

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

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
<b>Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири</b>

УДК 622.692.4(571.1):532-048.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Кондауров Олег Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		

Томск – 2020 г.

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ(УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<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	<i>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).</i>
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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<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	<i>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).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<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	<i>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).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГи ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГи ЛЧМН	<i>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".</i>

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

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

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Кондаурову Олегу Олеговичу

Тема работы:

<b>«Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири»</b>
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Материалы преддипломной практики, техническая литература, техническая документация.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие положения по проведению гидравлических испытаний.</li> <li>2. Расчет изменения давления от внешних факторов.</li> <li>3. Варианты стабилизации давления.</li> <li>4. Социальная ответственность.</li> <li>5. Финансовый менеджмент</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Последовательность выполнения работ и технические средства по очистке полости и испытаниям трубопроводов (участков) с применением гидравлического метода;</li> <li>2) Способы и параметры очистки полости трубопровода.</li> <li>3) Оценка зависимости <math>\Delta P=f(\Delta T)</math> согласно ОАО «АК «Транснефть»</li> <li>4) Оценка зависимости <math>\Delta P=f(\Delta T)</math> согласно «ВНИИСТ»</li> <li>5) Оценка зависимости <math>\Delta V=f(\Delta T)</math></li> <li>6) Зависимость <math>N=f(\Delta T)</math></li> <li>7) Потенциальные потребители результатов исследования.</li> <li>8) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений</li> <li>9) Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта</li> <li>10) Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта</li> <li>11) Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта</li> <li>12) Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта</li> <li>13) SWOT-анализ</li> <li>14) Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.</li> <li>15) Временные показатели проведения научного исследования</li> <li>16) Календарный план график проведения НИР по теме</li> <li>17) Материальные затраты</li> <li>18) Расчет основной заработной платы</li> <li>19) Баланс рабочего времени</li> <li>20) Расчет основной заработной платы для исполнения 1</li> <li>21) Расчет основной заработной платы для исполнения 2</li> <li>22) Отчисления во внебюджетные фонды</li> <li>23) Расчет бюджета затрат НИИ</li> <li>24) Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта</li> <li>25) Сравнительная эффективность разработки.</li> <li>26) Опасные и вредные факторы производства</li> </ol>
<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>

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.12.2019г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н, доцент		18.12.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Кондауров Олег Олегович		18.12.2019

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Б	Кондаурову Олегу Олеговичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>21.03.01. Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	<b>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</b>

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Общие затраты на проект –137162,2 руб. Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	коэффициент доплат – 15%; накладные расходы -16% районный коэффициент 1.3
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT–анализа проекта.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Определение бюджета проекта
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности исследования
<b>Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. График проведения НИ 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		10.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Кондауров Олег Олегович		10.02.2020



**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Б	Кондаурову Олегу Олеговичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Гидравлические испытания промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования	Объект исследования: смоделированный промысловый нефтепровод, расположенный в районе Западной Сибири. Область применения: гидравлические испытания.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<u>Специальные правовые нормы трудового законодательства:</u> -Трудовой кодекс Российской Федерации. Официальный текст: текст Кодекса приводится по состоянию на 1 января 2018 г. – Москва: Статус, 2018. – 280 с. [1] <u>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</u> - О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588. [2]
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<u>Анализ выявленных вредных факторов: климатические условия:</u> 1. Климатические условия 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Контакт с животным, насекомыми, пресмыкающимися. <u>Анализ выявленных опасных факторов:</u> 1. Поражение электрическим током; 2. Механические опасности; 3. Взрывоопасность и пожароопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Проанализировать: – воздействие объекта на литосферу (использование амбаров-отстойников для воды, используемой при гидроиспытаниях); – воздействие объекта на гидросферу (загрязнение водоемов водой, используемой при гидроиспытаниях, вредными веществами); – воздействие объекта на атмосферу (выпуск в атмосферу вредных паров и газов)
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: -паводковые наводнения; -лесные пожары

	-ЧС техногенного характера; Наиболее вероятная ЧС: -разгерметизация трубопровода и выход перекачиваемой среды наружу.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		10.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Кондауров Олег Олегович		10.02.2020

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

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»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2020	Общие положения по проведению гидравлических испытаний.	25
01.04.2020	Расчет изменения давления от внешних факторов.	30
15.04.2020	Варианты стабилизации давления.	25
30.04.2020	Финансовый менеджмент	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н.		

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц, 26 таблиц, 7 рисунков, 39 источников литературы.

Ключевые слова: гидравлическое испытание, исследование параметров гидроиспытания, испытательное давление, температура испытательной жидкости, объем испытательной жидкости.

Объектом исследования является методика и технология проведения гидравлических испытаний нефтепровода.

Целью данной работы является исследование актуальной научно-технической проблемы обеспечения требуемых условий и средств для проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов.

В соответствии с поставленной целью были выдвинуты следующие задачи:

1. Определить необходимую номенклатуру и объем подготовительных работ для проведения испытаний промыслового нефтепровода;
2. Исследовать основные факторы и их влияние на процесс гидравлических испытаний нефтепровода в промысловых условиях;
3. Выбор средств и методов, исключаящих влияние внешних факторов на достоверность результатов испытаний.

					Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кондауров О. О.			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					12	96
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		
<i>Рук. ООП.</i>		Брусник О. В.						

## Оглавление

Введение .....	13
Обзор литературы .....	15
1.1 Общие положения .....	17
1.2 Особенности проведения гидравлических испытаний .....	24
1.3 Последовательность выполнения работ.....	26
1.4 Способы и параметры очистки полости трубопровода .....	27
1.5 Комплексные процессы очистки полости, испытания и удаления жидкости.....	28
2 Расчеты и аналитика .....	30
3 Теплотехнический стабилизатор давления.....	44
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	51
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ .....	64
Заключение .....	82
Список использованной литературы .....	83

## Введение

В последние годы трубопроводный транспорт имеет особую значимость и является главным средством доставки углеводородов от мест добычи до потребителя. В результате стало важным обеспечить возможность вводить объекты трубопроводного транспорта в эксплуатацию в установленные сроки, при этом снизив затраты на получение требуемого качества.

В свою очередь гидравлические испытания являются обязательным элементом сопровождающих или завершающих строительно-монтажных работ на трубопроводе, которые позволяют определить время завершения строительства, а также обеспечивают надежность и безопасность эксплуатации трубопровода. Поэтому актуальным является рассмотрение возможных способов и технических решений, благодаря которым существует возможность сократить время проведения самых испытаний, при испытаниях на прочность, когда давление превышает рабочее, уменьшить риск разрыва трубопровода, а по окончании испытаний, увеличить эффективность определения утечек из сквозных дефектов.

В состав промышленного трубопровода входят запорная арматура, линейная часть, переходы через естественные и искусственные препятствия, перекачивающие и компрессорные станции, и многое другое. Множество входящих в систему трубопроводного транспорта элементов делает решение проблемы обеспечения надежности и долговечности данной системы затруднительным, так как отказ любого элемента приводит к остановке транспорта. Однако систематизация аварийных данных говорит о том, что надежность и долговечность трубопроводной системы в основном зависит от состояния ее линейной части.

					Технология проведения гидравлических испытаний промышленных нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кондауров О. О.			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					14	96
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						
						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		

Одним из важнейших этапов при вводе промышленного трубопровода в эксплуатацию является гидравлическое испытание его линейной части на прочность и герметичность. При проведении испытания ведется круглосуточный контроль давления в трубопроводе и температуры испытательной жидкости. Сложность состоит в том, что для того, чтобы испытание считалось пройденным, а его результат достоверным, давление в продолжение всего времени испытания должно находиться на уровне испытательного, указанного в проекте. Но вследствие колебаний температуры испытательной жидкости (по причине теплообмена трубопровода с окружающей почвой, из-за изменения времени суток, в следствии чего температура жидкости ночью падает, а в дневное время трубопровод нагревается от солнечного воздействия и т.д.) возникает изменение давления в трубопроводе. Таким образом, определение метода стабилизации испытательного давления при проведении гидравлических испытаний в неизотермических условиях является актуальной проблемой.

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

## Обзор литературы

Способы теоретического определения соотношения между параметрами гидравлических испытаний (изменения температуры испытательной жидкости и давления в трубопроводе, изменения объема испытательной жидкости и давления в трубопроводе), отражены как в нормативных документах ОАО «АК «Транснефть» [29], так и в документах «ВНИИСТ» [30], [31]. В результате расчетов, основанных на данных источниках, выяснилось, что при изменении температуры испытательной жидкости на 1<sup>0</sup>С давление в трубопроводе изменяется примерно на 182 кПа (ОАО «АК «Транснефть»), либо на 189 кПа («ВНИИСТ»). Таким образом, изменение температуры на несколько градусов может существенно повлиять на ход испытаний.

Известны современные устройства для проведения гидравлических испытаний [32], которые до начала закачки воды в трубопровод устанавливают зависимость изменения испытательного давления от времени, скорости его подъема и падения, температуры испытательной жидкости в объеме испытываемого участка трубопровода, в результате чего делается анализ полученных результатов параметров с установленными нормами, в которых указаны прочностные характеристики материалов труб. На основе данных проведенного моделирования задаются максимальные значения параметров регулирования для режимов работы перекачивающего агрегата. В течение всего времени проведения испытаний трубопровода идет непрерывный контроль и регистрация изменения параметров регулирования, управление режимами работы перекачивающего агрегата в соответствии с

					Технология проведения гидравлических испытаний промышленных нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кондауров О. О.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А. В.					16	96
Консульт.						НИ ТПУ гр.256Б		
Рук. ООП		Брусник О. В.						



установленными интервалами времени нагнетания испытательной жидкости в испытываемый участок трубопровода до установленных значений испытательного давления.

У данного устройства есть недостаток, который заключается в том, что при испытании параметры регулирования в процессе каждого установленного интервала времени нагнетания среды в испытываемый участок трубопровода до установленного испытательного давления, во время выдержки объема испытательной среды до стабилизации давления и выравнивания температуры по всему участку испытываемого трубопровода, но не в течение времени, после начала выдержки трубопровода под испытательным давлением. Так как регулировка давления при его изменении вследствие колебаний температуры на данном этапе невозможна, то при определенных условиях это может повлечь срыв испытания.

Возможным решением данной проблемы может стать устройство, которое бы автоматически на основании данных, получаемых в режиме реального времени при выдержке трубопровода под испытательным давлением, компенсировала изменение температуры испытательной жидкости, а как следствие, и ее объема, тем самым достигая стабилизации испытательного давления.

## 1.1 Общие положения

Гидравлические испытания трубопроводов — заключительная часть строительства, которая позволяет определить время завершения строительства, а также подтверждает надежность и герметичность испытываемой части трубопровода. Все работающие под давлением трубопроводы в обязательном порядке проверяются (согласно положениям СНиП), на наличие имеющихся дефектов. Данный вид испытаний является предупредительной мерой к исключению возможности возникновения аварийной ситуации.

В рамках испытаний трубопровод подвергается эксплуатации в экстремальных условиях с целью определения надёжности системы. При этом давление гидравлического испытания может превышать рабочие показатели в 1,2-1,5 раз. Оно нагнетается в магистраль постепенно, чтобы исключить вероятность возникновения гидравлического удара и иной аварийной ситуации. Для контроля, регулирования и фиксирования напора рабочей среды используются манометры.

При проведении гидравлических испытаний проверяется два параметра трубопровода, его герметичность и прочность. Данный вид испытаний проводится для всех трубопроводов, работающих под давлением во время различных эксплуатационных этапов.

Гидравлические испытания проводятся в обязательном порядке, независимо от направленности коммуникации, в двух возможных случаях:

1. Проверка труб на качество проводится во время процесса производства. Комплектующие к трубопроводам также подвергаются соответствующим испытаниям.

2. Проверка работоспособности трубопровода после его монтажа соответствующим видом испытаний [32].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Очистку полости перед началом проведения гидравлических испытаний, проведение самих гидравлических испытаний, внутритрубную диагностику и осушку промышленного трубопровода от воды по завершению испытаний выполнять согласно требованиям [34] и [35].

После того, как гидравлические испытания на прочность были завершены, производится очистка трубопровода, после чего следует внутритрубная диагностика профилимером и комбинированным дефектоскопом ДКК.

По завершению очистки полости испытываемого трубопровода, проводится внутритрубная диагностика профилимером, а также для случаев, когда происходит выявление дефектов изоляции методом катодной поляризации – внутритрубными инспекционными снарядами CD и WM.

Удаление воды из трубопровода после окончания испытаний осуществляется в два этапа тремя поршнями-разделителями ПРВ, оборудованных трансмиттерами. Для сброса испытательной жидкости после проведения гидравлических испытаний подготавливаются специальные временные грунтовые амбары, в которых используется противотрационное покрытие из маслостойкого материала (пленки) ПФП, которая исключает возможность фильтровать стоки воды и загрязнять окружающую среду.

Перед проведением гидравлических испытаний Подрядчик обязан составить специальную инструкцию о порядке проведения очистки участка испытываемого трубопровода, внутритрубной диагностики, план проведения гидравлических испытаний данного участка трубопровода и удаление воды по окончанию испытаний. Составленная инструкция согласовывается с проектировщиком, заказчиком и с организацией по строительному контролю.

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Последовательность проведения работ, которая указывается в специальной инструкции должна содержать следующие пункты:

- методом катодной поляризации осуществляется проверка изоляции трубопровода на соответствие сопротивления установленным проектом параметрам;

- проведение гидравлических испытаний испытываемой части трубопровода;

- монтаж временных камер пуска-приема, средств очистки и диагностики для пропуска очистных устройств, профилимера и комбинированного дефектоскопа ДКК.

- очистка полости испытываемого трубопровода;

- проведение профилиметрии;

- очистка внутренней полости трубопровода магнитным очистным устройством;

- проведение диагностики трубопровода комбинированным внутритрубным инспекционным прибором ДКК;

- устранение выявленных дефектов, при проведении катодной поляризации и диагностике, и повторное осуществление катодной поляризации;

- удаление воды из трубопровода.

В процессе проведения испытаний должны быть организованы посты наблюдения, обеспечена бесперебойная связь и установлена охранная зона.

Размеры охранных зон:

- очистка трубопровода осуществляется промывкой, охранная зона устанавливается в обе стороны от оси трубопровода по 25 м, и по 100 м,

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

угол 60° в направлении вылета поршня- разделителя;

– очистка трубопровода воздухом с поршнями- разделителями, охранная зона устанавливается по 100 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении вылета поршня от торца – 1000 м, угол 60°;

– во время испытания трубопровода водой на прочность и герметичность по 150 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца – 1500 м, угол 60°.

Размеры охранной зоны увеличивают в 1,5 раза, когда испытания трубопровода проводятся на монтажной площадке (1 этап).

Подрядчик обязан отправить уведомления о запрете проведения любых видов работ в охранной зоне трубопровода (земляных, строительно-монтажных, посевных, уборочных и т.п.) организациям, которые в данный момент выполняют работы в районе испытываемого участка трубопровода, с указанием периода запрета работ. Также прилагается ситуационный план с обозначением зон, запрещающих нахождение людей, техники и выпас скота [38].

Для контроля давления в процессе испытаний трубопровода устанавливаются самопишущие манометры давления и показывающие манометры.

Прибор регистрации электронного самописца устанавливается в укрытии на расстоянии не менее 150 м от нефтепровода. В укрытии должна поддерживаться температура от + 5°С до +50 °С.

Электронный самописец – регистрирующий прибор на 2 канала с аналоговым входом 4...20 мА с погрешностью записи 0,25 %, с питанием от сети 220 В переменного тока, рассчитанный на работу при температуре от +5°С до +40°С. Запись измерений с прибора должна происходить на твердом носителе в течении 36 часов с дискретность одна минута.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Так же дополнительно могут устанавливаться оптические приборы, вынесенные на расстоянии не менее 150 м от трубопровода, для записи показаний с показывающего манометра.

Самопишущие и показывающие манометры ставятся в целях контроля испытательного давления. Показывающие манометры обязаны иметь класс точности выше 1 с пределом шкалы давления превышающее испытательное в  $4/3$  раза. Самопишущие манометры в свою очередь обеспечиваются источником питания 220 В. Манометры устанавливаются на расстоянии 5м от трубопровода. Установка манометров в траншее либо напротив сферических заглушек запрещена. Самопишущие манометры должны обеспечивать непрерывную запись показаний в процессе проведения испытаний и сохранять запись всего периода испытаний трубопровода.

Показания манометра записываются в журнал не реже, чем один раз в 15 минут. Самописцы постоянно фиксируют показания давления на диаграммах.

Во время испытаний персонал, эксплуатирующиеся агрегаты и манометры располагаются за пределами охранной зоны.

Подрядчик выполняет испытания после вывода персонала и основной строительной и ремонтной техники за пределы охранной зоны.

Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров, также обязаны подвергаться гидравлическим испытаниям при давлении  $1,25 P_{исп}$  в точке закачки опрессовочной жидкости 12 часов.

Трубопровод подвергается гидравлическим испытаниям на прочность в течение 24 часов на  $P_{зав}$ , затем давление понижают до  $P_{раб}$  и проводится проверка на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 часов.

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трубопровод принято считать прошедшим проверку на прочность и герметичность, если в процессе испытаний трубопровода на прочность давление было постоянным, а при проверке на герметичность не произошло утечек.

При проведении очистки полости, гидравлических испытаний и профилометрии используют временные амбары с противофильтрационным покрытием из маслостойкого материала (пленки) ПФП, которая не допускает фильтрации стоков и загрязнения окружающей среды.

После испытаний вода сливается в амбары, вблизи границ проведения испытаний, далее сливается в водные объекты, после отстоя и контроля параметров сливаемой воды. При завершении работ, амбары засыпать грунтом из обвалования и выполнить рекультивацию.

В большинстве случаев, для проведения гидравлических испытаний трубопровода, забор воды идет из ближайшего водного объекта (реки, озера и тд.)

Для забора воды применять водозаборное устройство, соответствующее требованиям, предъявляемым И-473-ГТП-171-12 [33]. Перед проведением испытаний Подрядчик оформляет договор на забор воды с Министерством природных ресурсов соответствующего региона. Водозаборное устройство располагают в устойчивой, менее загрязненной части водного объекта выше населенных пунктов и сброса сточных вод. Расстояние от уровня воды до верха водозабора должно быть не менее 0,2...0,3 м. При недостаточной глубине сделать углубление для затопленного оголовка, и демонтаж после проведения испытаний. Так же требуются рыбозащитные устройства при проведении водозабора.

Для предотвращения размыва донного ила и загрязнения воды, на насос, помимо фильтров на всасывающих трубах, устанавливается

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ограждающее водозаборное устройство.

Предотвращение попадания в насос посторонних предметов и мальков рыб забор воды из реки осуществляется специальным оголовком с потокообразователем по перфорированной всасывающей трубе, водоподводящим трактом и водоприемной трубой. Всасывающий патрубок оборудован защитной сеткой с размером ячеек 1х1 мм.

Водозаборные сооружения с рыбозащитным оснащением соответствуют Типовым техническим решениям по применению водозаборного устройства для гидравлических испытаний при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов организаций системы [39].

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 1.2 Особенности проведения гидравлических испытаний

1. Испытательное давление поднимается в трубопроводе медленно и плавно, чтобы исключить возможность гидроудара или аварийной ситуации.

2. Скорость подачи жидкости регистрируется на измерительных приборах (манометрах), исходя из этого осуществляется контроль и регулирование процесса проведения испытаний. По СНиП, подача испытательной среды обусловлено скоплением газа в разных местах трубопровода.

3. После заполнения трубопровода водой оборудование находится под повышенным, испытательным давлением. Данный период называют временем выдержки.

4. После завершения выдержки давление снижают до рабочих показателей. В процессе испытаний запрещается находиться в непосредственной близости от трубопровода. Персонал располагается в безопасной зоне.

5. По окончании испытаний, производится осмотр трубопровода на наличие повреждений и анализ полученных результатов в соответствии со СНиП.

					Обзор литературы	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Условия для проведения гидравлической проверки

1. Места пользования в стояке включаются одновременно для проведения гидравлических испытаний, но возможны случаи, когда это положение не является обязательным и определяется в зависимости от конкретного случая;

2. Температурные замеры выполняются по крайним точкам в трубопроводной конструкции;

3. По завершению проведения испытаний необходимо полностью удалить воду из трубопровода;

4. Коммуникации заполняется снизу вверх. Это необходимо для правильного вытеснения воздуха и исключает возможность возникновения аварийных ситуаций, из-за переизбытка давления, а также воздушных пробок.

5. Начало заполнения коммуникации относится только к главному стояку, только после осуществляется заполнение стояков, ответвляющихся от главного.

6. При температуре окружающей среды ниже, чем  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$  вместо гидравлических испытаний проводятся пневматические [33].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

### 1.3 Последовательность выполнения работ

Таблица 1 - Последовательность выполнения работ и технические средства по очистке полости и испытаниям трубопроводов (участков) с применением гидравлического метода [34]

Последовательность выполнения работ	Технические средства
Защита полости трубопровода от загрязнений	Инвентарные заглушки, водозаборные фильтры, сетки, котлованы
Предварительная очистка полости в процессе сварочно-монтажных работ	Очистное устройство, смонтированное на внутреннем центраторе. Емкость для сбора загрязнений
Предварительное испытание крановых узлов запорной арматуры трубопровода	Опрессовочные агрегаты. Манометры
Промывка трубопровода и сбор загрязнений в конце очищаемого участка	Наполнительные агрегаты. Поршни-разделители. Камеры пуска-приема поршней и загрязнений. Прибор поиска поршней. Манометры. Резервуар с системой очистки загрязненных вод
Контроль проходного сечения трубопровода	Поршень-калибр. Прибор поиска поршней
Испытание трубопровода с применением воды	Комплекс наполнительных и опрессовочных агрегатов. Приборы поиска утечек. Манометры. Термометры
Удаление воды после гидравлического испытания трубопровода с последующей очисткой и регулируемым возвратом в окружающую среду. Рекультивация	Поршни-разделители. Прибор поиска поршней. Манометры. Резервуар с системой очистки загрязненных вод
Осушка полости	Поршни-разделители. Резервуары сбора метанола

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

#### 1.4 Способы и параметры очистки полости трубопровода

Перед проведением гидравлического испытания необходимо выполнить комплекс работ по очистке полости трубопровода. Чистота внутренней части трубопровода поддерживается при транспортировке, погрузке, разгрузке, развозке и раскладке секций по трассе, сварке секций и укладке в траншею. Чтобы загрязняющие вещества не попадали в полость трубопровода, устанавливаются временные заглушки строительными-монтажными организациями, также данные заглушки помогают снизить расходы на проведение повторной очистки.

Заглушки ставятся:

- При хранении в штабелях, на стеллажах на трубы, а также на секции;
- В местах технологических разрывов на концах секций.

Технологические операции по проведению очистки полости трубопровода: промывка, продувка, вытеснение загрязнений в потоке жидкости, протягивание очистного устройства. Промывка или продувка проводится с использованием одного из следующих методов:

- с пропуском очистного или разделительного устройства;
- без пропуска очистного или разделительного устройства.

Промывку и продувку с пропуском очистных или разделительных устройств следует выполнять на трубопроводах диаметром 219 мм и более, а промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств - на трубопроводах диаметром менее 219 мм; на трубопроводах любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее одного километра.

Очистку полости подводных переходов трубопроводов диаметром 219 мм и более, прокладываемых с помощью подводно-технических средств, производят:

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- промывкой с пропуском поршня-разделителя в процессе заполнения водой для проведения первого этапа гидравлического испытания;

- продувкой с пропуском поршня или протягиванием очистного устройства перед проведением первого этапа пневматического испытания.

На подводных переходах трубопроводов диаметром менее 219 мм, сооружаемых с помощью подводно-технических средств, очистку полости осуществляют с помощью протягивания, промывки или продувки без пропуска очистных устройств перед проведением первого этапа гидравлического испытания. Подводные переходы трубопроводов, укладываемые без помощи подводно-технических средств, очищают по единой технологии одновременно со всем трубопроводом.

При промывке, вытеснении загрязнений в потоке воды (жидкости) и удалении из трубопровода воды (жидкости), а также при продувке трубопровода с полнопроходной запорной арматурой разрешается пропуск очистных и разделительных устройств через линейную арматуру. Перед пропуском очистных и разделительных устройств необходимо убедиться в полном открытии линейной арматуры (по указателям поворота затвора, положению конечных выключателей и т.д.). При этом запрещается продувка трубопроводов с пропуском очистных устройств через неполнопроходимую линейную арматуру.

Очистное или разделительное устройство в процессе промывки или продувки может застрять в полости трубопровода, в таком случае устройство необходимо извлечь, устранить причину, препятствующую его прохождению по полости, а участок трубопровода подвергнуть повторной промывке или продувке.

Промывку, как правило, совмещают с удалением воздуха и заполнением водой (жидкостью) трубопровода для проведения гидравлического испытания, а очистку полости вытеснением загрязнений в

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

потоке воды (жидкости) - с удалением воды (жидкости) после гидравлического испытания трубопровода.

После очистки полости любым из указанных способов на концах очищенного участка следует установить временные заглушки с целью предупреждения повторного загрязнения участка.

Таблица 2- Способы и параметры очистки полости трубопровода

Способ очистки полости	Область применения и режим	Критерий качества
Протягивание	$D > 0$ $W = 0,3-0,5$ м/с	Очистное устройство вышло неразрушенным
Продувка с пропуском поршня	$D \geq 219$ мм $W =$ не более 20 м/с в соответствии с техническими характеристиками очистных устройств	Поршень вышел неразрушенным. Выходит струя незагрязненного воздуха
Продувка без пропуска поршня	$D < 219$ мм $R < 5$ DN $L \leq 5$ км $W = 15-30$ м/с	Выходит струя незагрязненного воздуха
Промывка с пропуском поршня	$D \geq 219$ мм $W \geq 0,2$ м/с	Поршень вышел неразрушенным
Промывка без пропуска поршня	$D < 219$ мм $R < 5$ DN $W \geq 1,5$ м/с	Выходит чистая струя жидкости
Вытеснение загрязнений в потоке жидкости	$D \geq 219$ мм $W \geq 1,5$ м/с	Поршень вышел неразрушенным
Удаление воды	$D \geq 219$ мм $W \geq 1,5$ м/с	Впереди контрольного поршня нет воды
<p>Обозначения:</p> <p>D - наружный диаметр трубопровода;</p> <p>R - радиус кривизны трубопровода;</p> <p>L - длина участка очистки полости трубопровода;</p> <p>W - скорость потока напорной среды (поршня) [36].</p>		

## 1.5 Подготовительные работы

К подготовительным работам относятся следующие операции: отключение испытуемого участка от смежных участков сферическими заглушками; монтаж и испытание обвязочных трубопроводов наполнительных и опрессовочных агрегатов; установка контрольноизмерительных приборов; монтаж узлов пуска и приема поршней либо воздухопускных и сливных кранов в зависимости от того, каким способом планируется удалять воздух из трубопровода перед его заполнением водой; проверка работоспособности линейных задвижек, заглушек, контрольноизмерительных приборов, вантузов и сливных патрубков, измерительных приборов давления с разделительными устройствами, размещенных за пределами охранной зоны на время испытаний.

При наполнении трубопроводов водой задвижки должны быть открыты на 100 %. При проведении гидроиспытаний задвижки должны быть открыты на 30-50 %.

При использовании запорной арматуры в качестве ограничительного элемента перепад давлений не должен превышать максимальной величины, допустимой для данного типа арматуры, установленной заводом-изготовителем.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

## 1.6 Комплексные процессы очистки полости, испытания и удаления жидкости

После того, как строительство трубопровода было завершено проводится ряд работ перед введением его в эксплуатацию: очистка полости, гидроиспытания и удаление жидкости. Данные виды работ объединяются в один процесс мероприятий технологическими и организационными решениями. В данные работы, также входят следующие [6]:

- подготовительные (сварочно-монтажные и другие работы) обеспечивают возможность проведения основных процессов;
- промежуточные (сварочно-монтажные и другие работы) обеспечивают возможность последовательного проведения соответствующих основных процессов;
- заключительные (сварочно-монтажные и другие работы) проводят с целью демонтажа узлов и оборудования, использованных при очистке полости и испытании, и подготовки объекта (участка) к последующей эксплуатации;
- ликвидация отказов обеспечивает устранение возможных отказов (застревание в трубопроводе очистных и разделительных устройств, утечки, разрывы ит. п.) и восстановление единой непрерывной нитки трубопровода.

Гидравлические испытания испытываемого трубопровода обозначают в какой последовательности будет происходить выполнение работ и само содержание проведения всех мероприятий, по подготовке трубопровода к введению в эксплуатацию. Для выполнения любых видов работ, из выше перечисленных, наиболее экономичным как и по времени, так и по затратам на выполнение работ, будет процесс проведения

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



комплекса мероприятий, при котором использовалась только одна испытательная среда, например, промывка и гидроиспытание; продувка и испытание природным газом; гидроиспытание и очистка полости вытеснением загрязнений в скоростном потоке удаляемой из трубопровода жидкости.

Для тех случаев, когда испытания проводятся на трубопроводе большого диаметра, вне зависимости от диапазона температур, применяется индустриальная технология очистки полости и испытания, при которой используются следующие технологические и технические решения:

- рациональные технологические схемы гидроиспытания, обеспечивающие одновременное выполнение основных работ на соседних участках трубопровода;

- единый технологический процесс очистки полости и удаления воды из трубопровода по завершению гидроиспытания, которое сокращает количество пропусков поршней, повышающего качество очистки полости и исключаящего замораживание трубопроводов при работе в условиях при температуре ниже нуля;

- максимальная протяженность участков пропуска поршней для очистки полости и удаления воды, сокращающего количество технологических разрывов и потери воды при испытании;

- монтаж камер пуска-приема поршней, которые обеспечивают аварийное удаление воды при обнаружении дефектов и сокращения сроков их исправления;

- оптимальные схемы обвязки наполнительных агрегатов, обеспечивающих возможность работы параллельно, последовательно и попарно-последовательно в зависимости от диаметра и протяженности трубопровода и перепада высот по трассе;

- индустриальный монтаж наполнительно-опрессовочного оборудования, шлейфов низкого и высокого давления, сокращающего объем сварочно-монтажных работ и исключающего необходимость комплектации запорной арматуры на трассе;

- дублирующие системы заливки насосов наполнительных агрегатов, надежного утепления оборудования и шлейфов, которые исключают возможность простоя агрегатов при работе в зимних условиях [34].


## 2 Расчеты и аналитика

В данном разделе рассмотрен следующий вариант:

Гидравлические испытания проводятся при постоянном испытательном давлении 24 часа. Время начала 20:00. Из-за изменения температуры атмосферного воздуха температура испытательной жидкости в начале испытаний 22<sup>0</sup>С и понижается до 15<sup>0</sup>С в 9:00 следующего дня, после повышается до 24<sup>0</sup>С к 20:00.

В процессе проведения испытания из-за изменения температуры, давление внутри трубопровода отличается от заданного. Для оценки величины соотношения между изменениями температуры испытательной жидкости, ее объема и давления в испытуемом трубопроводе, в данной работе рассматриваются нормативные документы ПАО «АК «Транснефть»[29] и «ВНИИСТ»[30].

Так же вместо гидравлических испытаний могут проводиться и пневматические, для которых так же будут характерны зависимости изменения объема и давления. Так как вода является несжимаемой средой в отличие от воздуха, то изменение параметров будет наблюдаться более резко.

					Технология проведения гидравлических испытаний промышленных нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кондауров О. О.			<b>Расчёты и аналитика</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					35	96
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						

## 2.1 Расчет временных и силовых характеристик испытаний

Скорость подъема давления при испытании не должна превышать 0,04 МПа (0,4 кГс/см<sup>2</sup>) в минуту. При достижении величины давления, равной 0,9 от величины максимального испытательного давления в нижней точке трассы, скорость подъема давления должна находиться в пределах от 0,01 до 0,02 МПа (от 0,1 до 0,2 кГс/см<sup>2</sup>) в минуту [35].

Рассчитаем время подъема давления до испытательного:

$P_0 = 0,1$  МПа - начальное давление;

$P_{исп} = 1,25 P_{раб} = 8$  МПа - испытательное давление;

$V_1 = 0,04$  Мпа – скорость подъема давления при  $P < 0,9 P_{исп}$ ;

$V_2 = 0,02$  Мпа – скорость подъема давления при  $P > 0,9 P_{исп}$ ;

$$\Delta t = t_1 + t_2, \quad (1)$$

$$t_1 = \frac{0,9(P_{исп} - P_0)}{V_1}, \quad (2)$$

$$t_2 = \frac{0,1P_{исп}}{V_2}, \quad (3)$$

$$\Delta t = 177,75 + 40 = 217,75 \text{ мин}$$

Следовательно, чтобы давление успело подняться до испытательного к 20:00, закачку испытательной среды нужно начать не позднее 16:22.

Скорость сброса давления до рабочего давления  $P_{раб}$  для проверки на герметичность так же не должна превышать 0,04 МПа (0,4 кГс/см<sup>2</sup>) в минуту.

					Расчёты и аналитика	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Такая же скорость должна соблюдаться и при полном опорожнении испытуемого участка трубопровода после всех испытаний.

$$t_3 = \frac{P_{\text{исп}} - P_{\text{раб}}}{V_1}, \quad (4)$$

$$t_3 = 40 \text{ мин.}$$

$$t_4 = \frac{P_{\text{раб}}}{V_1}, \quad (5)$$

$$t_4 = 177,75 \text{ мин.}$$



Рисунок 1- График зависимости  $P=f(T)$

					Расчёты и аналитика	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.2 Сравнение зависимости величины падения давления при изменении температуры испытательной жидкости

В результате изменения температуры атмосферного воздуха, изменяется так же температура испытательной среды из-за чего и происходит изменение давления.

Для рассмотрения данного теплового эффекта в методике ПАО «АК «Транснефть» [29] указана следующая последовательность расчета:

$$\Delta P = \frac{\Delta t(\beta t - 2\alpha)}{\frac{D_0}{E \cdot \delta} + C}, \quad (6)$$

где  $\Delta t$  – разница температур,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\beta t$  – коэффициент линейного теплового расширения воды,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$  – коэффициент линейного теплового расширения стали;

$D_0$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$E$  – модуль Юнга, МПа;  $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа;

$\delta$  – толщина стенки трубопровода, мм;

$C$  – коэффициент объемного сжатия воды,  $\text{Па}^{-1}$ ;  $C = 47,5 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ .

Коэффициент  $\beta t$  вычисляется по следующей формуле:

$$\beta t \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{(t_2 - t_1)}, \quad (7)$$

где  $t_1$  – конечная температура воды в трубопроводе,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_2$  – начальная температура воды в трубопроводе,  $^{\circ}\text{C}$ .

Для расчетов примем:  $\delta = 10$  мм,  $t_1 = 22$   $^{\circ}\text{C}$ ,  $t_2 = 21$   $^{\circ}\text{C}$ ,  $D_0 = 530$  мм, тогда получим:

$$\begin{aligned} \beta t \cdot 10^5 &= \\ &= \frac{-6,4286(22 - 21) + 0,850975(22^2 - 21^2) - 0,0067989(22^3 - 21^3) + 0,00004(22^4 - 21^4)}{(22 - 21)} \end{aligned}$$

$$\beta t = 22,32 \cdot 10^{-5};$$

					Расчёты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$\Delta P = \frac{22,32 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5}}{\frac{530}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 10} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = -274,7 \text{ кПа}$$

При:  $t_1=22 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $t_2=20 \text{ }^\circ\text{C}$ , то:

$$\Delta P = \frac{2 \cdot 21,8 \cdot 10^{-5} - 2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5}}{\frac{530}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 10} + 47,5 \cdot 10^{-11}} = -534,9 \text{ кПа}$$

Таблица 3 – Оценка зависимости  $\Delta P=f(\Delta T)$  согласно ОАО «АК «Транснефть».

$\Delta P=f(\Delta T)$	
Изменение давления при падении температуры от $22^\circ\text{C}$ до $15^\circ\text{C}$	
$\Delta T(^\circ\text{C})$	$\Delta P$ (кПа)
1	-274,743
2	-534,953
3	-780,341
4	-1010,6
5	-1225,42
6	-1424,47
7	-1607,4
Изменение давления при повышении температуры от $15^\circ\text{C}$ до $24^\circ\text{C}$	
1	182,9311
2	381,9777
3	596,7969
4	827,0587
5	1072,446
6	1332,657
7	1607,399
8	1896,397
9	2199,386

Для сравнение проведем расчет согласно методике «ВНИИСТ» [30]:

Находим падение давления внутри трубопровода, вызванное тепловым взаимодействием трубопровода с грунтом.

Исходные данные

$D = 530$  мм - диаметр трубопровода;

$\delta = 10$  мм - толщина стенки трубы;

$P_0 = 0,1$  МПа - начальное давление;

$P = 8$  МПа - испытательное давление;

$T_1 = 22$  °С - начальная температура воды;

$T_2 = 21$  °С - температура воды в процессе выдержки;

$C = 47,5 \cdot 10^{-11}$  Па<sup>-1</sup> - коэффициент объемного сжатия воды;

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$  °С<sup>-1</sup> - коэффициент температурного расширения стали;

$\beta$  – коэффициент температурного расширения воды, °С<sup>-1</sup>;

$\nu = 0,3$  - коэффициент Пуассона;

$E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа - модуль упругости металла;

### Решение

Рассчитываем коэффициент условий работы трубопровода  $m$ :

$$m = \frac{1-\nu^2}{E \cdot \delta} D, \quad (8)$$

$$m = \frac{(1 - 0,3^2) \cdot 0,53}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,01} = 0,229 \cdot 10^{-9}.$$

Определяем изменение давления  $\Delta P$  при изменении температуры воды на:

$$\Delta T = T_2 - T_1 = 1 \text{ °С}, \quad (9)$$

$$\Delta P = \frac{1}{2f_1} \left( f_1 P - f_2 - \sqrt{(f_1 P - f_2)^2 + 4f_1 P f_2} \right), \quad (10)$$

где  $f_1, f_2$  термические коэффициенты, характеризующие интенсивность изменения давления:

$$f_1 = C + m + mCP; \quad (11)$$

$$f_2 = (2\alpha - \beta - m\beta P)\Delta T, \quad (12)$$

где коэффициент температурного расширения воды (7):

$$\beta \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(t_2 - t_1) + 0,850975(t_2^2 - t_1^2) - 0,0067989(t_2^3 - t_1^3) + 0,00004(t_2^4 - t_1^4)}{(t_2 - t_1)};$$

$$f_1 = 47,5 \cdot 10^{-11} + 0,229 \cdot 10^{-9} + 0,229 \cdot 10^{-9} \cdot 47,5 \cdot 10^{-11} \cdot 8 \cdot 10^6$$

$$f_1 = 70,6 \cdot 10^{-11};$$

					<i>Расчёты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



$$\beta \cdot 10^5 = \frac{-6,4286(22 - 21) + 0,850975(22^2 - 21^2) - 0,0067989(22^3 - 21^3) + 0,00004(22^4 - 21^4)}{(22 - 21)}$$

$$\beta = 22,32 \cdot 10^{-5};$$

$$f_2 = (2 \cdot 1,17 \cdot 10^{-5} - 22,32 \cdot 10^{-5} - 0,229 \cdot 10^{-9} \cdot 22,32 \cdot 10^{-5} \cdot 8 \cdot 10^6)$$

$$f_2 = -0,0002;$$

Получаем:

$$\Delta P = \frac{1}{2 \cdot 70,6 \cdot 10^{-11}} (70,6 \cdot 10^{-11} \cdot 8 \cdot 10^6 + 0,0002 - \sqrt{(70,6 \cdot 10^{-11} \cdot 8 \cdot 10^6 + 0,0002)^2 + 4 \cdot 70,6 \cdot 10^{-11} \cdot 8 \cdot 10^6 \cdot 0,0002});$$

$$\Delta P = 283,83 \text{ кПа}$$

Зависимость изменения давления внутри трубопровода при проведении испытания указаны в табл.4.

Таблица 4 – Оценка зависимости  $\Delta P=f(\Delta T)$  согласно «ВНИИСТ».

$\Delta P=f(\Delta T)$	
Изменение давления при падении температуры от 22 <sup>0</sup> С до 15 <sup>0</sup> С	
$\Delta T(^{\circ}\text{C})$	$\Delta P$ (кПа)
1	-283,8292
2	-552,6487
3	-806,1588
4	-1044,046
5	-1265,983
6	-1471,63
7	-1660,631
Изменение давления при повышении температуры от 15 <sup>0</sup> С до 24 <sup>0</sup> С	
1	189,0016
2	394,6481
3	616,5853
4	854,4725
5	1107,983
6	1376,802
7	1660,631
8	1959,184
9	2272,188

Полученные значения по методике «ВНИИСТ» [30] не сильно отличаются от значений, рассчитанных по руководящему документу ПАО «АК «Транснефть» [29].

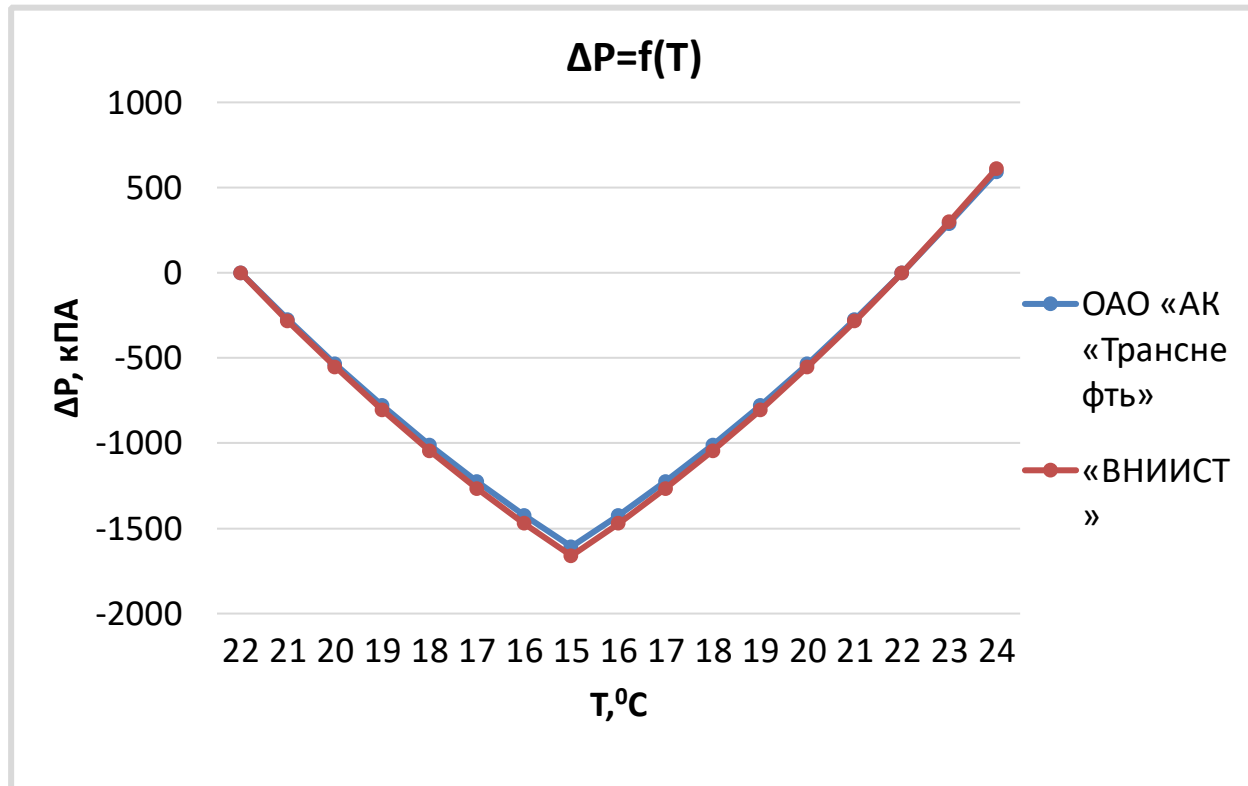


Рисунок 2 - График зависимости  $\Delta P=f(T)$  согласно РД «ВНИИСТ» и РД ПАО «АК «Транснефть»

На основе полученных данных можно сделать вывод, что, исходя из результатов, полученных по обеим методикам, давление в трубопроводе будет значительно изменяться вследствие изменения температуры испытательной жидкости. Учитывая то, что изменение показателей давления от испытательного, более чем на 0,1 МПа, не допустимо, то изменение температуры испытательной жидкости может привести к остановке испытания и дополнительным затратам.

## 2.3 Сравнение величины падения давления при изменении объема испытательной среды

В результате понижения температуры объем воды уменьшается из-за теплового сжатия. Данный процесс аналогичен тому, что из трубопровода откачивают часть воды в процессе испытания, что приводит к понижению давления. Тот же самый эффект происходит при повышении температуры, только в этом случае объем воды увеличивается. В [30] приводится зависимость величины падения давления при изменении объема испытательной среды в испытуемом трубопроводе:

$$\frac{\Delta V}{\Delta P} = V \left( \frac{D}{E\delta} (1 - \nu^2) + \frac{1}{B} \right), \quad (13)$$

где  $\Delta V$  – изменение объема испытательной жидкости, м<sup>3</sup>;

$\Delta P$  – изменение давления, Па;

$V$  – объем трубопровода, м<sup>3</sup>;

$B$  – коэффициент объемного сжатия воды 2250 МПа;

$L = 5$  км – длина трубопровода;

$$V = \frac{L\pi D^2}{4}, \quad (14)$$

$$\Delta V = \Delta P \frac{L\pi D^2}{4} \left( \frac{D}{E\delta} (1 - \nu^2) + \frac{1}{B} \right). \quad (15)$$

Подставив данные из расчетов зависимости изменения величины падения давления от изменения температуры измеряемой среды, получили следующие значения, приведенные в таблице 5:

					Расчёты и аналитика	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 – Оценка зависимости  $\Delta V=f(\Delta T)$ 

V=f( $\Delta T$ )		
$\Delta T(^{\circ}C)$	$\Delta V (m^3)$	
	«Транснефть»	«ВНИИСТ»
Изменение объема при падении температуры от 22 <sup>0</sup> C до 15 <sup>0</sup> C		
1	-0,2042	-0,21095
2	-0,39759	-0,410745
3	-0,57997	-0,599161
4	-0,75111	-0,775966
5	-0,91077	-0,940916
6	-1,05871	-1,093758
7	-1,19467	-1,23423
Изменение объема при повышении температуры от 15 <sup>0</sup> C до 24 <sup>0</sup> C		
1	0,13596	0,140472
2	0,283897	0,293314
3	0,443557	0,458264
4	0,614694	0,635069
5	0,797074	0,823485
6	0,99047	1,02328
7	1,194666	1,23423
8	1,409458	1,456123
9	1,634648	1,688757

					Расчёты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

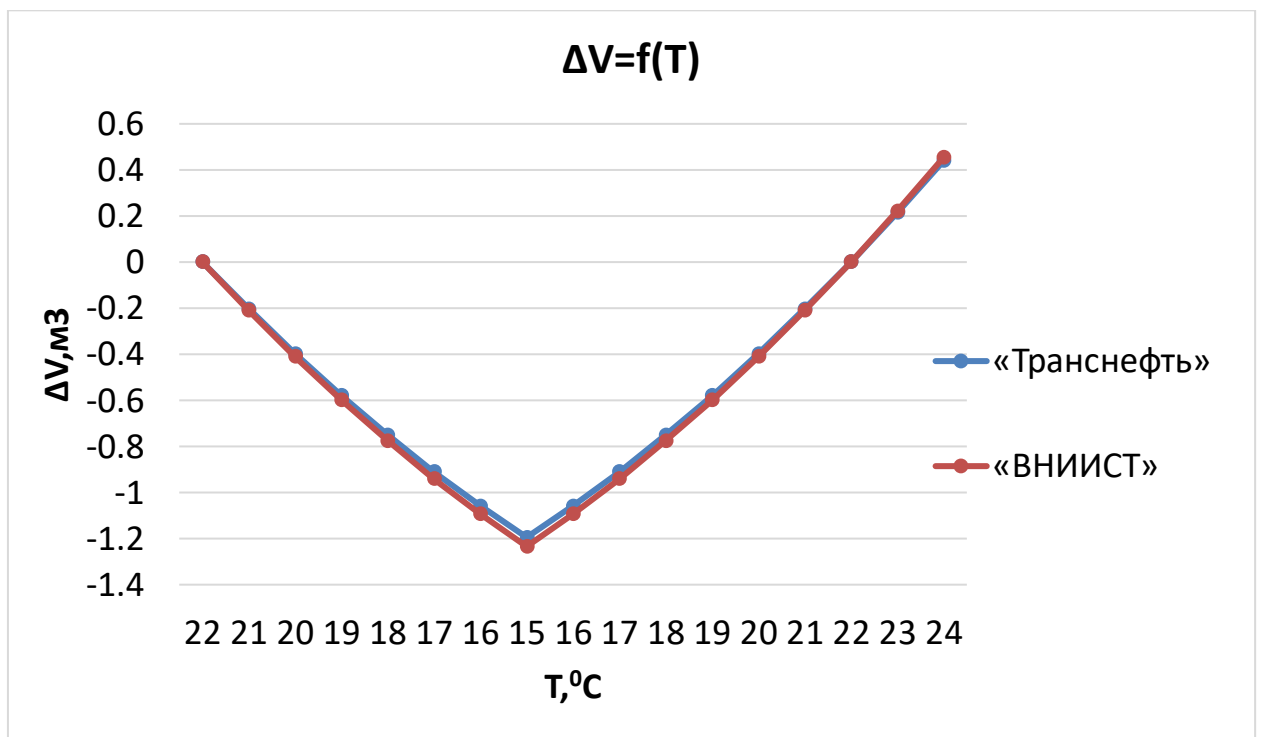


Рисунок 3 - График зависимости  $\Delta V=f(T)$  согласно РД «ВНИИСТ» и РД ПАО «АК «Транснефть»

## 2. 4 Устройство для стабилизации давления

Исходя из данных, полученных выше (см. пункт 2.2.), следует, что при изменении температуры испытательной жидкости даже на 1<sup>0</sup>С может привести к прекращению проведения испытаний. Чтобы компенсировать изменение давления, следует устанавливать на время испытаний соответствующее устройство стабилизации давления.

Согласно «ГОСТ Р 54086-2010» [37], следует выбрать стабилизатор давления исполнения I.

Стабилизатор давления исполнения I состоит из следующих элементов: участок центрального перфорированного трубопровода с присоединительными фланцами и охватывающей его цилиндрической предкамерой с вынесенными за ее пределы демпфирующими камерами (ДК). ДК снабжены ограничителем перемещений расположенных за ним подвижных упругих элементов, выполненных из упругодемпфирующего материала и заключенных в герметичную оболочку из эластичного материала. В каждой ДК устанавливается дополнительный подвижный гибкий упругий элемент, расположенный перпендикулярно образующей ДК и воздействию возмущений и отделяющий гидравлическую полость с расположенными внутри нее упругими элементами от полости, заполненной газом под давлением.

Типовое решение стабилизатора давления исполнения I приведено на рисунке 4.

					Расчёты и аналитика	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

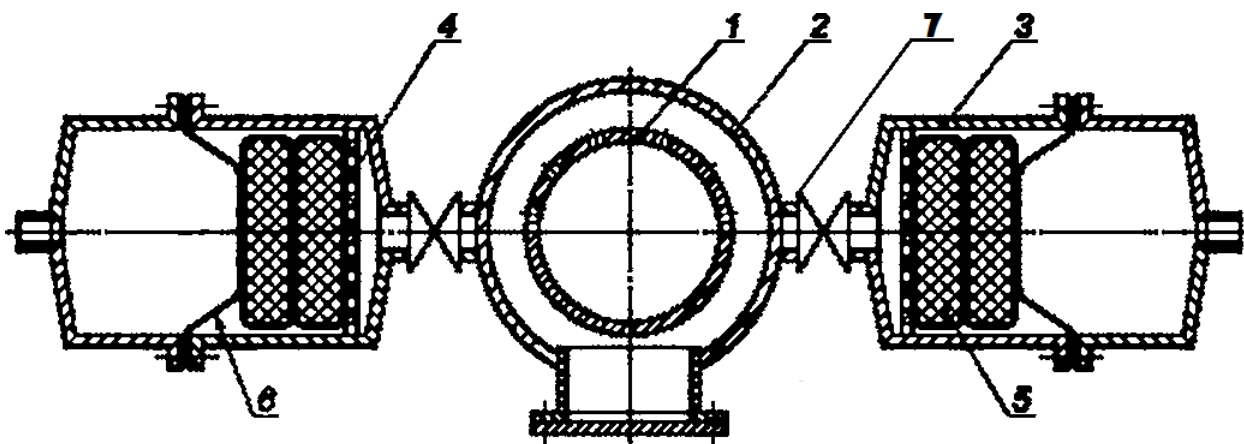


Рисунок 4 - Стабилизатор давления исполнения I

1 — участок центрального перфорированного трубопровода. 2 — цилиндрическая предкамера. 3 — демпфирующая камера. 4 — ограничитель перемещений упругих элементов, выполненный в виде перфорированной перегородки: 5 — подвижные упругие элементы, выполненные из упругодемпфирующего материала и заключенные в герметичную оболочку из эластичного материала. 6 — дополнительный гибкий упругий элемент. 7-предохранительный клапан.

Устройство и принцип работы:

Мембрана(ы), расположенная в демпфирующей камере стабилизатора давления, отделяет гидравлическую полость от полости, заполненной упруго-демпфирующим материалом под давлением.

При возникновении в основном трубопроводе изменения давления в стабилизаторе давления происходит перетекание жидкости через предохранительные перфорированной трубы в демпфирующую камеру или наоборот, в результате чего изменяется давление в гидравлической полости демпфирующей камеры, вызывающее упругую деформацию демпфирующего элемента с заданными техническими характеристиками и приводящее к изменению объема рабочего тела в демпфирующей камере. Предохранительные клапаны, в свою очередь предохраняют цилиндрическую предкамеру от превышения давления.

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Такое последовательное взаимодействие рабочего тела с демпфирующими элементами демпфирующих камер позволяет обеспечить высокую эффективность работы стабилизатора давления за счет выраженной податливости демпфирующих элементов в динамическом режиме и диссипации энергии колебаний на отверстиях перфорации и демпфирующих элементах.

Для дополнительного гибкого упругого элемента задается характеристика, приведенная на рисунке 5. Перед началом испытания. Перед началом испытания с помощью регулятора величины деформации задается величина деформации упругого элемента, равная  $\Delta l_{нач}$ ; на основании данных об изменении температуры и объема испытательной жидкости, в автоматическом режиме величина деформации будет изменяться от  $\Delta l_1$  до  $\Delta l_2$ .

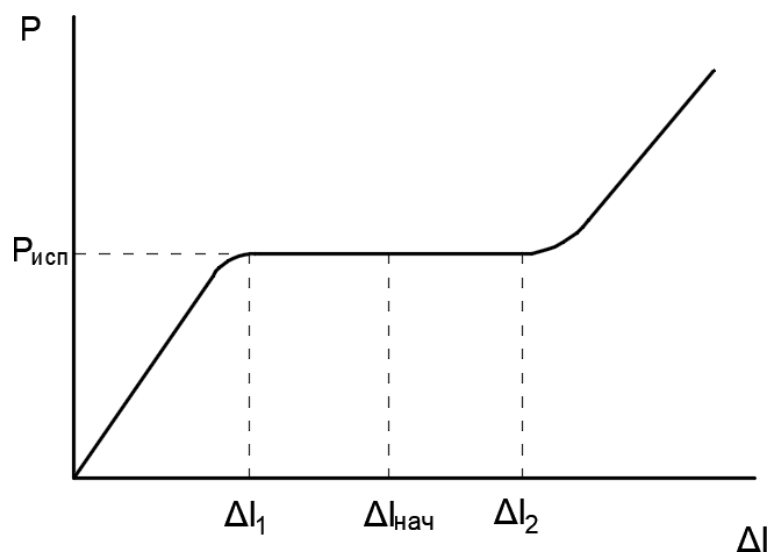


Рисунок 5 - Требуемая характеристика упругого элемента

На основании данных об зависимости изменения величины объема испытательной жидкости от ее объема (см. пункт 2.3.), можно задать параметры работы стабилизатора давления исполнения I в автоматическом режиме.



Так при падении температуры от 22<sup>0</sup>С до 15<sup>0</sup>С объем в среднем уменьшится на:

$$\Delta V_1 = 1,07 \text{ м}^3$$

А при повышении температуры от 15<sup>0</sup>С до 24<sup>0</sup>С объем увеличится на:

$$\Delta V_2 = 1,65 \text{ м}^3$$

L-расстояние, на которое сместиться подвижный упругий элемент в демпфирующей камере определяется:

$$L = \frac{\Delta V}{S * n}, \quad (16)$$

где S-площадь поперечного сечения упругого элемента

n-количество демпфирующих камер

При S = 0,6м<sup>3</sup> и n = 2 расстояние L для сжатия будет равно:

$$L_1 = \frac{1,07}{0,6 * 2} = 0,89\text{м},$$

для расширения:

$$L_2 = \frac{1,65}{0,6*2} = 1,38\text{м}.$$

					Расчёты и аналитика	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 Теплотехнический стабилизатор давления

Другим возможным техническим решением проблемы для трубопроводов малой протяженности, будет размещение на участке испытуемого трубопровода нагревательных элементов, которые позволят компенсировать изменение давления за счет поддержания постоянной температуры.

Данный теплотехнический расчет [31] позволяет определить тепловые потери испытываемой части трубопровода в окружающую среду. На основании полученных данных можно будет выбрать количество трубок нагревательного элемента и преобразователей, в тех случаях, когда температура испытательной жидкости начинает понижаться. В условиях, когда температура испытательной жидкости повышается, для компенсации температуры по трубкам нагревательного элемента вместо пара нужно использовать озон.

При выборе схемы расположения трубчатого нагревательного элемента надо руководствоваться тем, что бы нагрев воды в трубопроводе компенсировал его теплопотери, был равномерным по всему периметру трубопровода, не допуская локального перегрева испытательной жидкости внутри трубопровода.

Конвективное движение жидкости развивается лишь в зоне, находящейся выше нижних образующих поверхностей нагревательного элемента. Нагревательный элемент располагают на небольшом расстоянии ( $\delta_n$ ) от дна горизонтально расположенного с малым наклоном трубопровода.

					Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Кондауров О. О.				Теплотехнический стабилизатор давления	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Рудаченко А. В.						50	96
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		
<i>Рук. ООП</i>	Брусник О. В.							

Примем в качестве расчетного сечения самое последнее (по ходу течения пара) испытываемой плети трубопровода. Примем, что температура воды в самой удаленной точке внутренней поверхности трубопровода имела минимальную температуру 20°C, а температура пара в нагревательном элементе снизилась бы до 100°C (конденсация пара). Таким образом, расчетная температура при выборе значений физических характеристик для вычисления критериев Грасгофа Gr и Прандтля Pr будет равна 60°C как в полученном интервале температур.

Выбирая в качестве характеристического размера  $l$  среднюю величину толщины зазора между греющей трубкой и наиболее удаленной образующей внутренней полости трубопровода, определяем значения критериев

$$Gr = Ar = \frac{g \cdot l^3}{\nu^2} \cdot \frac{\rho_0 - \rho}{\bar{\rho}}; Pr = \frac{\nu}{a} \quad (17), (18)$$

где Ar - критерий Архимеда;

$g$ - ускорение свободного падения; 9,81 м<sup>2</sup>/ч.

$\nu$  – коэффициент кинематической вязкости; 1,006 \* 10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/ч;

$\rho_0, \rho, \bar{\rho}$ - соответственно плотность воды у стенки трубы (0,99987), у нагревательного элемента (0,9584) и их среднее значение (0,021); г/см<sup>3</sup>

$a$ - Коэффициент температуропроводности, 0,143 \* 10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/ч.

Находим  $Pr_{50} = 3,54$ ,  $Ar_{50} = 3,64 \cdot 10^{11}$  при  $l = 0,65$  м.

Для произведения  $Pr_{50} \cdot Gr_{50} = 1,2 \cdot 10^{12}$  (при  $PrGr > 10^8$ ) можно принять зависимость:

$$\epsilon_k = 0,18(GrPr)^{0,25} ; \epsilon_k = \frac{\lambda_{эк}}{\lambda_в} = 80, \quad (19), (20)$$

Определяем эквивалентный коэффициент теплопроводности, учитывающий перенос теплоты через щель как теплопроводность, так и конвекцией, ассиметричного слоя воды  $\lambda_{эк} = 40$  ккал/ м<sup>2</sup>\* ч\* град,

								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Теплотехнический стабилизатор давления			51

принимая коэффициент теплопроводности воды равный  $\lambda_B = 0,52$  ккал/ м<sup>2</sup>\* ч\* град. Тогда термическое сопротивление слоя воды над трубкой диаметром 59 мм составляет:

$$r_B = \frac{2l}{\lambda_{ЭК}} = 0,0275 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град} / \text{ккал} \quad (21)$$

Считая, что термическое сопротивление нижнего слоя воды  $r_H = \frac{\delta_H}{\lambda_B}$ , (22) из условия  $r_B = r_H$  расстояние от трубки нагревательного элемента до дна трубопровода  $\delta_H = 0,0145 \text{ м} = 16 \text{ мм}$ .

В результате течения греющего пара возможно образование конденсата, следовательно, участок испытываемого трубопровода требуется располагать с некоторым уклоном в сторону движения пара, дабы обеспечить сдув конденсирующейся влаги, которая, в свою очередь, является дополнительным термическим сопротивлением. В данной работе не учитывалось термическое сопротивление конденсирующегося пара, описанное выше, помимо этого не учитывалась и радиационная составляющая коэффициента тепло отдачи от греющего пара. Принимаем, что эти два фактора, в результате испытаний, будут взаимно компенсироваться.

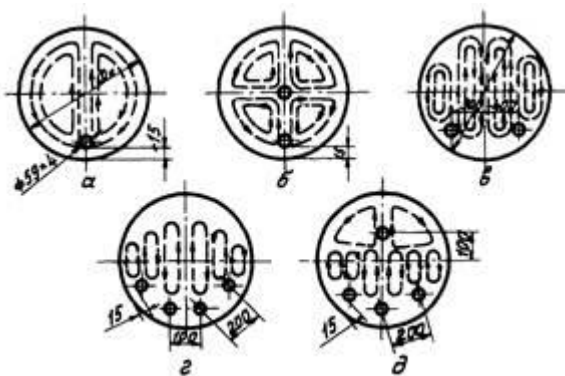


Рисунок 6 - Возможные места размещения трубок нагревательного элемента в участке испытываемого трубопровода (стрелками показаны циркуляционные токи конвективного движения воды):

					Теплотехнический стабилизатор давления	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а - нагревательный элемент с одной трубкой; б - в - с двумя трубками; г - д - с четырьмя трубками

Греющий пар предложено генерировать с помощью выпускаемого паропреобразователя Д-563 производительностью 750 кг/ч пара при  $t_n = 150^\circ\text{C}$  и давления 4,7 кгс/см<sup>2</sup>, что соответствует общему теплотоклу  $Q = 4,1 * 10^5$  ккал/ч (наиболее распространенный режим работы паропреобразователя).

**Определим зависимость мощности, вырабатываемой преобразователем, от изменения температуры испытательной жидкости.**

Для начала требуется определить  $\Gamma_{\text{нар}}$ - суммарное термическое сопротивление воздуха и трубопровода, м<sup>2</sup>\* ч\* град/ ккал, а также  $\Gamma_{\text{вн}}$ - суммарное термическое сопротивление воды и нагревательного элемента, м<sup>2</sup>\* ч\* град/ ккал.

$$\Gamma_{\text{нар}} = \Gamma_{\text{возд}} + \Gamma_{\text{ст1}} = \frac{R_{\text{гр}}}{R_{\text{нар}}} \left( \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{\delta_{\text{ст1}}}{\lambda_{\text{ст}}} \right); \quad (22)$$

$$\Gamma_{\text{вн}} = \Gamma_{\text{в}} + \Gamma_{\text{ст2}} = \Gamma_{\text{в}} + \frac{\delta_{\text{ст2}}}{\lambda_{\text{ст}}} \quad (23)$$

Где

$\lambda_{\text{ст}}$ - коэффициент теплопроводности стали, принят ккал/ м<sup>2</sup>\* ч\* град;

$\delta_{\text{ст1}}, \delta_{\text{ст2}}$  - толщины стенок двух труб;

$R_{\text{гр}}, R_{\text{нар}}$ - радиусы наружной поверхности нагревательного элемента и трубопровода;

$\Gamma_{\text{возд}}, \Gamma_{\text{ст1}}, \Gamma_{\text{ст2}}$  - соответственно удельные сопротивления пограничного слоя воздуха, стенки трубы и стенки нагревательного элемента, м<sup>2</sup>\* ч\* град/ ккал;

Для трубопровода Ду 530 мм, одного нагревательного трубчатого элемента  $\varnothing 59 \times 4$  мм,  $\alpha_{\text{в}} = 25$  ккал/ м<sup>2</sup>\* ч\* град и  $\Gamma_{\text{в}} = 0,0275$  м<sup>2</sup>\* ч\* град/ ккал, находим по формуле (22) - (23)

					Теплотехнический стабилизатор давления	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_{\text{нар}} = 0,002 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град} / \text{ккал}, r_{\text{вн}} = 0,028 \text{ м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{град} / \text{ккал}$$

Рассчитываем удельный поток тепла на трубопровод, не учитывая удельное термическое сопротивление конденсата:

при одном трубчатом нагревательном элементе

$$(t_{\text{возд}} = 22^\circ\text{C})$$

$$q_1 = \frac{\bar{\Delta}t - t_{\text{возд}}}{r_{\text{нар}} + r_{\text{вн}}} = \frac{125 - 22}{0,002 + 0,028} = 3433 \text{ ккал} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \quad (24)$$

Где  $\bar{\Delta}t$  - средняя температура пара,  $^\circ\text{C}$ .

При двух нагревательных элементах

$$q_1 = \frac{\bar{\Delta}t - t_{\text{возд}}}{r_{\text{нар}} + 2r_{\text{вн}}} = \frac{125 - 22}{0,002 + 0,056} = 1776 \text{ ккал} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \quad (25)$$

При четырех нагревательных элементах

$$q_1 = \frac{\bar{\Delta}t - t_{\text{возд}}}{r_{\text{нар}} + 4r_{\text{вн}}} = \frac{125 - 22}{0,002 + 0,112} = 904 \text{ ккал} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \quad (26)$$

При  $t_{\text{возд}} = 21^\circ\text{C}$ :

при одном трубчатом нагревательном элементе:

$$q_2 = \frac{125 - 21}{0,002 + 0,028} = 3367 \text{ ккал} / \text{м}^2 \cdot \text{ч}$$

Где  $\bar{\Delta}t$  - средняя температура пара,  $^\circ\text{C}$ .

При двух нагревательных элементах:

$$q_2 = \frac{125 - 21}{0,002 + 0,014} = 1793 \text{ ккал} / \text{м}^2 \cdot \text{ч}$$

При четырех нагревательных элементах:

$$q_2 = \frac{125 - 21}{0,002 + 0,007} = 912 \text{ ккал} / \text{м}^2 \cdot \text{ч}$$

$$\Delta q = q_2 - q_1, \quad (27)$$

Расчет мощности:

$$N = \Delta q n S, \quad (28)$$

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Теплотехнический стабилизатор давления				

где  $S$  - площадь теплового воздействия, которая равна площади поверхности одной трубки;

$n$ -количество трубок нагревательного элемента.

$$S = Lc, \quad (29)$$

$L=5\text{км}$  - длина трубопровода;

$c$  – длина окружности нагревательного элемента.

Зависимость изменения мощности от температуры приведена в таблице

В случае, когда температура повышается, примем, что преобразователь аналогичный паропреобразователю Д-563 генерирует азот при средней температуре азота  $\bar{\Delta}t = -200^\circ\text{C}$ .

При заполнении трубок азотом проводятся аналогичные вычисления. Результаты вычислений приведены в таблице 6:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

N=f( $\Delta T$ )			
$\Delta T(^{\circ}C)$	N (кВт)		
	n=1	n=2	n=4
Количество, потребляемой мощности при падении температуры от 22 <sup>0</sup> С до 15 <sup>0</sup> С, в трубки теплового элемента поступает пар			
1	35,88	37,12	37,77
2	71,77	74,24	75,54
3	107,65	111,36	113,32
4	143,54	148,49	151,09
5	179,42	185,61	188,87
6	215,31	222,73	226,64
7	251,19	259,86	264,41
Количество, потребляемой мощности при повышении температуры от 15 <sup>0</sup> С до 24 <sup>0</sup> С в трубки теплового элемента поступает азот			
1	35,88	37,12	37,77
2	71,77	74,24	75,54
3	107,65	111,36	113,32
4	143,54	148,49	151,09
5	179,42	185,61	188,87
6	215,31	222,73	226,64
7	251,19	259,86	264,41
8	287,08	296,98	302,19
9	322,96	334,10	339,96

Таблица 6 – Зависимость N=f( $\Delta T$ )



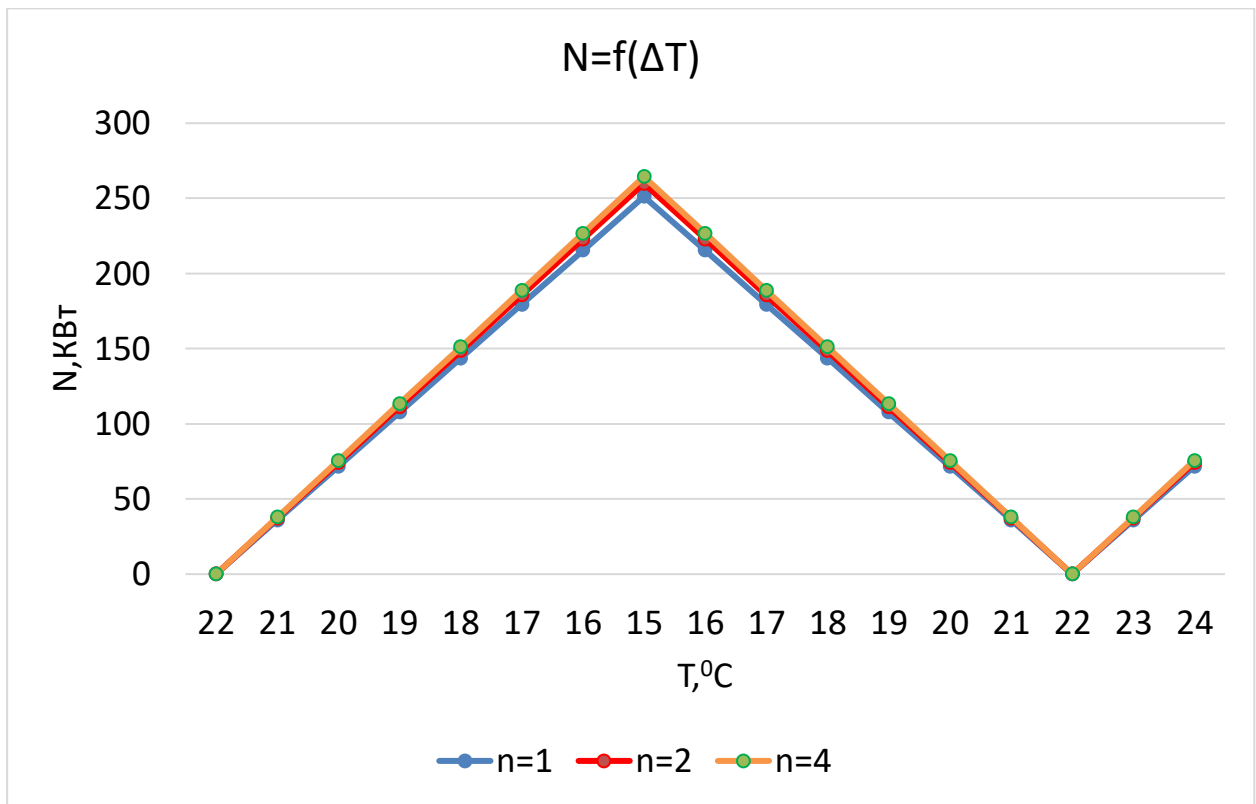


Рисунок 7 - График зависимости  $N=f(T)$

На основе получения зависимости потребляемой мощности от изменения температуры можно задать автоматический режим работа преобразователя Д-563. В результате поддержания температуры испытательной жидкости на одном уровне не будет происходить изменения давления при проведении испытаний.

В свою очередь число  $n$  труб теплового элемента и количества  $N$  преобразователей определяется по допустимой длине  $L$  испытываемого участка трубопровода по формуле:

$$L = \frac{QN}{nqF} = \frac{QN(r_{вн} + r_{нар})}{nF(\bar{\Delta}t - t_{возд})}, \quad (30)$$

$F$ -внутренняя поверхность теплосъема одного метра длины нагревательного элемента; для  $\varnothing 59 \times 4$  мм,  $F = 0,16 \text{ м}^2/\text{м}$ .

#### 4 Социальная ответственность

В последние годы трубопроводный транспорт имеет особую значимость и является главным средством доставки углеводородов от мест добычи до потребителя. приобрели вопросы обеспечения своевременного ввода в эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта и снижения затрат при обеспечении требуемого качества. В свою очередь испытания являются заключительным этапом строительства, определяющим сроки его завершения и подтверждающим надежность трубопровода.

Применение гидравлического способа испытаний для современных трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды в условиях Западной Сибири, поставило вопрос о возможности применения для них параметров, назначаемых при испытаниях нефтепроводов. Поэтому актуальным становится обоснование оптимальных параметров испытаний трубопроводов, в том числе, учитывающих значительно различающиеся температурные условия испытаний и эксплуатации.

При выполнении работ на линейном участке промышленного нефтепровода, рабочий персонал находится вблизи трубопровода или на специальных площадках, примыкающих к нефтепроводу.

В качестве объекта исследования рассматривается линейный участок промышленного нефтепровода на станциях районов Западной Сибири. Рабочий персонал находится вблизи трубопровода или на специальных площадках, примыкающих к нефтепроводу.

					Технология проведения гидравлических испытаний промышленных нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кондауров О. О.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					58	96
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						

## 4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

По степени опасности или вредности условия труда делятся на следующие четыре класса: оптимальные, допустимые, вредные, опасные условия труда.

Условия труда при гидравлическом испытании трубопровода являются допустимыми. Условиями труда, которые являются допустимыми (2 класс) являются те условия, при которых происходит воздействие на рабочего вредного или опасного производственного фактора, уровни воздействия, которых не превышают уровни, установленные в нормативных документах.

Работа осуществляется вахтовым методом. Применяется данный режим работы, когда необходимо сократить сроки строительства или ремонтных работ, при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя.

Рабочим, которые выезжают для производства работ в режиме вахты в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- обязательно устанавливается районный коэффициент, и происходят выплаты процентной надбавки к зарплате в порядке и размерах, предусматриваемых для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним;
- предоставляется ежегодный дополнительный отпуск, который оплачивается в порядке и на условиях, предусматриваемых для людей, постоянно работающих.

Компенсации и гарантии людям, работающим вахтовым методом устанавливаются в соответствии ТК РФ [1].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Охрану труда рабочих следует обеспечивать путем выдачи администрацией необходимых средств индивидуальной защиты, выполнения мероприятий по коллективной защите рабочих, установки санитарнобытовых помещений и устройств в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ.

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

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации.

Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля:

- проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе;
- проведение периодического оперативного контроля, который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям;
- проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Лица, являющиеся виновными в нарушении правил техники безопасности и охраны труда, несут ответственность (дисциплинарную, административную) в порядке, определенном действующим законодательством [2].

Основное рабочее место персонала, обслуживающего промышленный нефтепровод, находится, как правило в пределах производственных баз и баз снабжения. При выполнении работ на линейном участке промышленного нефтепровода, рабочий персонал находится вблизи трубопровода или на специальных площадках, примыкающих к нефтепроводу. Основная работа происходит на открытой местности, а не в помещении.

## **4.2 Производственная безопасность**

### **4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов**

Согласно ГОСТ 12.0.003–2015 [3] факторы производственной среды делятся на опасные и вредные факторы.

Определим в соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 опасные и вредные факторы производственной среды, действующие при проведении работ по очистке полости и гидравлическому испытанию нефтепровода, и рассмотрим каждый из них (см. табл. 4.1)

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

**Таблица 4.1 – Вредные и опасные производственные факторы при очистке полости и гидравлическом испытании нефтепровода**

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготов- ление	Эксплу- атация	
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		+	СанПиН 2.2.4.548-9 [5]
Повреждения в результате контакта с насекомыми.		+	ГОСТ Р 12.4.296-2013 [9] ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ [10]
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [6] ГН 2.2.5.3532-18 [11]
Превышение уровней шума на рабочем месте.	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [19]
Недостаточная освещенность рабочей зоны.		+	СП 52.13330.2011 [7] СНиП 4557-88 [8]
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.	+	+	ВСН-34-91 [14] ТР ТС 032/2013 [16] ПБ 03-585-03 [17]
Повышенное значение напряжения в электрической цепи.	+	+	ГОСТ Р МЭК 61140- 2000 [13] ГОСТ Р 51330.19-99 [2] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [18]
Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [1] РД 13.220.00-КТН-575- 06 [15]

### **Климатические условия**

Оптимальные и допустимые условия микроклимата регламентируются СанПин 2.2.4.548-96 [20].

В зимнее время при проведении работ на открытом воздухе у работников может произойти обморожение конечностей и открытых частей тела, возникнуть простудные заболевания, ангина, пневмония, а также

снизиться общая иммунологическая сопротивляемость. При минимальной допустимой температуре  $-45^{\circ}\text{C}$  и скорости ветра 8-10 м/с разрешенное время пребывания на открытом воздухе 20 минут.

В качестве профилактических мер по предупреждению охлаждений и переохлаждений при работе на открытом воздухе предусматривается:

- обеспечение работников теплой спецодеждой;
- сокращение времени пребывания на открытом воздухе;
- обеспечение ежечасного обогрева в помещении с температурой около  $+25^{\circ}\text{C}$  для работающих на открытом воздухе при эквивалентной температуре окружающей среды ниже  $-25^{\circ}\text{C}$  [21].

В летний период при проведении полевых работ велика вероятность получения персоналом повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Длительное пребывание человека на открытом воздухе может привести к солнечному удару с последующим ухудшением состояния. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$  [22].

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами, одним из которых является обеспечение рационального режима труда и отдыха. Время пребывания на открытом воздухе сокращается, вводятся перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. Работа при температуре наружного воздуха более  $37^{\circ}\text{C}$  по показателям микроклимата относится к опасным (экстремальным). Следует изменить распорядок рабочего дня, перенося такие работы на утреннее или вечернее время.

В жаркую погоду для перерывов работники обеспечиваются коллективными средствами защиты (укрытия от солнечной радиации) – стационарными (передвижные вагончики, тенты) и временными (навесы, зонты, пологи). В зависимости от места производства работ могут использоваться тенеобразующие объекты – сооружения, лесополосы, природно-ландшафтные объекты [23].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Для того чтобы обеспечить продолжение работ в темное время суток, необходимо обеспечить требуемый уровень освещенности рабочей зоны. Искусственное освещение должно быть равномерным и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на человека.

Уровень освещенности при использовании ламп накаливания должен быть не менее 50 лк и при использовании газоразрядных лампах не менее 100 лк. По периметру площадки организуется охранное освещение, и устанавливаются светильники во взрывозащищенном исполнении [6].

### **Профилактика контакта с насекомыми**

При работе в теплое время года в полевых условиях работники подвержены риску укуса кровососущими насекомыми (клещи, комары, мошки и т.д.), поэтому предприятие должно обеспечить работников соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [24]. Существует два основных способа защиты от контакта с насекомыми: защитная одежда и применение репеллентных средств [25].

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому возникает необходимость в противоэнцефалитных прививках, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

#### **4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов**

##### **Поражение электрическим током**

Поражения электрическим током могут быть вызваны различными источниками, к примеру, плохо изолированными токопроводящими частями, проводов от различных приборов и установок (электродвигателей, электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями). Поражение рабочего электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

При прохождении через организм человека ток оказывает следующие виды воздействий:

- термическое – ожоги, нагрев нервов и кровеносных сосудов;
- электролитическое – разложение лимфатических жидкостей и крови;
- биологическое – раздражение живых тканей организма, приводящее к судорогам мышц и органов тела, а также к неправильной работе органов или прекращению их функционирования.

Мероприятия по обеспечению безопасности работы с электрооборудованием [11]:

- зануление;
- защитное заземление;
- защитное экранирование;
- изоляция токоведущих частей;
- защитное отключение;
- контроль изоляции;
- использование блокировок и оболочек для исключения

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

прикосновения к токоведущим частям.

Средства защиты от поражения электрическим током разделяются на общетехнические и индивидуальные [12].

Общетехнические средства защиты:

- рабочая или двойная изоляция;
- обеспечение недоступности токоведущих частей посредством оградительных средств;

- блокировки безопасности;

- маркировка частей электрооборудования с помощью знаков, разных цветов изоляции, световой сигнализации, надписей;

- Индивидуальные средства защиты:

- оперативные и измерительные изолирующие штанги;

- указатели напряжения и фазировки;

- перчатки, ботинки из диэлектрических материалов;

- изолирующие накладки и подставки;

- переносные заземления;

- использование знаков и плакатов безопасности.

### **Механические опасности**

Подвижные части производственного оборудования, работающего под избыточным давлением (гидравлического пресса или насоса, компрессора), перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже, острые кромки и заусенцы на поверхностях оборудования и инструмента могут травмировать рабочих. Требования безопасности подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-2015 ССБТ [26]. Оборудование производственное. Для предотвращения производственного травматизма лица, задействованные в процессе ликвидации разлива, должны знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также быть обеспечены необходимыми

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

средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, защитные экраны, каска и т. д.

### **Взрывоопасность и пожароопасность**

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [27] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристика взрывоопасных газов (ГОСТ 12.1.001-76) [27].

Наименование	Температура, С		Предел взрываемости, мг/м <sup>3</sup>	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожароопасности:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Контроль загазованности газоанализаторами.

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные - 2, огнетушители порошковые или

углекислотные - 1, ящики с песком - 1 (1 м<sup>3</sup>), асбестовое полотно или - 2, лопаты - 4, топоры - 2, ломы - 1. [28]

### **4.3 Экологическая безопасность**

#### **4.3.1 Загрязнение атмосферы**

Одним из нежелательных последствий воздействия процесса испытания нефтепровода на окружающую среду может быть загрязнение атмосферы вблизи городов и населенных пунктов. Поэтому работы, связанные с выпуском в атмосферу значительных количеств вредных паров и газов, должны выполняться по согласованию с местными органами санитарноэпидемиологической службы и санитарными лабораториями при наличии благоприятной метеорологической обстановки. Для снижения концентрации вредных веществ необходим контроль превышения ПДК загрязняющих веществ в рабочей зоне и местах наиболее вероятного разрушения нефтепровода.

#### **4.3.2 Загрязнение гидросферы**

В период проведения работ подрядная организация должна вести журнал учета забираемой воды.

Сброс технически чистой воды производится в местах водозабора, в водоемы и реки, пересекаемые трубопроводом. В соответствии с проектными решениями сброс технической чистой воды производится на рельеф местности с помощью рассекателя для предотвращения размыва грунта или в водный объект, после отстаивания, не менее 8 часов. При необходимости прокладываются дополнительные сливные линии от точек

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

сброса до места слива.

При сбросе воды подрядная организация обеспечивает очистку вытесняемой воды от загрязняющих веществ до установленных нормативов допустимого сброса (НДС), отбор проб и определение в воде перед ее сбросом из амбаров содержания загрязняющих веществ (взвешенные вещества, железо, нефтепродукты) аккредитованными экоаналитическими лабораториями. Результаты анализа проб оформляются протоколом анализа качества воды. При сбросе воды в поверхностный водный объект дополнительно определяется качество воды в поверхностном водном объекте (нефтепродукты, взвешенные вещества, железо) в местах, согласованных с природоохранными органами. Контроль за сбросом воды осуществляется Подрядчиком с участием представителей местных природоохранных органов.

В период проведения сброса воды после гидроиспытаний подрядная организация должна вести журнал учета количества и качества сбрасываемой воды в соответствии с действующим природоохранным законодательством РФ.

### **4.3.3 Загрязнение литосферы**

Вода, используемая при гидроиспытаниях, сливается в специально подготовленные амбары-отстойники. Они выполняются котлованного типа без обваловки, с уклоном откосов 1:1. Растительный грунт и грунт, вынутый из котлована, укладывают в отдельные бурты для использования при обратной засыпке котлована и рекультивации. Амбары для слива воды следует располагать за пределами водоохраной зоны поверхностных водных объектов.

При проведении работ по гидроиспытаниям трубопровода образуются следующие виды отходов:

- сварочный шлак;
- твердые бытовые отходы;
- осадок после отстоя опрессовочной воды в амбаре-отстойнике
- и др.

По окончании работ отходы вывозятся подрядной организацией для захоронения или утилизации на полигоны бытовых и промышленных отходов, указанные в ППР, а все временно использовавшиеся для устройства водозаборов, размещения механизмов, сооружения резервуаров-отстойников и другие земли должны быть в обязательном порядке восстановлены (рекультивированы) Подрядчиком.

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возможные ЧС, для объектов промышленного трубопроводного транспорта:

- пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте промышленного трубопровода;
- разгерметизация трубопровода и выход перекачиваемой среды наружу.

Разгерметизация является наиболее типичной ЧС. Для уменьшения риска возникновения аварии необходимо соблюдение мер безопасности по подготовке, включению и эксплуатации оборудования.

К предотвращению возникновения разгерметизации относятся:

- регулировка давления в агрегате сбросным клапаном;
- проверка защиты и блокировки;
- проверка сварных швов и соединения муфт.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например: паводковые наводнения; лесные пожары; по причинам техногенного характера (аварии) и др.

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

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
  - отказ приборов контроля и сигнализации;
  - отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
  - производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
  - старение оборудования (моральный или физический износ);
  - коррозия оборудования;
  - гидравлический удар;
  - факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.)
- [14].

В данном разделе были рассмотрены нормы трудового законодательства, которые характерны для работы в районах Западной Сибири. Были выявлены вредные и опасные факторы при работе на линейном участке промыслового нефтепровода. Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении персоналом работ. Определены основные источники загрязнения окружающей среды. Расписан комплекс мер по предупреждению ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 Финансовый менеджмент

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в строении трубопроводов, данные линейные сооружения остаются одними из наиболее опасных объектов на территории нефтепромысла.

Опасность возникновения аварийных ситуаций оценивается тяжестью причиняемого ущерба, который зависит от того, как проявляется авария: в виде взрывов и пожаров от разлившегося нефтепродукта, в виде хрупких разрушений или локальных отказов трубопроводов. Характер разрушения в свою очередь сильно зависит от динамики изменения параметров напряженно-деформированного состояния, а те в свою очередь от характера и местоположения дефекта. Как показывает практика, аварии нефтепроводов в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением местности и гибелью людей. В экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 100 и более раз первичные затраты на сооружение нефтесборного коллектора. Поэтому для предотвращения аварий необходимо применение совокупности средств по периодическому техническому диагностированию трубопровода. Одним из наиболее эффективных методов диагностики являются гидравлические испытания.

Целью экономического расчета является расчет стоимости проведения гидравлических испытаний. Также нужно произвести анализ потребителей и целевого рынка, на котором данные испытания будут востребованы.

					Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кондауров О. О.				<b>Финансовый менеджмент</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А. В.						72	96
Консульт.								
Рук. ООП	Брусник О. В.							
						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		



## 5.2. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: гидравлические испытания

Целевой рынок: нефтяные компании.

Таблица 5.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид исследования: гидравлические испытания		
		Расчет ГИ	Проведение ГИ	Анализ ГИ
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

- «Газпром»
  -«Роснефть»
  -«Транснефть»

Гидравлические испытания промышленного нефтепровода преобладают в крупных компаниях, для которых важна долговечность и экономичность. Крупным компаниям важна простота и долговечность.

Гидравлические испытания, проводимые на промышленных нефтепроводах, являются одним из наиболее эффективных и экономически выгодных способов диагностики.

Состав работ:

- монтаж, сборка и сварка инвентарных испытательных узлов;
- монтаж и сварка трубопроводов обвязки;
- установка кранов на трубопроводы обвязки;
- установка емкости для воды;
- предварительное гидравлическое испытание узла и обвязочных трубопроводов;
- испытание рабочей плети;
- демонтаж испытательных узлов и узлов трубопроводов обвязки.

					Финансовый менеджмент	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 5.3. Анализ конкурентных технических решений с позиции

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

					Финансовый менеджмент	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,11	4	4	4	0,40	0,4	0,4
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,19	5	3	3	0,90	0,54	0,54
3. Надежность	0,08	5	4	3	0,35	0,28	0,21
4. Простота эксплуатации	0,12	5	4	3	0,55	0,33	0,33
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,10	5	3	3	0,45	0,27	0,27
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,09	5	4	5	0,35	0,28	0,35
3. Цена	0,06	5	4	4	0,25	0,2	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,09	5	5	5	0,4	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,04	5	3	3	0,15	0,09	0,09
6. Наличие финансирования	0,04	4	5	4	0,12	0,15	0,12
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>48</b>	<b>43</b>	<b>40</b>	<b>4,17</b>	<b>3,14</b>	<b>3,06</b>

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  
 $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Основываясь на знаниях о конкурентах, следует объяснить:

- чем обусловлена уязвимость позиции конкурентов и возможно занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка;

- в чем конкурентное преимущество разработки.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации гидравлических испытаний: повышенная энергоэкономичность, повышенная безопасность и надежность, увеличение производительности, длительный срок эксплуатации.

#### **5.4. SWOT – анализ**

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT-анализ. SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Таблица 5.3 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Увеличение нефтеотдачи на месторождениях.</p> <p>С3. Надежность работы трубопроводного оборудования.</p> <p>С4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С5. Повышение качества выпускаемой продукции</p>	<p><b>Слабые стороны научно исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1.Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с разработкой.</p> <p>Сл2.Адаптация программы к разным месторождениям.</p> <p>Сл3.Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1.Улучшение качества промысловой подготовки нефти</p> <p>В2.Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3.Повышение управляемости и ,надежности установки</p> <p>В4. Уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций.</p>	<p><b>СиВ:</b></p> <p>Разработка математической модели для промысловой подготовки нефти, которые позволяют минимизировать затраты и достоверно прогнозировать влияние технологических параметров на основные показатели промысловой подготовки нефти.</p>	<p><b>СЛиВ:</b></p> <p>1.Разработка научного пособия с целью обучения кадров</p> <p>2.Создание инжиниринговой услуги по адаптации программы под заданные параметры.</p> <p>3.Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>4.Проведение противопожарных,противоаварийных мероприятий</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>	<p><b>СВиУ:</b></p> <p>1.Продвижение программы с целью создания спроса</p> <p>2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта</p> <p>3.Сертификация и стандартизация продукта</p>	<p><b>СЛиУ:</b></p> <p>1.Ограничение на экспорт технологии в связи с отсутствием прототипа разработки.</p> <p>2.Создание инжиниринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом</p> <p>3.Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>



Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (5.2)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

Где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

## 5.7. Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.5)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году; ( $T_{\text{кал}} = 366$ );

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году; ( $T_{\text{вых}} = 118$ );

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году. ( $T_{\text{пр}} = 15$ );

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 104 - 15} = 1,48.$$

Все рассчитанные значения сведены в таблице 5.5.





██████████ - руководитель ██████████ - исполнитель

### 5.8. Бюджет научно-технического исследования

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: Спецодежда, оплата труда машинистов (Агрегаты наполнительноопрессовочные: до 500 м3 /ч; Агрегаты опрессовочные с подачей при наполнении 25 м3 /ч), Стоимость элементов установки (Корпус (сталь 17Г1С); Поршень (сталь 17Г1С)), топливо. Все необходимое оборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Смета затрат на необходимые материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед. руб.			Затраты на материалы, (3м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Спецодежда	шт.	2	2	2	2000 0	2000 0	2000 0	40000	40000	40000
Агрегаты наполнительноопрессовочные: до 500 м3 /ч	маш.-ч	137	130	115	3801 ,3	3801 ,3	3801 ,3	52077 8,1	49416 9	43714 9,5
Агрегаты опрессовочные с подачей при наполнении 25 м3 /ч	маш.-ч	79	68	56	832, 2	832, 2	832, 2	65743, 8	56589, 6	46603, 2
Корпус (сталь 17Г1С)	шт.	1	1	1	4348 01	4348 01	4348 01	43480 1	43480 1	43480 1
Поршень (сталь 17Г1С)	шт.	1	1	1	5963 3	5963 3	5963 3	59633	59633	59633
Топливо	л	25	23	20	46	46	46	1150	1058	920
<b>Итого:</b>								11221 05,9	10862 50,6	10191 06,7

## 5.9. Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 33162,9руб., для исполнителя (студент) – 2700 руб. Расчет основной заработной платы сводим в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб.	T <sub>р</sub> ,раб.дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	33162,9	1,3	43111,7	1960	22	43340
Студент	2700	-	2700	125	56	7000

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.6)$$

где  $Z_{осн}$ ,  $Z_{доп}$  – основная и дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5.7)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 5.6);

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	41	75
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	17	17
– праздничные дни	2	2
Потери рабочего времени		
– отпуск	-	-
– невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	22	56

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (5.9)$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, 7551 руб;  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты (0,15);  $Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 5.10 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

	<b>Заработная плата</b>	<b>Социальные отчисления</b>
Руководитель	49841	13506,9
Исполнитель	7000	0
Итого	56841	13506,9

### **5.10. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)**

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = K_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (5.10)$$

где  $k_{внеб} = 27,1\%$  коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс.руб		Дополнительная заработная плата, тыс. руб	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	43340	43340	6501	6501
Исполнитель проекта	7000	7000	1050	1050
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271			
Итого:				
Исполнение 1			Исполнение 2	
13506,9			13506,9	

### 5.11. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр}, \quad (5.11)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Исполнение 1: 19236,3

Исполнение 2: 19294,2

Исполнение 2: 19252,7

## 5.12. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 5.12.

Таблица 5.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	1122105,9	1086250,6	1019106,7
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	56841	56841	56841
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7551	7551	7551
4. Отчисления во внебюджетные фонды	13506,9	13506,9	13506,9
5. Накладные расходы	19236,3	19294,2	19252,7
Бюджет затрат НТИ	1219241,1	1183443,7	1116258,3

В результате полученных данных, был рассчитан бюджет затрат научно-исследовательской работы для двух исполнителей.

Наиболее низким по себестоимости оказался проект третьего исполнителя, затраты на его полную реализацию составляют 1116258,3 рубля.

### 5.13. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\phi_{\rho i}}{\phi_{max}}, \quad (5.12)$$

где  $I_{финр}^{исп.i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\phi_{\rho i}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Рассчитаем интегральный финансовый показатель:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{1219241,1}{1219241,1} = 1;$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{1183443,7}{1219241,1} = 0,97;$$

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{1116258,3}{1219241,1} = 0,92;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\rho i} = \sum a_i \cdot b_i;$$



где:  $a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 5.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда	0,20	5	5	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Ремонтнопригодность	0,15	4	4	5
4. Энергосбережение	0,25	4	4	5
5. Надежность	0,30	5	4	4
6. Материалоемкость	0,10	4	4	5
ИТОГО:	1	27	25	28

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,10 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 = 4,6;$$

$$I_p = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,10 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,2;$$

$$I_p = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,10 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсо-эффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_p}{I_{финr}} = \frac{4,6}{1} = 4,6$$

$$I_{исп2} = \frac{I_p}{I_{финr}} = \frac{4,2}{0,97} = 4,33$$

$$I_{исп3} = \frac{I_p}{I_{финr}} = \frac{4,6}{0,92} = 5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}} \quad (5.13)$$

Сравнительная эффективность разработки представлена в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,97	0,92
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,2	4,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,6	4,33	5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,06	1,16

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы: составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта; определение бюджета проекта.

Учитывая показатели ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать исполнение 3.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет равный 1116258,3 руб.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- Определены объем и номенклатура подготовительных работ к проведению гидравлических испытаний, а также определено минимальное время необходимое для поднятия давления до испытательного  $t = 3ч 38$  мин.

-Исследованы основные факторы, такие как температура окружающей среды и испытательная жидкость, и их влияние на процесс гидравлических испытаний. Определена зависимость изменения объема испытательной жидкости и давления от ее температуры в течение суток по двум методикам ОАО «АК «Транснефть» и «ВНИИСТ», по которым результаты для испытываемого участка нефтепровода  $D_n = 530$  мм и  $L=5$  км равны: падение температуры от  $22^{\circ}C$  до  $15^{\circ}C$  влечет сжатие жидкости на  $\Delta V= 1,07$  м<sup>3</sup>, а падение давления на  $\Delta P = 1632$  КПа, а при повышении температуры во второй половине испытаний от  $15^{\circ}C$  до  $24^{\circ}C$  происходит расширение жидкости на  $\Delta V= 1,65$  м<sup>3</sup> и давление повышается на  $\Delta P = 2235$  КПа. Изменение показателей давление более чем на 0,1 МПа препятствует проведению регламентированных испытаний, что может привести к остановке испытания и дополнительным затратам.

-Предложены основные варианты компенсации давления, от изменения температуры в достаточно широких пределах, стабилизатор давления исполнения I для стабилизации давления в испытуемом трубопроводе за счет компенсации изменения объема, в результате теплообмена с окружающей средой, а также система из тепловых элементов и преобразователя Д-563 для стабилизации давления в испытуемом трубопроводе за счет компенсации изменения температуры.

					Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кондауров О. О.				<b>Заключение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А. В.						91	96
Консульт.								
Рук. ООП	Брусник О. В.					<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		

### Список использованных литературных источников

1. Трудовой кодекс Российской Федерации. Официальный текст: текст Кодекса приводится по состоянию на 1 января 2018 г. – Москва: Статус, 2018. – 280 с.
2. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.
3. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>
4. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901703278>
5. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606>
6. ВСН-34-91 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4293768/4293768258.htm>
7. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9051953>

					Технология проведения гидравлических испытаний промысловых нефтепроводов в условиях Западной Сибири			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Кондауров О. О.			<b>Список использованных литературных источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А. В.					92	96
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2Б6Б</b>		
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						

8. ГОСТ Р 51330.19-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008236>
9. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах промысловых нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ . [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://firenotes.ru>
- 10.ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru>
- 11.ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Охрана труда. Техника безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tehbez.ru>
- 12.ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200080203>
- 13.ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током. Общие положения по безопасности, обеспечиваемой электрооборудованием и электроустановками в их взаимосвязи. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-rmek-61140-2000>
- 14.ВСН 014-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru>

- 15.РД 13.220.00-КТН-575- 06 Правила пожарной безопасности на объектах промысловых нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" и дочерних акционерных обществ (взамен ВППБ-01-05-99, ППБО-104-83) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://firenotes.ru/x\\_rd/rd-13.220.00-ktn-575-06/rd-13.220.00-ktn-575-06\\_a.html](http://firenotes.ru/x_rd/rd-13.220.00-ktn-575-06/rd-13.220.00-ktn-575-06_a.html)
- 16.ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением". [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/499031170>
- 17.ПБ 03-585-03 "Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".[Электронный ресурс] URL: <http://www.ntcexpert.ru/documents/docs/PB-03-585-03.pdf>
- 18.ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080203>
- 19.ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606>
- 20.Санитарные правила и нормы (СанПиН) 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901704046>
- 21.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>
- 22.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084092>

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94



32. Гидравлические испытания трубопроводов: проверка магистралей на работоспособность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://trubamaster.ru/vodoprovodnye/gidravlicheskie-ispytaniya-truboprovodov.html>
33. И-473-ГТП-171-12 «Типовые технические решения по применению водозаборного устройства для гидроиспытаний при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов организаций системы «АК «Транснефть»»
34. ВСН 011-88/Миннефтегазстрой Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200001424>
35. ОР-19.000.00-КТН-194-10 «Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубной диагностики нефтепроводов после завершения строительномонтажных работ»
36. СП 411.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/554403225>
37. ГОСТ Р 54086-2010 Стабилизаторы давления. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200082852>
38. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173>
39. ВСН 005-88/Миннефтегазстрой Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003074>

						Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			96