущему рулону; обернутая поверхность необходимо разгладить во избежание складок и неровностей на поверхности пленки. Для обеспечения плотного прилегания лент и оберток по всей защищаемой поверхности и создания герметичности в нахлесте, а также для достижения гладкости и однородности нанесения необходимо постоянное натяжение материала с усилиями. Натяжение ленты должно быть таким, чтобы не вызвать ее отклонение по ширине (макс. 0,5 % от первоначальной ширины).

Когда обертка нахлестывается на ленту или второй слой ленты нахлестывается на уже положенный, внешние края витка второго слоя должны быть установлены в интервал равный одной четверти ширины ленты. Нанесение механической обертки должно осуществляться одновременно с нанесением антикоррозийной ленты с одинаковым нахлестом и углом и соответствующим натяжением. Соблюдение этих особенных мер обеспечит покрытие без складок, морщин и разрывов.

В особо сложных местах прокладки трубопровода (например, водяные почвы, болота и т.п.) следует применять изоляцию усиленного типа. В таких случаях необходимо применять один из следующих методов нанесения покрытия, по усмотрению конструктора: 1.отрегулировать изолировочную машину таким образом, чтобы достигнуть нахлеста в 50 % от ширины наносимой ленты. 2.должна сохраняться такая же степень нахлеста, но на изолирующую машину необходимо установить дополнительные шпули для того, чтобы наносить обертку и/или антикоррозийную ленту одновременно.

Металл внешней поверхности промышленных трубопроводов подвергается агрессивному воздействию со стороны грунтов, поверхностных, дождевых и

					Технико – технологический раздел	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

грунтовых вод. Кроме того, интенсификация внешней коррозии происходит вследствие воздействия постоянных и переменных блуждающих токов от внешних источников (линий электропередач, электрифицированных железных дорог, заземлений и т.п.).

## 2.11. Материалы

Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод, приведены в таблицах 6,7,8

Таблица 6. Сведения о трубах и сварных фасонных деталях

№№ п/п	Наименование элементов.	Количество, шт	Размеры: D <sub>н</sub> × S, мм.	Марка стали	ГОСТ или ТУ
1	Труба бесшовная горячедеформированная	3677м	219×10,0	13ХФА	ТУ 1317-233-0147016-02
2	Отвод 30°	4	219×10,0	13ХФА	ТУ 1469-001-48733781-01
3	Отвод 45°	2	219×10,0	13ХФА	ТУ 1469-001-48733781-01
4	Отвод 60°	2	219×10,0	13ХФА	ТУ 1462-203-0147016-01
5	Отвод 90°	7	219×10,0	13ХФА	ТУ 1462-203-0147016-01
6	Отвод 90°	4	114×12,0	Ст.20А	ТУ 1462-203-0147016-01
7	Отвод 90°	2	57×8,0	Ст.20А	ТУ 1462-203-0147016-01
8	Переход	2	114×12,0- 89×12,0	Ст.20А	ТУ 1462-203-0147016-01
9	Переход	1	325×12,0- 219×11,0	Ст.20А	ТУ 1462-203-0147016-01
10	Тройник	2	219×12,0	Ст.20А	ТУ 1462-203-

					Технико – технологический раздел	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

					0147016-01
11	Тройник	2	219×12,0- 114×11,0	Ст.20А	ТУ 1462-203- 0147016-01

Таблица 7. Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованых)

№ п/п	Наименование элементов, их каталожное обозначение	Количество, шт	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Материал	ГОСТ или ТУ
1	Задвижка клиновая ЗКЛХЛ (30с15нж16)	2	50	4,0	Ст. ХМ25Л	ТУ 3741-001- 07533604-94
2	Задвижка клиновая ЗКЛ (30с15нж)	2	100	4,0	Ст. 20Л	ТУ 3741-001- 07533604-94
3	Задвижка клиновая ЗКЛ (30с15нж)	2	200	4,0	Ст. 20Л	ТУ 3741-001- 07533604-94
4	Задвижка клиновая ЗКЛ (30с15нж1)	5	200	4,0	Ст. 20Л	ТУ 3741-001- 07533604-94
5	Камера пуска УПП-200	1	200	80		ТУ 3689-003- 50265270-01
6	Камера приема УПП-200	1	200	80		ТУ 3689-003- 50265270-01
7	УКК №204	1	200	4,0	Ст. 20Л	ТУ 3741-001- 07533604-94

Таблица 8. Сведения о фланцах и крепежных деталях

№ п/п	Наименование элементов	Количество, шт	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Марка стали	ГОСТ или ТУ

					Технико – технологический раздел		Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

1	Фланец ответный	4	50	4,0	Ст.20	ГОСТ 12821-80
2	Шпилька М20х130	16			Ст.20	ГОСТ 9064- 75
3	Гайка М20	32			Ст.20	ГОСТ 9064- 75
4	Фланец ответный	4	100	4,0	Ст.20	ГОСТ 12821-80
5	Шпилька М20х130	48			Ст.20	ГОСТ 9064- 75
6	Гайка М20	96			Ст.20	ГОСТ 9064- 75
7	Фланец ответный	14	200	4,0	Ст.20	ГОСТ 12821-80
8	Шпилька М20х130	168			Ст.20	ГОСТ 9064- 75
9	Гайка М20	336			Ст.20	ГОСТ 9064- 75

					Технико – технологический раздел	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Раздел 3. Эксплуатация и обслуживание трубопровода

### 3.1 Наружный осмотр трубопроводов

Наружный осмотр напорного трубопровода проводится работниками ЦТОРТиЛПА-2 с целью наблюдения за состоянием трассы трубопровода, его элементов и их деталей, находящихся на поверхности земли.

Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда, облета (с использованием фото- и видеоаппаратуры) устанавливается руководством ОАО «Томскнефть» ВНК.

Периодические осмотры производятся в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером Управления Эксплуатации Трубопроводов (УЭТ).

Кроме периодического и внеочередного осмотров не реже одного раза в год проводится контрольный осмотр специально назначенным лицом. Время осмотра

### 3.2 Контроль технологических параметров работы напорного нефтепровода

Фактически контролируемые технологическими параметрами работы напорного нефтепровода являются:

**Расход транспортируемой нефти** измеряется на замерных узлах ДНС-6 с которых частично подготовленная нефть закачивается в напорный нефтепровод. Замеры производятся расходомерами типа «Норд», показания которых считываются визуально, по вторичным приборам, установленным в операторной с периодичностью 2 часа.

**Обводненность перекачиваемой нефти** контролируется путём отбора проб и лабораторного анализа на ДНС-6.

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация и обслуживание трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Широкова						50	147
Руковод.	Крец							
Консульт.								
И.о. зав. каф	Бурков							
						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		

**Температура перекачиваемой нефти** контролируется на узлах учета ДНС-6 по термометрам, с визуальным считыванием данных через каждые 2 часа.

**Начальное давление** определяется:

- на выкидах нефтяных насосов ДНС-6 по манометрам ВЭ - 16 РБ; контроль производится визуально с компьютеров на пультах оператора каждые 2 часа; система автоматики и блокировок обеспечивает срабатывание сигнализации оператору о достижении минимально и максимально аварийного давления и остановку насосных агрегатов при превышении максимального аварийного давления и падении давления ниже минимального аварийного;

- по манометрам типа МПТ-100 или МП-4у, установленным на головных участках напорного нефтепровода на территории ДНС. Измерения производятся операторами визуально по манометру на нефтепроводе и по системе «МосНкоп» в операторной с периодичностью 1 раз в 2 часа. В случаях достижения минимально и максимально аварийного давления система автоматики обеспечивает срабатывание сигнализации оператору. При срабатывании сигнализации предусматривается остановка откачки нефти и подача заявки в ЦТОРТиЛПА-2.

**Конечное давление** замеряется на приемной гребенке ЦППН-4 визуально по манометрам типа МП-4у и с компьютеров на пультах оператора, с периодичностью 1 раз в 2 часа и по необходимости.

Перечисленные точки контроля находятся вне зоны ответственности ЦТОРТиЛПА-2.

**Промежуточное (путевое) давление** измеряется на отдельных участках напорного нефтепровода по манометрам, установленным непосредственно на трубопроводе. Контроль осуществляется визуально, обходчиками, при осмотре трубопровода.

### 3.3 Ревизия трубопровода

					Эксплуатация и обслуживание трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Основным методом контроля за надежной и безопасной работой трубопровода являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопровода, его элементов и деталей.

Ревизия трубопровода проводится в соответствии с разделом 7.5.2. РД 39-132-94.

Первая ревизия вновь введенного в эксплуатацию трубопровода проводится не позднее чем через 1 год с начала эксплуатации.

Выбор участков для ревизии осуществляют специалисты ЦТОРТиЛПА-2, ответственные за эксплуатацию напорного нефтепровода «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения.

Объем работ при ревизии трубопроводов определяет ответственный за техническую эксплуатацию.

### **3.4 Уход за трассой трубопроводов. Охранные зоны. Знаки безопасности**

В соответствии с требованиями раздела 7.3. РД 39-132-94, трасса подземных промысловых трубопроводов определяется направлением и размерами технического коридора. Под техническим коридором трубопроводов понимается групповая упорядоченная укладка трубопроводов одинакового и различного назначений.

### **3.5 Ремонтные работы**

Требующийся объем ремонтных работ на напорном нефтепроводе Катыльгинского месторождения и сроки их выполнения определяет цех текущего обслуживания, ремонта трубопроводов и ликвидации последствий аварий №2 (ЦТОРТиЛПА-2) ОАО «Томскнефть» ВНК по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, анализа эксплуатационной надежности, в порядке, установленном на данный период, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

Ответственность за формирование программ по реконструкции и капитальному ремонту трубопроводов ОАО «Томскнефть» ВНК, разработку и реализацию программ

					Эксплуатация и обслуживание трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

диагностики трубопроводов возлагается на начальника сектора технического надзора Управления по эксплуатации трубопроводов ОАО «Томскнефть» ВНК.

Ответственность за контроль приемки в эксплуатацию трубопроводов после реконструкции и капремонта возлагается на начальника отдела инжиниринга и надежности трубопроводов.

Ремонт ННП «ДНС-6 – ЦППН-4» Катыльгинского месторождения осуществляется силами ЦТОРТ и ЛПА-2 ОАО «Томскнефть» ВНК.

Для обеспечения бесперебойной добычи нефти ремонтные работы выполняются последовательно по отдельным участкам системы трубопроводов. Очередность работ принимается в зависимости от аварийной опасности участков по выявленным дефектам, остаточному ресурсу и выявленным нарушениям требований СНиП по укладке.

### 3.6 Расчет потребного напора насоса и мощности электропривода

Исходные данные приведены в таблице 9

Таблица 9

Длина L, м	Диаметр внутренний d, мм	Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	Обводненность $n_b$ , %	Объем перекачиваемой жидкости Q, м <sup>3</sup> /сут	Геодезические отметки, м		Вязкость $\mu$ , мПа*с	КПД эл. двигателя $\eta$
					Z <sub>н</sub>	Z <sub>к</sub> ,		
3677	199	836	39,2	3175	109	102	4,22	0,7

Расчет:

1. Определяем плотность перекачиваемой смеси:



$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{н}} * (1 - n_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}} * n_{\text{в}} = 836 * (1 - 0,392) + 1050 * 0,392 = 919,89 \text{ кг/м}^3 \quad (1)$$

2. Определяем площадь сечения трубопровода:

$$S_{\text{тр}} = 0,785 * d^2 = 0,785 * 0,199^2 = 0,0311 \text{ м}^2 \quad (2)$$

3. Определяем скорость движения нефти:

$$V_{\text{ср}} = Q / S_{\text{тр}} = 3175 / 86400 * 0,0311 = 1,18 \text{ м/с} \quad (3)$$

4. Определяем критерий Рейнольдса:

$$R_e = (V_{\text{ср}} * d * \rho_{\text{см}}) / \mu = 1,18 * 0,199 * 919,89 / 4,22 * 10^{-3} = 51187 \quad (4)$$

5. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления, т.к.  $R_e > 2320$ , следовательно режим движения жидкости по трубопроводу турбулентный:

$$\lambda = 0,3164 / R_e^{0,25} = 0,3164 / \sqrt[4]{51187} = 0,021 \quad (5)$$

6. Определяем потери напора на преодоление сил трения:

$$h = \lambda * [(L * V_{\text{ср}}^2) / (d * 2 * g)] = 0,021 * [(3677 * 1,18^2) / (0,199 * 2 * 9,81)] = 27,5 \text{ м} \quad (6)$$

7. Определяем общие потери напора:

$$H = h + (Z_{\text{к}} - Z_{\text{н}}) = 27,5 + (102 - 109) = 20,5 \text{ м} \quad (7)$$

8. Определяем пропускную способность трубопровода:

					Эксплуатация и обслуживание трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$G_v = (Q * \rho_{cm}) / (24 * 1000) = (3175 * 919,89) / (24 * 1000) = 121,7 \text{ т/ч} \quad (8)$$

9. Определяем мощность двигателя насоса:

$$N = (G_v * H * \rho_{cm} * g) / (3,6 * 10^6 * \eta) = \quad (9)$$

$$= (121,7 * 20,5 * 919,89 * 9,81) / (3,6 * 10^6 * 0,7) = 8,93 \text{ кВт}$$

10. Расчет начального давления сборного коллектора

На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 МПа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, 10 км и (внутренний) диаметр его 0,3 м. Сборный коллектор горизонтальный. Объем перекачиваемой нефти 3800 т/сутки, ее плотность (0,82) **0,836** т/м<sup>3</sup>, вязкость 100 мм<sup>2</sup>/с. Определить необходимое начальное давление. Результат представить в м вод. столба.

**Решение:**

$$\omega = \frac{Q}{S} = \frac{G}{\rho \cdot S} = \frac{(3800 \cdot 4 \cdot 1000)}{820 \cdot 3,14 \cdot 0,3^2 \cdot 86400} = 0,76 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{0,76 \cdot 0,3}{100 \cdot 10^{-6}} = 2277 < 2320; \quad \lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{2280} = 0,028;$$

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,028 \cdot \frac{10000}{0,3} \cdot \frac{0,76^2}{2} \cdot 820 = 0,22 \text{ МПа} \quad ;$$

$$P_n = P_k + \Delta P = 0,6 + 0,22 = 0,82 \text{ МПа};$$

1 Па = 9,81 · 10<sup>-4</sup> кгс/см<sup>2</sup> ; 1 атм = 760 мм рт. столба = 1 кгс/см<sup>2</sup> = 10 м вод. столба

P<sub>n</sub> = 82 м вод. столба.

					Эксплуатация и обслуживание трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

11. Определим расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$  (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону):

Принимаем для расчета  $K_{у.р} = 0,9$  для III категории трубопровода;  $K_{н.м.1} = 1,4$ ;  $K_H = 1$ . Нормативное (предельное) сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (временное сопротивление на разрыв)  $\sigma_p = 510$  МПа.

Расчетное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа:

$$[\sigma_p] = \sigma_p \cdot \frac{K_{у.р.}}{K_{н.м.1} \cdot K_H}, \quad (1)$$

$$[\sigma_p] = 510 \cdot \frac{0,9}{1,4 \cdot 1} = 327 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{K_{н.р} \cdot P_{доп} \cdot D_H}{2([\sigma_p] + K_{н.р} \cdot P_{доп})}, \quad (2)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6 \cdot 720}{2(327 + 1,15 \cdot 6)} = 7,89 \text{ мм}$$

Принимаем  $\delta = 8$  мм

#### Раздел 4. Защита нефтепроводов от гидроударных явлений системами сглаживания волн давления

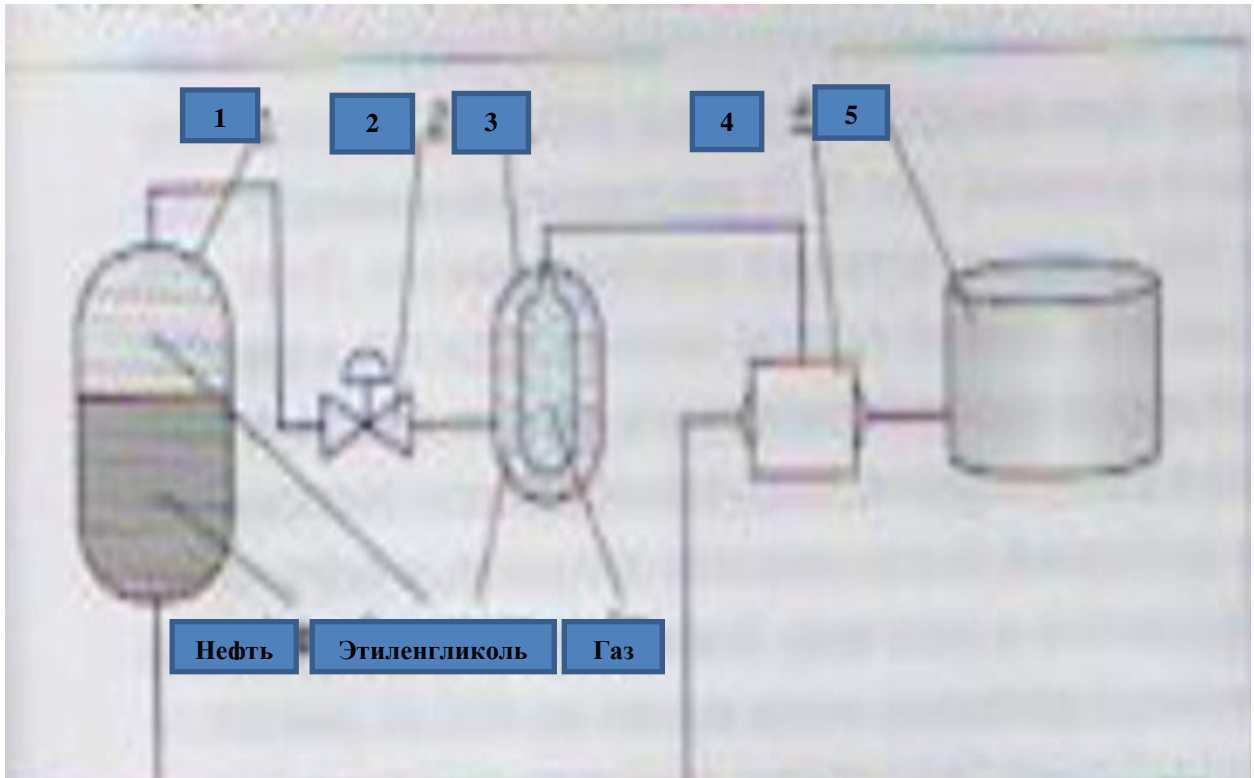
Система сглаживания волн давления (ССВД) предназначена для уменьшения амплитуд давления, возникающих при отключении одного или нескольких насосов на нефтеперекачивающей станции (НПС). Сглаживание волн давления достигается путём частичного сброса нефти из трубопровода в специальный резервуар. На этом принципе основана работа многих систем защиты трубопроводов от гидравлического удара, в том числе наиболее распространённых из них –

предохранительных клапанов 1-3 (Рисунок 1). Однако в отличие от последних ССВД реагируют не столько на абсолютную величину скачка давления, сколько на

<p>скорости его увеличения. При этом эффект достигается при снижении объема 4» Катыльгинского месторождения</p>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Широкова		
Руковод.		Крец		
Консульт.				
И.о. зав. каф		Бурков		
<p>Защита нефтепровода от гидроударных явлений системами сглаживания волн давления</p>				
		Лит.	Лист	Листов
			62	147
<p><b>ТПУ гр. 3-2521</b></p>				

#### 4.1 Схема и принцип действия ССВД

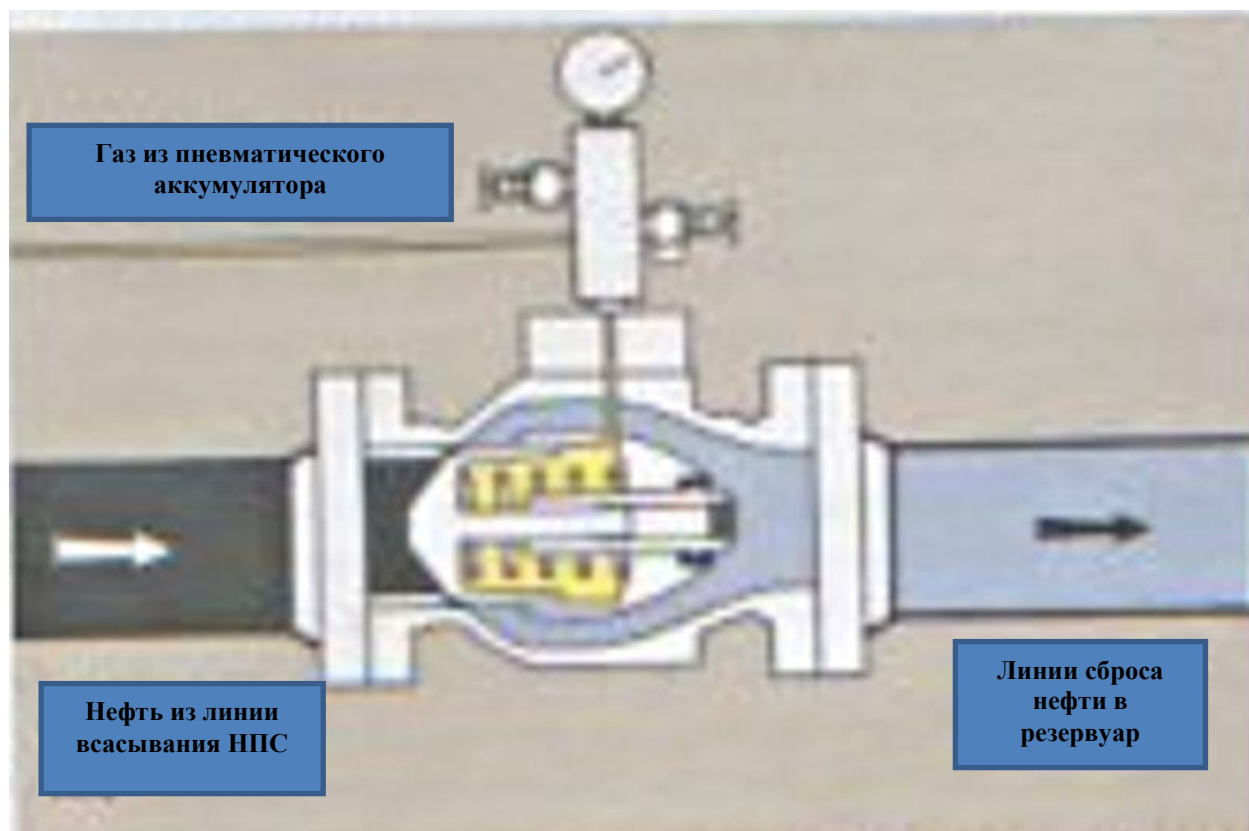
ССВД (Рис. 17) состоит из двух основных функциональных частей: сбросного устройства 4,5 и системы управления 1-3.



**Рис. 17 Принципиальная схема ССВД**

1 - разделительная емкость; 2 - регулирующий дроссель; 3 - пневматический аккумулятор; 4 - перепускной клапан; 5 - резервуар для приема нефти

Сбросное устройство представляет собой клапан 4, перекрывающий сечение сбросного отвода подпружиненным поршнем (Рис.18).

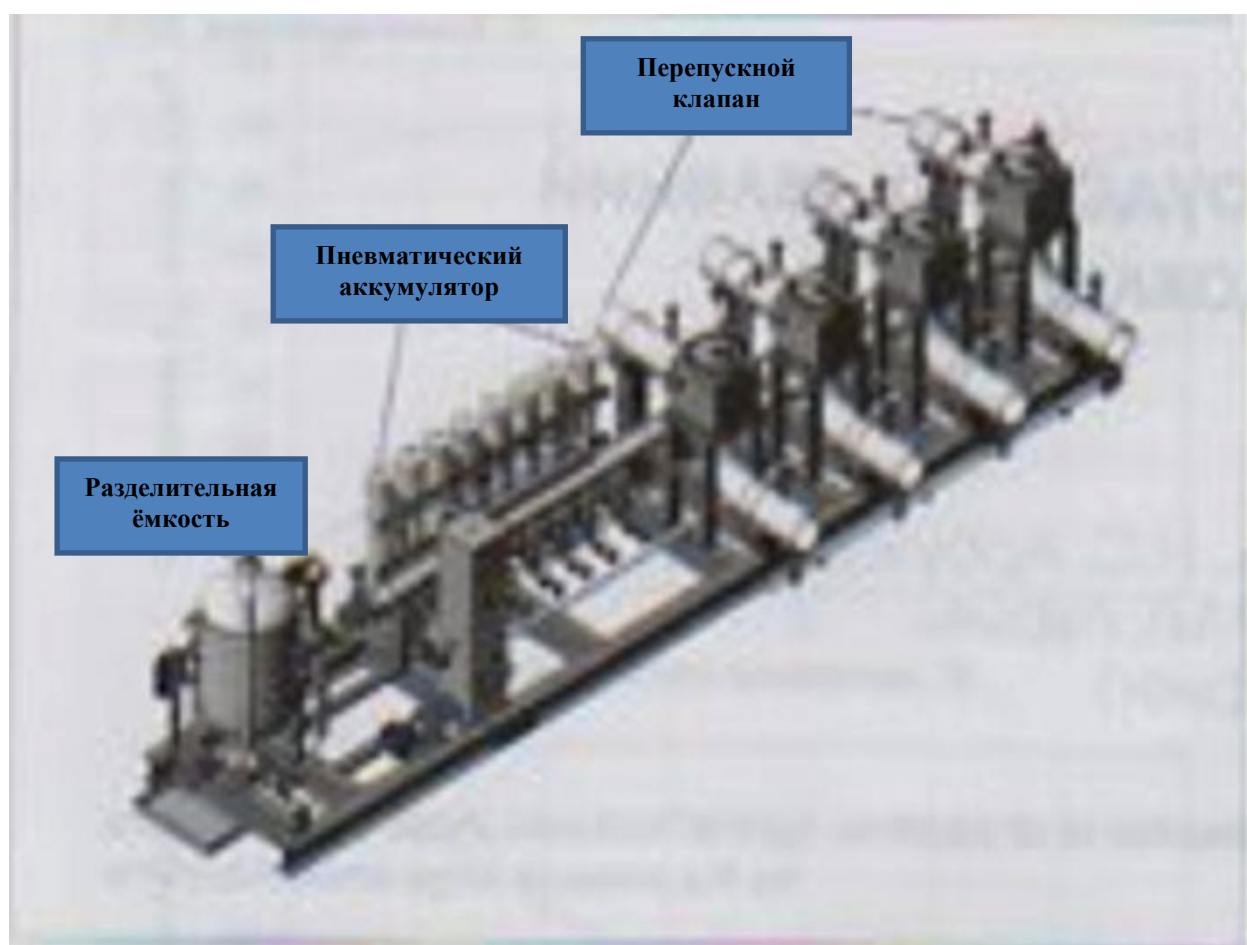


**Рис.18** Схема сбросного устройства (клапана) ССВД «Дан - Фло» (США)

С одной стороны, поршень контактирует с нефтью из линии всасывания НПС, а с другой, подпружиненной стороны, - с газом (обычно с азотом), поступающим из пневматического аккумулятора 3. Пока разность давлений нефти в линии всасывания НПС и газа в пневматическом аккумуляторе не превышает порогового значения, клапан закрыт и сброс нефти из трубопровода не происходит. Если давление в нефтепроводе увеличивается слишком быстро, то на поршне возникает разность давлений из-за запаздывания измерения давления в газовой полости вследствие сжимаемости газа по отношению к измерению давления в нефтепроводе. При превышении этой разности порогового значения поршень отжимается и нефть из трубопровода поступает в резервуар 5. Однако в дальнейшем давление в пневматическом аккумуляторе и, следовательно, в газовой полости клапана увеличивается, поэтому разность давлений на поршне уменьшается. В конечном счёте клапан снова закрывается и прекратится сброс нефти из трубопровода в резервуар.

					Защита нефтепровода от гидроударных явлений системами сглаживания волн лавления	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Разделительная ёмкость 1 свободно сообщается с нефтепроводом и предназначена для того, чтобы в управляющую систему поступала не нефть, а другая разделительная жидкость, например, диэтиленгликоль. Дроссель регулирует его подачу в пневматический аккумулятор и, следовательно, скорость изменения давления в газовой полости системы. На практике ССВД монтируется на единой раме и состоит из разделительной ёмкости 1, регулировочного дросселя и пневматического аккумулятора 2, а также из устройства сброса нефти в резервуар – блока из нескольких перепускных клапанов 3 (Рисунок 19).



**Рис.19 Общий вид ССВД («ИМС Индастриз», Россия) из устройства сброса нефти в резервуар - блока из нескольких перепускных клапанов**

ССВД выгодно отличаются от предохранительных клапанов тем, что сброс нефти в резервуар ограничен, поскольку продолжительность открытия сбросного клапана определяется главным образом скоростью изменения давления в линии

всасывания НПС, что защищает резервуар от переполнения. Однако по сравнению с предохранительными клапанами ССВД являются более сложными и дорогостоящими устройствами, поэтому для установки на трубопроводе и настройки требуются предварительная экономическая оценка и математическое моделирование.

#### 4.2 Моделирование совместной работы нефтепровода и ССВД

Для настройки и моделирования работы нефтепровода, оснащённого ССВД, используется система дифференциальных уравнений, описывающая волновые процессы в трубопроводе

$$\frac{dp}{dt} + \rho_0 c^2 * \frac{dv}{dx} = 0$$

$$\rho_0 \frac{dv}{dt} + \frac{dp}{dx} = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{d_0} \frac{\rho_0 v |v|}{2} - \rho_0 g \sin a(x), \quad (1)$$

Где  $p$ -давление;  $t$ -время;  $\rho_0$ -плотность нефти;  $c$ -скорость распространения возмущений в трубопроводе;  $v$ -скорость потока нефти в трубопроводе;  $x$ -линейная координата;  $\lambda$ -коэффициент гидравлического сопротивления;  $Re$ -число Рейнольдса;  $\varepsilon$ -относительная шероховатость внутренней поверхности трубопровода;  $g$ -ускорение свободного падения;  $a(x)$ -угол наклона оси трубопровода к горизонту.

Её решение осуществляется численно методом «характеристик» [4].

Для моделирования работы узла управления ССВД используется система уравнений:

$$Q_{ж} = k * \sqrt{\frac{2 * p_m - p_{kl}}{\rho_{ж}}} * \text{sign}(p_m - p_{kl})$$

$$\frac{dv}{dt} = -q_{ж} \quad (2)$$

$$\frac{d(p_{kl} * V)}{dt} = 0$$



Где  $q_{ж}$ -расход разделительной жидкости;  $k$ -коэффициент расхода дросселя;  $p_m-p_{кл}$ -перепад давления на дросселе;  $p_m$ ,  $p_{кл}$ -давление соответственно нефти в трубопроводе и газа в пневматическом аккумуляторе;  $\rho_{ж}$ -плотность разделительной жидкости;  $\text{sign}(p_m-p_{кл})=1$ , если  $(p_m-p_{кл})\geq 0$  и ;  $\text{sign}(p_m-p_{кл})= -1$ , если  $(p_m-p_{кл})<0$ ;  $V$ -текущий объём газа в пневматическом аккумуляторе.

Первое из этих уравнений определяет зависимость расхода  $q_{ж}$  от перепада давления, второе – динамику объёма газа в аккумуляторе, третье-закон сохранения массы газа в аккумуляторе при изотермическом сжатии.

Выразив текущий объём газа в пневматическом аккумуляторе  $V$  через начальные значения объёма  $V_0$  и давления  $p_0$ , получим дифференциальное уравнение:

$$\frac{dp_{кл}}{dt} = \frac{p_{кл}^2 * k}{p_0 v_0} * \sqrt{\frac{2 * p_m - p_{кл}}{\rho_{ж}}} * \text{sign}(p_m - p_{кл}) \quad (3)$$

Связывающее текущее давление газа в пневматическом аккумуляторе  $p_{кл}(t)$  с текущим давлением нефти в трубопроводе  $p_m(t)$ .

Для описания сбросного устройства ССВД используется система алгебраических уравнений:

$$q^- - q^+ = q_n$$

$$q_n = k_k * \sqrt{\frac{2 p_m}{p_0}} \quad (4)$$

$q^-$ ,  $q^+$  - расход нефти соответственно до и после ССВД;  $q_n$  – расход сброса нефти;  $k_k$  – коэффициент расхода клапана (может иметь как постоянное значение, так и зависеть от перепада давления  $p_m-p_{кл}$  в полостях клапана).

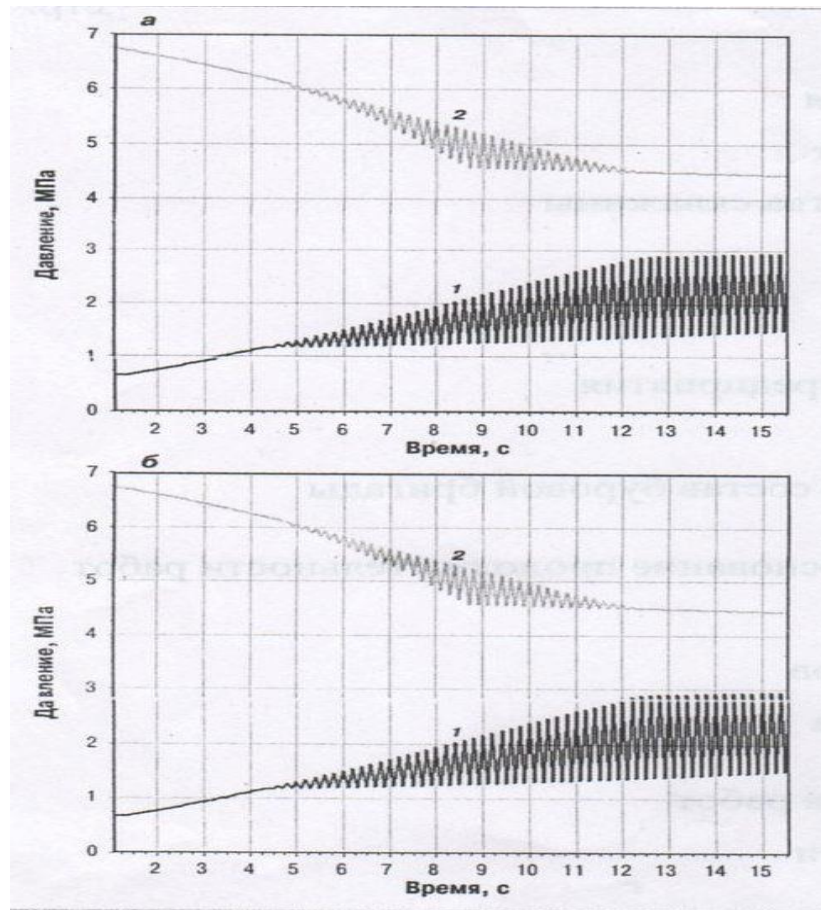
Первое уравнение этой системы выражает баланс расходов в сечении сброса нефти, второе - определяет зависимость расхода нефти через клапан ССВД  $q_n$  от избыточного давления нефти в трубопроводе  $p_m$ .



### 4.3 Выбор параметров сбросного устройства ССВД

Чтобы ССВД выполняла свои функции – сглаживание волны давления и обеспечения заданной скорости его изменения – необходимо правильно выбрать её параметры. В отдельных случаях неправильно выбранные параметры ССВД приводят к нештатному режиму работы, при котором возникает опасность разрушения ССВД и присоединённых к ней трубопроводов.

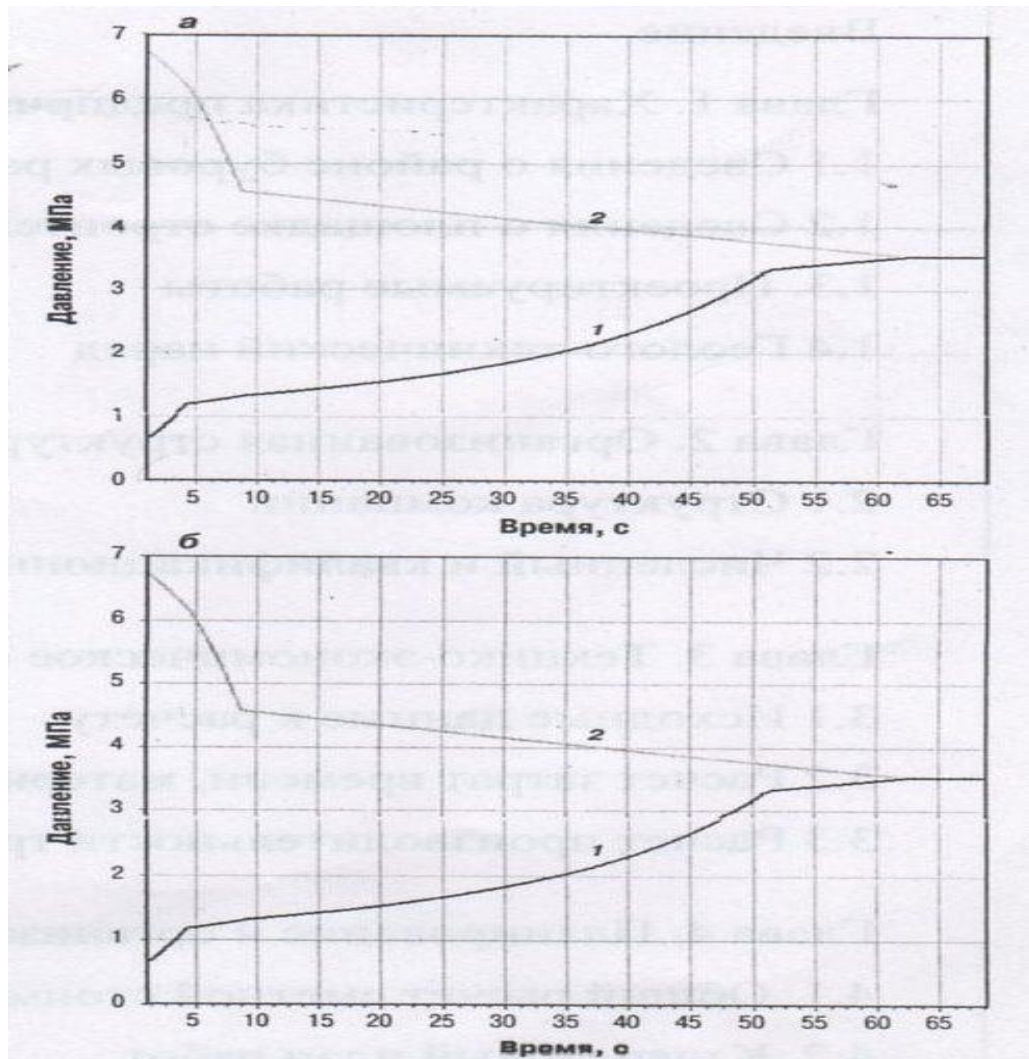
Рассмотрим проблему выбора параметров сбросного клапана, полагая, что ССВД поддерживает заданный темп увеличения давления. Пусть коэффициент расхода клапана  $k_k$  является постоянной величиной (Рис. 20). Из рисунка 20 видно, что на входе и выходе НПС в системе возникают колебания давления. После остановки НПС давление на входе начинает возрастать и в некоторый момент превышает настроенное давление клапана, необходимое для его открытия. Поскольку коэффициент расхода клапана постоянный, клапан откроется полностью, и нефть начнёт сбрасываться в резервуар. Полное открытие клапана резко уменьшает давление в линии всасывания НПС до давления закрытия клапана. При закрытом клапане давление вновь повышается и процесс повторяется сначала. В системе возникают незатухающие колебания, которые могут привести к разрушению ССВД и присоединённых к ней трубопроводов, т.е. параметры выбраны неправильно.



**Рис. 20** Изменение давления на входе (1) и выходе (2) НПС при  $\kappa_{\kappa}=10^{-1} \text{ м}^2$  (а) и  $\kappa_{\kappa}=10^4 \text{ м}^2$  (б)

Рассмотрим случай когда  $\kappa_{\kappa}$  зависит от разности давлений в полостях клапана  $p_m - p_{\text{кл}}$ , например, по линейному закону  $\kappa_{\kappa} = \gamma * (p_m - p_{\text{кл}})$  ( $\gamma$ -коэффициент пропорциональности) (рисунок 5).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



**Рис.21 Изменение давления на входе (1) и выходе (2) НПС с ССВД при линейной зависимости коэффициента расхода от перепада давлений между полостями клапана.**

На рисунке 21,а скорость увеличения давления, обеспечиваемая ССВД, ограничена и составляет 0,03 Мпа/с, на рисунке 5,б – 0,01МПа/с. В обоих случаях эта скорость находится в заданном диапазоне значений 0,01-0,03 Мпа/с, т.е. ССВД выполняет функцию сглаживания волны давления.

#### 4.4 Выводы

1. При правильном выборе параметров ССВД служат эффективным средством сглаживания волн давления в нефтепроводах, способны регулировать скорость увеличения давления в трубопроводе и тем самым предотвращать аварийные ситуации.
2. Расчёты показывают, что при использовании сбросного клапана с постоянным значением коэффициента расхода ССВД работают неустойчиво. В клапане возникают осцилляции давления, которые могут привести к разрушению ССВД и присоединённых к ней трубопроводов.
3. Моделирование работы ССВД с клапаном и коэффициентом расхода, который изменяется в зависимости от перепада давлений в его плоскостях по линейному закону, показало, что ССВД работают устойчиво и обеспечивают сглаживание волн давления.

## Раздел 5. Социальная ответственность.

### 5.1 Производственная безопасность

При строительстве нефтепровода могут возникнуть опасные и вредные факторы.

Таблица – 9. Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Ремонтные работы нефтепровода «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения	1.Повышенный уровень шума; 2.Повышенный уровень вибрации; 3.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны – пыль, цемент, сварочная аэрозоль	1.Неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны; 2.Механические повреждения: (движущиеся машины и механизмы); 3.Электроопасность; 4.Ожоги при проведении сварочных работ; 5.Пожаровзрывоопасность

					Текущее обслуживание и эксплуатация НП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Широкова			Социальная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец					72	147
Консульт.		Гуляев			<b>ТПУ гр. 3-2521</b>			
И.о.зав.каф		Бурков						

### **5.3.Механические повреждения**

При эксплуатации строительных машин и механизмов на объекте: «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения следует руководствоваться СНиП III-4-80[30]. Техника безопасности в строительстве, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» и инструкциями заводов-изготовителей.

### **5.4 Ожоги при проведении сварочных работ**

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

### **5.6 Пожаровзрывоопасность**

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, что чревато возникновением взрыва.

### **5.7 Повышенный уровень вибрации.**

Для санитарного нормирования и контроля на объекте: «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах.

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

## **5.8 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия [1].

## **5.9 Неудовлетворительные метеоусловия условия рабочей зоны**

Микроклимат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

## **5.10 Повышенный уровень шума**

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов, используемого транспорта.

## **5.12 Экологическая безопасность**

1) Оформление отвода земли и лесопорубочных билетов. Площадь отвода земли в краткосрочное пользование для производства работ, с учетом обустройства амбара для сбора нефти. Документы на отвод земли переданы для оформления в лесхоз по месту строительства.

2) Порядок сбора и определения места складирования замазученного грунта. Сбор замазученного грунта производится в металлическую емкость с последующим вывозом в накопитель. Отвести место для сбора твердых бытовых отходов.

5) Сдача участка проведения работ землепользователю. В день окончания срока аренды землю сдать землепользователю по акту приема – передачи рекультивированных земель.

6) Обеспечение контроля за содержанием нефтепродуктов в почве, воде (на подводных переходах) до остановки нефтепровода, на период проведения работ и после их окончания. Произвести внешний осмотр территории на наличие замазученности до начала и после проведения работ. Ликвидировать замазученность почвы в районе проведения работ после их окончания.

Отобрать пробы почвы до начала и после окончания работ, провести анализ на содержание нефтепродуктов в эколаборатории.

### 5.13 Мероприятия по экологической безопасности и охране окружающей среды

- 1) Сбор замазученного грунта в металлическую емкость. (По мере образования)
- 2) Обеспечить готовность оборудования для ликвидации аварийного разлива нефти. (До начала работ)
- 3) Засыпка рабочего приямка грунтом с последующей планировкой, созданием ровной поверхности после уплотнения грунта. (После окончания работ. В течение всего дня.).

### 5.14 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, несмотря на то, что это самый экономичный и надежный вид транспортировки, время от времени происходят аварии различных масштабов. Аварии на магистральных трубопроводах были, есть и видимо еще будут.

## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Чтобы выбрать наиболее экономически целесообразный вид ремонта трубопровода, рассчитаем стоимость этой операции.

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Широкова</i>			Фин.менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец</i>					85	147
<i>Консульт.</i>		<i>Глызина</i>				<b>ТПУ гр. 3-2521</b>		
<i>И.о.зав.каф.</i>		<i>Бурков</i>						



## 6.1 Расчет времени на проведение мероприятия по ремонту трубопровода

Определим нормы времени для ремонта трубопровода. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния трубопровода, земляные работы, работы по изоляции, обратная засыпка траншеи с трамбованием.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е14» [28] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Разработка грунта одноковшовыми экскаваторами	20
Сварочные работы	40
Изоляционные работы	48
Обратная засыпка траншеи с трамбование	180
<b>Итого:</b>	<b>288</b>

Общее время на мероприятие по ремонту трубопровода будет равно 288 ч.

## 6.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе ремонта трубопровода потребуется следующая техника: экскаватор ЭО-4124ХЛ. В качестве такого экскаватора был принят ЭО-4124ХЛ. *Экскаватор ЭО-4124ХЛ* - предназначен для разработки карьеров, котлованов, траншей и каналов в грунтах I - IV категорий.

*Экскаватор состоит из следующих блоков:*

					Фин.менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- Гидропривод имеет повышенное до 25 МПа давление, что обеспечивает эффективное использование экскаватора при разработке прочных грунтов.;
- На поворотной платформе установлен противовес новой конструкции с усиленным креплением;
- Ходовая рама снабжена приварными кронштейнами, предотвращающими спадание гусеничных лент;
- Опорные и поддерживающие катки, натяжные колеса и редукторы хода имеют двухконусные резинометаллические уплотнения.

### 6.3 Затраты на амортизационные отчисления

Нормы амортизации для экскаватора выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов приказ Минфина России от 07.07.2016 г.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работ, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор ЭО-4124ХЛ	3 200000	14,3	5720000	652,9	1	288	168823,52
<b>Итого</b>	168823,52						

Расчет показывает, что минимальные затраты на амортизационные отчисления при выполнении ремонтных работ составляют 168823,52 руб.

### 6.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по ремонту трубопровода приведена в таблице 12

Наименование материалов	Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
-------------------------	-------------	------------	-------------

1	Электроды ОК 53-70	50	468,08	23404
2	Электроды ОК 74-70	60	200,00	12000
3	Пленка изолирующая «Полилен 40-ЛИ-3»	50	208	10400
<b>Итого:</b>				45804

Таблица 12 – Стоимость материалов на проведение мероприятия по ремонту

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ по ремонту трубопровода составят 45804 руб.

### 6.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 13 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер СМР	7	1	250	288	60000	108000	140400
Машинист ЭО	3	1	180	288	43200	59160	76908
Электрогазосварщик	5	2	120	288	40000	121680	158184

Изолировщик	2	1	110	288	39100	57300	74490
<b>Итого</b>		5			182300	346140	449982

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что минимальные затраты на оплату труда при выполнении работ по ремонту трубопровода составят 978422 руб.

### 6.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при ремонте трубопровода представлены соответственно в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет страховых взносов при ремонте трубопровода

Показатель	Мастер	Машинист	Электрогазосварщик	Изолировщик
Количество работников	1	1	2	1
ЗП, руб.	140400	76908	158184	74490
ФСС (2,9%)	4071,6	2230,33	4587,34	2160,21
ФОМС (5,1%)	7160,4	3922,31	8067,38	3798,99
ПФР (22%)	30888	16919,76	34800,48	16387,8
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	1670	1073,32	1200,7	1027,3
Всего, руб.	184190	101053,72	206839,9	97864,3
Общая сумма, руб.	589 947,92			

### 6.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 15).

Таблица 15 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

<b>Состав затрат</b>	<b>Сумма затрат</b>
Амортизационные отчисления	168823,52
Затраты на материалы	45804
Оплата труда	978422
Страховые взносы	589 947,92
Накладные расходы (20%)	1 311039,10
<b>Всего затрат:</b>	<b>3 094 036,54</b>

Таким образом, экономический расчет показал, что затраты на проведение мероприятия по ремонту трубопровода составят 3 094 036,54 руб.

## Заключение

В данной работе было рассмотрено обслуживание магистрального нефтепровода, где применяется метод ССВД, а также проведены лабораторные исследования на месторождениях по работе ингибиторов коррозии и выбран наилучший из них – «КорМастер-1055», который показал наилучшие показатели по борьбе с внутренней коррозией трубопровода, через образцы – свидетели.

Проведены прочностные расчеты, которые включают в себя определения толщины стенки трубопровода, а также моделирование совместной работы нефтепровода и ССВД.

В условиях быстрого развития нефтяной промышленности проблемы дальнейшего совершенствования, обновления и поддержания в рабочем состоянии систем промыслового сбора нефти, нефтяного газа и воды очень важны.

Напорный нефтепровод «ДНС-6 – ЦППН-4» введен в эксплуатацию в 2007г. На нем проектом предусмотрены камеры пуска и приема средств очистки и диагностики (СОД), блок закачки ингибитора коррозии, узел учета скорости коррозии, а также приведены временные графики по закачке ИК.

Своевременное выполнение всех мероприятий по текущему обслуживанию трубопровода, описанных выше в этом дипломном проекте и предусмотренных нормативно-технической документацией, цехом текущего обслуживания, ремонта трубопроводов и ликвидации последствий аварий (ЦТОРТ и ЛПА-2) существенно продлит срок его безаварийной работы.

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катильгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Широкова				Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец						90	147
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21		
И.о.зав.каф	Бурков							

## Список используемой литературы :

1. Паспорт напорного нефтепровода «ДНС-6 - ЦППН-4».
2. Технологический регламент по эксплуатации напорного нефтепровода «ДНС-6 - ЦППН-4».
3. Покрепин Б.В. Курс лекций «Сбор и подготовка скважинной продукции». Москва 2000г.
4. Бабин Л.А. и др. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. – М.: Недра. 1995 – 255 с
5. Зайцев К.И., Шмелева И.А. Справочник по сварочно-монтажным работам при строительстве трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 223 с.
6. Г.С. Лукошин. И.И. Дунюшкин. «Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах». Москва, 2007.
7. Е.И. Бухаленко и др. «Нефтепромысловое оборудование». М. Недра, 1990.
8. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997г. № 116-ФЗ (с изменениями на 23 декабря 2003г.).
9. «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов» (утвержденных постановлением Госгортехнадзора РФ от 18 октября 2002г. № 61-А) (ПБ 03-517-02).
10. «Правила пожарной безопасности в РФ». (ППБ 01-03).
11. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». (ПБ 08-624-03).
12. «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». (ПБ 03-585-03).

					Текущее обслуживание и эксплуатация ННП «ДНС – 6 – ЦППН - 4» Катыльгинского месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Широкова				Список используемой литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец						92	147
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б21</b>		
И.о.зав.каф	Бурков							

13. «Правила устройства и безопасной эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов». (РД 39-132-94).
14. «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защите напорных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири» (РД 39-0147323-339-89-Р).
15. Шматов В.Ф. «Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности» - М, Недра, 1990г.
16. Зайцев Н.Л. «Экономика промышленного предприятия». Учебное пособие - М, Недра, 1996г.
17. «Экономика предприятия». Учебник, (под редакцией Н.А. Сафронова) – М, ЮНИТИ, 2001г.
18. Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю. Геоэкологический мониторинг: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 276 с.
19. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв. – Томск: Изд. ТПУ, 2010. – 264 с.
20. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. – М.: ГУПЦПП, 1997. – 52 с.
21. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. – М.: Стройиздат, 1985. – 80 с.
22. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 42 с
23. Регламент по очистке магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2005. – 15 с.
24. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 96 с.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93



- 25.ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 85 с.
- 26.ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 92 с
- 27.ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 64 с.
- 28.ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 42 с.
- 29.РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 150 с
- 30.22 ВСН 010-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 88с.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94