

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

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02. «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>«Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода после гидроудара»</b>

УДК 621.643:532.595:539.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Рудачев Иван Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Т.Р.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»	Манабаев К.К.	доцент, к.ф.-м.н		

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02. «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/ К.К.Манабаев  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е31	Рудачеву Ивану Викторовичу

Тема работы:

«Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода после гидроудара»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	26.01.2018 №415/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Участок нефтепровода камеры приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода. 2. Изучение конструкции трубопровода, и его деталей. 3. Аналитический расчет трубопроводов на прочность от действия внутреннего давления жидкости. Аналитический расчет гидравлического удара трубопровода, а также рассмотрение методов избегания гидравлического удара. 4. Разработка и сравнительный анализ при помощи программы ANSYS.

	5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 6. Социальная ответственность.
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.э.н. Рахимов Тимур Рустамович
Социальная ответственность	к.х.н. Король Ирина Степановна

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф. -м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E31	Рудачев Иван Викторович		

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

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Уровень образования: Бакалавриат

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Период выполнения                          весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018г.
--	--------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2018	Сдача обзора литературы	35
12.04.2018	Сдача объектов и методов исследования	25
11.05.2018	Сдача расчетно-конструкторской части	30
18.05.2018	Исправление ошибок	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Профессиональные компетенции</b>		
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для разработки оборудования нефтяных и газовых промыслов.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-20, ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового производства для решения междисциплинарных инженерных задач.	Требования ФГОС (ПК-16, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.2, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтегазопромыслового оборудования, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3; ПК-10; ОК-2, ОК -6), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование нефтяных и газовых промыслов, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6; ПК-9;
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового производства.	ПК -23, ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3; п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать нефтегазопромысловое	Требования ФГОС (ПК-19; ПК-20; ПК-21, ПК-24, ОК-6; ОК-7), Критерий 5 АИОР (п.

	оборудование, обеспечивать его высокую эффективность работы, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на нефтегазовом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	5.2.4; п. 5.2.6; п. 5.2.7), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
<b>Универсальные компетенции</b>		
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-5; ОК-Ю; ПК-6, ПК-17, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ПК-22, ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4, п. 5.2.5; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

## Реферат

Данная выпускная бакалаврская работа включает в себя: 84 страниц, 17 рисунков, 22 таблицы, 43 формулы, 20 источников.

Объект исследования — работа по анализу напряженно-деформированного состояния (НДС) конструкций нефтегазопровода  $\varnothing 273 \times 10$  участка камеры СОД.

Цель и задачи работы: Анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода после гидроудара; изучение конструкции трубопровода и его деталей; расчеты на прочность трубопровода; расчет на прочность камеры запуска СОД; разработка и сравнительный анализ при помощи программного комплекса ANSYS.

В дипломной работе рассмотрены общие сведения о причинах возникновения напряженно-деформированного состояния трубопровода в процессе эксплуатации, методах ликвидации причин их возникновения.

Выпускная работа представлена в текстовом редакторе Microsoft® Word 2007.

**Ключевые слова:** трубопровод, камера запуска СОД, гидравлический удар, напряженно-деформированное состояние (НДС), транспортировка нефтепродуктов, нефть, газ.

## Оглавление

Введение	9
1. Нефтепровод. Состав сооружений нефтепроводов.	11
1.1 Классификация трубопроводов	11
1.2 Трубы для нефтепроводов	12
1.3 Состав сооружений магистральных нефтепроводов	14
1.4 Узлы запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики	16
1.5 Внутритрубная диагностика	19
2. Гидравлический удар. Методы защиты от гидравлического удара	23
2.1 Причины возникновения гидравлического удара	23
2.2 Камера СОД	26
2.3 Теория и аналитический расчет трубопроводов на прочность от действия внутреннего давления жидкости	28
2.4 Аналитический расчет гидравлического удара трубопровода	31
2.5 Средства и методы защиты трубопроводов от гидроудара	33
3 Расчетная часть	39
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
5 Социальная ответственность	70
Заключение	
Список использованных источников	



## **Введение**

Россия обладает крупнейшими запасами топливно-энергетических ресурсов: запасы нефти в стране оцениваются в 44 млрд. т, газа - 127 трлн. м<sup>3</sup>. Данные ресурсы крайне неравномерно распределены по территории нашей страны – основные их объемы сосредоточены в Западной Сибири. Значительные запасы нефти и газа имеются в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Урало-Поволжье, а перспективным районом нефтегазодобычи является Восточная Сибирь.

При этом основные потребители нефти и газа находятся в европейской части страны, а значительная часть добываемых энергоресурсов экспортируется на мировые рынки. Все это делает необходимым транспортировку значительных объемов нефти и газа на большие расстояния.

Основным видом применяемого для этого транспорта служит трубопроводный транспорт. Данный вид транспорта обеспечивает бесперебойность поставок, экологичность, независимость от внешних условий, надежность, автоматизированность, отсутствие холостого пробега, в отличие от использования других видов транспорта.

Все это делает роль трубопроводного транспорта в развитии топливно-энергетического комплекса и экономики нашей страны в целом чрезвычайно значительной.

При этом следует учитывать, что при эксплуатации трубопроводы подвергаются воздействию различных нагрузок и неблагоприятных внешних факторов. Одним из наиболее опасных силовых воздействий на трубопроводы является гидравлический удар - скачок давления в системе трубопроводов, заполненной жидкостью, вызванный быстрым изменением скорости потока этой жидкости.

Гидравлический удар способен вызывать образование продольных трещин в трубах, что может привести к их расколу, или повреждению других элементов трубопровода.

Авария нефте- и газопровода является чрезвычайной ситуацией, влекущей за собой значительный финансовый и экологический ущерб, а потому при

проектировании трубопроводов для транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа следует особое внимание уделять правильности их прочностных расчетов и защите от гидроудара, а также анализу его последствий для дальнейшей эксплуатации трубопровода и его элементов.

Объектом исследования в данной работе являются трубопроводы нефти и нефтепродуктов.

Субъектом исследования является анализ поврежденно-деформированного состояния поврежденного участка камеры запуска СОД.

Целями и задачами данной работы являются:

- изучение общих сведений о нефтепроводах;
- изучение материалов конструкции нефтепроводов;
- изучение конструкции камеры СОД нефтепроводов;
- изучение теории гидравлического удара в нефтепроводе;
- выполнение расчета на прочность камеры СОД;
- построение модели трубопровода в программе ANSYS.

# 1. Нефтепровод. Состав сооружений нефтепроводов

## 1.1. Классификация трубопроводов

Трубопроводами называют устройства, которые служат для транспортирования жидких, газообразных и сыпучих веществ.

Трубопроводы состоят из соединенных между собой участков труб, деталей трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, опор и подвесок, крепежных материалов (болтов, шпилек, гаек), прокладок и уплотнений.

Трубопроводы по своему назначению разделяют на следующие группы:

1. промысловые - на промыслах соединяют скважину с установками подготовки нефти или с другими различными объектами;
2. магистральные (МН) - транспортируют товарную нефть и нефтепродукты (в том числе бензин и стабильный конденсат) из районов добычи, хранения или производства до мест потребления (пунктов налива в цистерны, нефтебаз, нефтеналивных терминалов, НПЗ);
3. технологические - транспортируют различные вещества в пределах промышленного предприятия.

Согласно СНиП 2.05.06 - 85 магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб:

I – 1000 – 1200 мм включительно;

II – 500 – 1000 мм включительно;

III – 300 – 500 мм включительно;

IV – 300 мм и менее. [13]

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.07 - 85 устанавливает категории для магистральных нефтепроводов, которым предъявляются соответствующие прочностные характеристики на любом участке трубопровода:

Диаметр нефтепровода, мм	700	700 и более
--------------------------	-----	-------------

Категория нефтепровода:

Подземная	IV	III
-----------	----	-----

В северной климатической зоне все трубопроводы относятся к категории Ш. Отдельные участки нефтепроводов могут относиться к высшей категории В, категории I или II. К высшей категории В относятся трубопроводы диаметром 1000 мм и более проходящие через судо- и несудоходные реки. Участки под- и надводные переходы через реки, болота типов II и Ш, горные участки, вечномерзлые грунты относятся к I категории.

К участкам категории II относятся под- и надводные переходы через реки, болота типа II, косогорные участки, переходы под дорогами и т.д.

В зависимости от физико-химических свойств и рабочих параметров технологические трубопроводы подразделяются на три группы А, Б, В и пять категорий. Категорию и группу технологического трубопровода устанавливают по классу опасности перекачиваемых веществ. Вредные вещества следует определять по ГОСТ 12.1.005 - 76 и ГОСТ 12.01.007 - 76, взрыво- пожароопасность - по ГОСТ 12.1.004 - 76. Нефти имеют класс опасности II, масла минеральные нефтяные - Ш, бензины - IV. [3]

## **1.2. Трубы для нефтепроводов**

Основной вид труб для нефтепроводов - стальные трубы. Благодаря совершенствованию технологии изготовления и внедрения разнообразных испытаний достигнуты высокая стабильность механических и технологических свойств, большая несущая способность, а особенно 100 %-ого неразрушающего контроля качества сварных швов и металла. За счет чего трубы стали наиболее надежными и долговечными.

Химический состав сталей определяет качество, свойства труб, и технико-экономическую целесообразность их применения.

Зная химический состав стали, можно оценить некоторые ее свойства, например, свариваемость. Притом, что углерод ухудшает свариваемость по

сравнению с другими элементами, оценку свариваемости проводят по углеродному эквиваленту  $C_3$ , значение которого должно быть ниже 0,46 %.

Для изготовления и ремонта нефтепроводов применяется низколегированная конструкционная сталь. Которая имеет ряд преимуществ по сравнению с углеродистой сталью обыкновенного качества: ее предел текучести  $\sigma_B$  выше, меньше склонность к хладноломкости, меньше чувствительность к старению, хорошая свариваемость, коррозионная стойкость выше.

В строительстве магистральных трубопроводов применяются трубы стальные бесшовные, спиральношовные, электросварные прямошовные и других специальных конструкций. Изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей диаметром до 500 мм включительно, для труб диаметром до 1020 мм из низколегированных сталей и для диаметра до 1420 мм из низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии.

Несущая способность металла труб снижается пропорционально ослаблению толщины стенки различными дефектами металлургического, технологического и строительного характера, повышающими склонность металла к хрупкому разрушению.

Основные физические характеристики стали для труб: плотность  $\rho = 7850$  кг/м<sup>3</sup>, модуль упругости  $E_0 = 206000$  МПа, коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла упругой  $\mu_0 = 0,3$ , коэффициент линейного расширения  $\alpha = 0,00001212$  град<sup>-1</sup>, а пластической  $\mu$  принимается по п. 8.25 СНиП 2.05.06 - 85. [16]

Некоторые прочностные характеристики труб приведены в таблице 1.

У стальных труб отношение предела текучести к временному сопротивлению должно быть не более 0,75 – для труб из углеродистых сталей и не более 0,8 – для труб из низколегированных сталей. Такой важный показатель для труб, как ударная вязкость, зависит от диаметра. Так, для труб диаметром 1200 мм при рабочем давлении от 5,5 до 7,5 МПа ударная вязкость должна составлять 6 кгс·м/см<sup>2</sup>, для труб 1 400 мм при рабочем давлении 5,5–7,5 МПа – 8 кгс·м/см<sup>2</sup>. [4]

Сварное соединение труб должно быть равнопрочно основному материалу. Трубы диаметром 1 020 мм и более изготавливаются из рулонной и листовой стали, прошедшей 100 % контроль физическими неразрушающими методами.

Таблица 1 - Прочностные характеристики труб [4]

Внешний диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Конструкция сварного шва	Временное сопротивление разрыву, Н/мм <sup>2</sup> , не менее	Предел текучести, Н/мм <sup>2</sup> , не менее
1420	20,5	17Г1С	прямой	560	420
1420	16,5	17Г1С	прямой	600	420
1220	15,2	17Г1С	прямой	520	360
1220	12	17Г2СФ	спиральный	600	380
380	10,5	17Г2СФ	прямой	600	420
1020	14	17Г1С	прямой	520	360
1020	11	14ХГС	прямой	500	350
820	11	17Г1С	прямой	520	360
720	9	17Г1С	прямой	520	360
720	10,5	14ХГС	прямой	500	350
520	7,5	17ГС	прямой	520	360
426	10	20	бесшовный	420	250
325	8	20	бесшовный	420	250
325	7	10	прямой	340	250

### 1.3. Состав сооружений магистральных нефтепроводов

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные наливные и перекачивающие насосные станции и резервуарные парки (рисунок 1). Линейные сооружения согласно СНиП 2.05.06 - 85 включают: трубопровод с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств; установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода; линии

электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противозэрозийные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; указатели и предупредительные знаки.

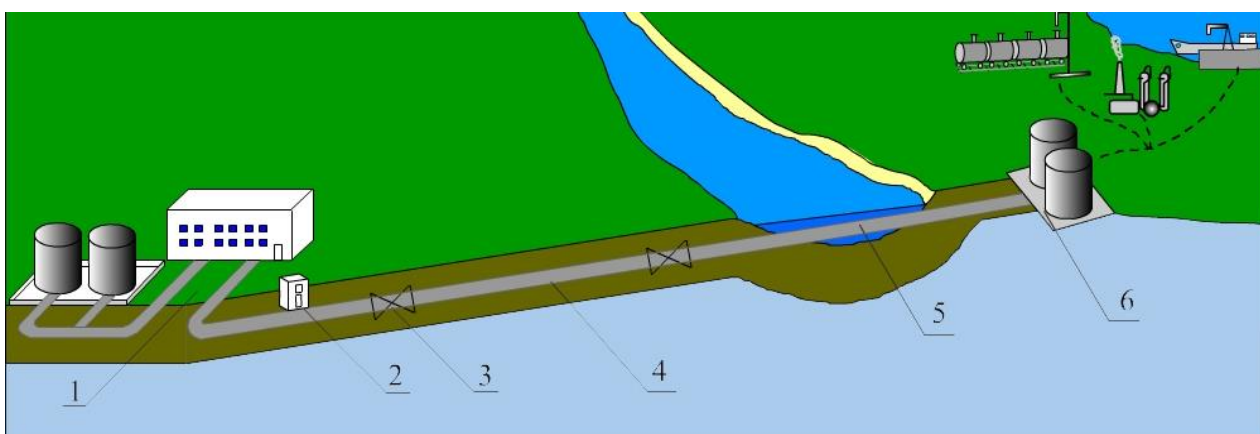


Рисунок 1 - Схема сооружений магистрального нефтепровода:

1 - головные сооружения (резервуары, насосная, электростанция и др.); 2 - узел пуска скребка; 3 - трубопроводная арматура; 4 - магистральный трубопровод; 5 - подводный переход через реку; 6 - конечный распределительный пункт;

На трубопроводе с интервалом 10 - 30 км для перекрытия участков в случае ремонта или аварии устанавливают линейные задвижки.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются с интервалом 70 - 150 км. НПС нефтепроводов оборудуются центробежными насосами с электроприводом. Подача насосов применяемых в настоящее время достигает 12500 м<sup>3</sup>/ч. Начало нефтепровод берет в головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС), которая находится вблизи нефтяного промысла. Также на насосной станции имеются вспомогательные сооружения: трансформаторная подстанция, котельная, система водоснабжения, канализации, охлаждения и т.д.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах для подогрева высокозастывающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов, иногда их совмещают

с насосными станциями. Трубопроводы снабжаются теплоизоляцией для уменьшения тепловых потерь.

Конечный пункт нефтепровода - резервуарный парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, откуда нефть перевозится танкерами к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.

#### **1.4. Узлы запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики**

В состав магистральных нефтепроводов входят узлы запуска, пропуска и приема СОД, которые должны выполнять следующие функции:

- запуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств;
- прием внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств;
- пропуск внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств.

При проектировании магистрального нефтепровода расстояние между узлами запуска и приема СОД необходимо обосновывать в проекте с учетом технических характеристик внутритрубных диагностических приборов и физико-химических показателей перекачиваемой нефти. Максимальная протяженность участка магистрального нефтепровода между узлами запуска и приема СОД должна быть:

- для нефтепровода условным диаметром до 400 мм включительно - 120 км;
- для нефтепровода условным диаметром от 500 до 1200 мм - 280 км. [20]

В комплектацию камер запуска, приема СОД входят:

- площадки обслуживания (для камер Ду 400 и более);
- грузоподъемные механизмы для перемещения, запасовки и извлечения СОД;
- датчик контроля герметичности;
- манометр класса точности не ниже 1;
- сигнализатор прохода СОД;
- датчик давления класса точности не ниже 0,25;
- поддон для сбора нефтешлама.



Грузоподъемные механизмы камеры должны обеспечивать надежную работу по запасовке, перемещению и извлечению односекционных и многосекционных СОД.

От расположения патрубков подвода и отвода нефти по отношению к направлению перекачки, камеры запуска и приема СОД изготавливаются правого (ПР) или левого (Л) исполнения.

Камеры запуска и приема СОД в зависимости от условий эксплуатации принимаются следующих климатических исполнений и категорий размещения по ГОСТ 15150:

- при эксплуатации в районе с умеренным климатом и размещении на открытом воздухе с температурой окружающей среды от минус 45 до плюс 40 °С – исполнение У, категория размещения 1;
- при эксплуатации в макроклиматическом районе с холодным климатом и размещении на открытом воздухе с температурой окружающей среды от минус 60 до плюс 40 °С – исполнение ХЛ, категория размещения 1.

Конструкция камер запуска и приема СОД должна быть рассчитана для работы с давлением не более 8,0 МПа и установлена в районах с сейсмичностью не более 9 баллов по шкале Рихтера.

Камера представляет собой два цилиндрических корпуса, диаметр одного из которых равен диаметру магистрального трубопровода, другой – увеличенного диаметра, которые соединены между собой эксцентрическим переходом.

Корпус (обечайка, днища и крышка люка) камер СОД изготавливаются из стали 09Г2С, трубы штуцеры, горловина – из стали 35, 20ХНЗА. Для сварки используются электроды марки Э42А, Э50А.

На патрубках отвода нефти камер приема СОД должны предусматриваться решетки.

Минимальная длина прямолинейного участка от расширенной части камеры СОД до границы гнutoго отвода, а также расстояние между входной секцией задвижкой и расширенной частью камеры приема должно быть не менее величины  $L_1$ , указанной в таблице 2.

Для дренажа нефти из камер запуска, приема СОД устанавливается подземная горизонтальная дренажная емкость.

Для обеспечения безопасного приема и извлечения СОД, камера приема (рисунок 2) должна иметь конструктивные размеры, указанные в таблице 2.

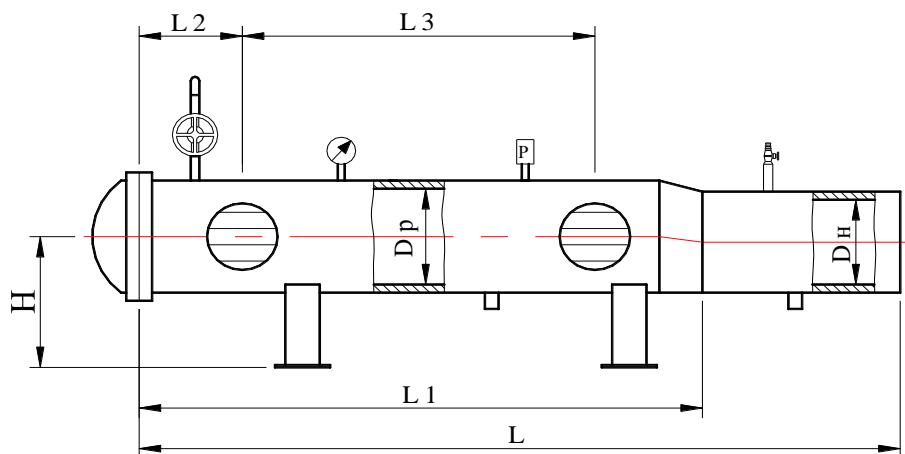


Рисунок 2 - Камера приема СОД

Таблица 2 – Конструктивные размеры камеры приема СОД [19]

Наименование показателей и единицы Измерения	Значение										
Номинальный диаметр трубопровода, мм.	159	219	273	325	377	426	530	720	820	1020	1220
$D_H$ – минимальное проходное сечение номинальной части камеры, мм.	150	200	250	300	350	400	500	700	800	1000	1200
$D_P$ – минимальное проходное сечение расширенной части камеры, мм.	200	250	300	350	400	500	600	800	900	1100	1300
$L$ – минимальная длина камеры, мм.	8900		9600		10900	10600	10200	12600		15200	
$L_1$ – минимальная длина расширенной части камеры, мм.	7400		8100		9800	9500	8800	11600		13200	
$L_2$ – расстояние от патрубка отвода нефти до затвора камеры, мм.	500		500		600	600	800	1000		1200	
$L_3$ – минимальное расстояние между патрубками отвода нефти, мм.	6400	6450	7100		8550	8250	7100	9000		10200	10300
$H$ – расстояние от опоры до оси камеры, мм.	950	950	1000	1000	1050	1100	1200	1300	1400	1500	1600

### 1.5. Внутритрубная диагностика нефтепроводов

Техническое состояние линейной части магистрального нефтепровода характеризуется ее несущей способностью, герметичностью и работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры. Основными факторами, которые влияют на эксплуатационную надежность, являются:

- наличие недопустимых соединительных деталей;
- наличие дефектов на внутренней и наружной поверхности трубопровода, а также стенке трубопровода и в местах заводских и монтажных сварных стыков.

Для выявления этих дефектов проводится внутритрубная диагностика. В настоящее время основным способом диагностики трубопроводов, находящихся в

эксплуатации, является внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП). Основной принцип такого исследования заключается в том, что прибор перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти и с помощью ультразвукового или магнитного сканирования запоминает полную картину дефектов трубопровода.

Перед началом запасовки внутритрубных идентифицирующих приборов необходимо:

- проверить исправность устройства и всех узлов камеры приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики, положение задвижек и сигнализатора;
- проверить работоспособность и закрытие задвижки на дренажной линии камеры приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики;
- проверить наличие патрубков для удаления воздуха на камере приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики и в конце прямолинейного участка до секущей задвижки;
- произвести опробование задвижек камеры приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики на полное открытие и закрытие;
- проверить работоспособность сигнализаторов камеры приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики;
- проверить герметичность задвижек на обводных линиях камер приема, пуска и запуска средств очистки и диагностики;
- проверить работу средств телемеханики;
- произвести контрольное обследование участка трассы с целью проверки состояния готовности нефтепровода к пропуску;
- проверить работоспособность передатчика, низкочастотного и акустического локатора, маглоггеров, магнитометра;
- проверить наличие связи с диспетчером РНУ по трассе резервной нитки;
- закрыть все задвижки трубопроводов обвязки камеры пуска;
- освободить камеру пуска от продукта.

Перед транспортировкой внутритрубного идентифицирующего прибора он должен быть подготовлен к работе в соответствии с эксплуатационной документацией на данный прибор.

Программирование пропуска ВИП должно быть выполнено за пределами взрывоопасной зоны и при закрытой камере пуска.

Для контроля за движением ВИП во время пропуска вдоль нефтепроводов устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью нефтепроводов в местах установки километровых или маркерных знаков, и расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км. Для определения местонахождения ВИП на трассе нефтепроводов все они снабжены специальными приемопередатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение прибором маркерных отметок.

Проведение диагностики способствует раннему обнаружению дефектов, их своевременному устранению и предупреждению аварийных ситуаций, сокращению трудозатрат и времени необходимых ремонтных работ.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов существует две группы устройств внутритрубной инспекции:

- калибровочные устройства и профилемеры;
- ультразвуковые и магнитные дефектоскопы.

Устройства первой группы используют для проверки внутренней геометрии нефтепроводов. Они позволяют с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода. К данным устройствам относят следующие типы ВИП:

- профилемер – предназначен для измерения внутреннего проходного сечения НП, выявления отводов и определения их местоположения;
- шаблон профилемера – является габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащен механическим измерительным блоком;
- скребок-калибр – предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода;

- скребок-калибратор – предназначен для выявления недопустимых сужений нефтепроводов (менее 85 % номинального наружного диаметра) и оценки возможности пропуска очистных устройств и ВИП по магистральным трубопроводам диаметром 159 и 219 мм;
- устройство контроля качества очистки – для проведения контроля качества очистки внутренней полости и стенок нефтепроводов. [20]

Устройства второй группы используют для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п. К данным устройствам относят следующие типы ВИП:

- ультразвуковой дефектоскоп WM – предназначен для определения дефектов стенок методом ультразвуковой толщинометрии;
- магнитный дефектоскоп MFL – предназначен для оценки состояния стенок трубопровода и дефектов кольцевых сварных стыков;
- ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD» – предназначен для обнаружения трещин на стенках трубопровода и сварных швах импульсным эхо-методом. [20]

## 2. Гидравлический удар. Методы защиты от гидравлического удара

### 2.1. Причины возникновения гидравлического удара

Гидравлический удар (перегрузки по давлению) возникает при внезапном торможении потока жидкости в напорном трубопроводе.

Рассмотрим механизм возникновения перегрузок по давлению на простейшей модели.

Пусть имеется система, состоящая из резервуара и трубопровода, в котором поддерживается давление  $P_0$ . В конце трубопровода, со скоростью  $w_0$  двигалась жидкость, было произведено мгновенное закрытие крана (рисунок 3). При этом жидкость, прилегающая к крану, мгновенно затормозится, и ее кинетическая энергия перейдет в потенциальную энергию давления  $\Delta P_{уд}$ , что приведет к сжатию жидкости и расширению стенки трубопровода. Данная величина называется ударным давлением, а переходная область, давление в которой изменяется на величину  $\Delta P_{уд}$  называется ударной волной.

На заторможенные частицы жидкости будут набегать частицы, которые более удаленные от крана, и также будут останавливаться (рисунок 3 а). В результате объем остановленной и сжатой жидкости и длина растянутой части трубопровода будут увеличиваться в сторону обратную течению.

В определенный момент времени ударная волна достигнет резервуара. Жидкость окажется остановленной и сжатой во всей трубе, а стенки всего трубопровода - растянутыми (рисунок 3 б).

Поскольку жидкость в резервуаре практически неподвижна, и имеет свободную поверхность, дальнейшее распространение ударной волны вправо прекращается. Более того, под действием перепада давления  $\Delta P$ , частицы жидкости устремятся из трубы обратно в резервуар (рисунок 3 в). В результате сечение  $n - n$  со скоростью  $c$  будет перемещаться к крану. Поскольку жидкость и стенки трубы предполагаются упругими, то они возвращаются к прежнему состоянию. Потенциальная энергия деформации полностью переходит в кинетическую энергию, и в трубе устанавливается первоначальное давление  $P_0$ , а жидкость приобретает

первоначальную скорость  $w_0$ , но направленную теперь в противоположную сторону (рисунок 3 г).

С этой скоростью она стремится оторваться от крана, в результате чего возникает отрицательная ударная волна, давление в которой составляет  $P_0 - \Delta P_{уд}$ . Со скоростью  $c$  она направляется от крана к резервуару. В области пониженного давления стенки трубы сжимаются, а жидкость расширяется, то есть кинетическая энергия потока вновь переходит в потенциальную энергию, но противоположного знака (рисунок 3 д).

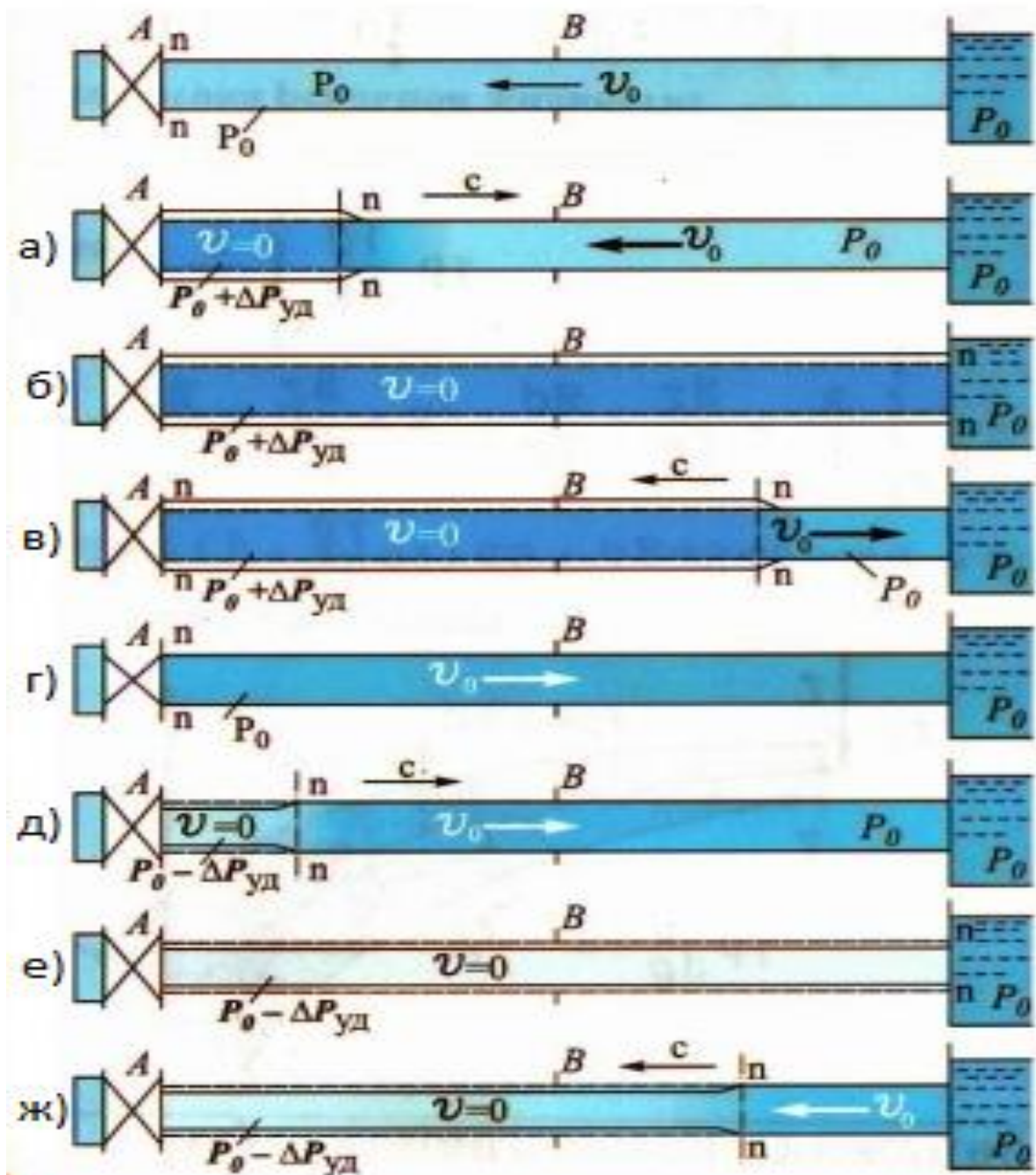


Рисунок 3 - Стадии гидравлического удара



В момент, когда отрицательная волна давления достигнет резервуара, скорость жидкости в трубе станет равна нулю, а абсолютное давление составит  $P_0 - \Delta P_{уд}$  (рисунок 3 е). Но так как давление в резервуаре более высокое, то жидкость снова устремится к крану со скоростью  $w_0$  (рисунок 3 ж). Как только отраженная от резервуара волна под давлением  $P_0$  достигнет крана, возникнет ситуация, уже имевшая место в момент его закрытия. После этого весь цикл гидравлического удара повторится.

Для расчета величины ударного давления Н. Е. Жуковским получена формула

$$\Delta P_{уд} = \rho \Delta w c, \quad (1)$$

где  $\rho$  - плотность перекачиваемой жидкости;

$c$  - скорость распространения ударной волны вдоль трубопровода.

$\Delta w$  - изменение скорости потока.

В соответствии с формулой Н. Е. Жуковского, всякое изменение скорости течения жидкости в трубопроводе вызывает пропорциональное ему изменение давления, и наоборот - изменение давления в потоке жидкости, текущей в трубопроводе, приводит к пропорциональному изменению скорости течения. Замедление потока ( $\Delta w > 0$ ) вызывает повышение давления, а увеличение скорости ( $\Delta w < 0$ ) - его понижение. [1, 2]

Величина  $\Delta P_{уд}$ , рассчитанная по формуле (1), наблюдается непосредственно в том месте, где на поток было оказано возмущение. По мере распространения волн повышенного и пониженного давления их амплитуда уменьшается из-за необратимых потерь энергии на трение.

Скорость распространения ударной волны равна скорости распространения звука в перекачиваемой жидкости и рассчитывается по формуле

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{E_0} + \frac{\rho D}{E \delta}}} \quad (2)$$

где  $E_0$  - модуль объемной упругости жидкости. [1, 2]

При увеличении диаметра трубопровода скорость распространения звука в трубопроводе снижается.

Как видно из формулы (1), величина ударного давления тем больше, чем выше плотность перекачиваемой жидкости, чем значительнее изменение скорости потока и чем меньше диаметр трубопровода.

Учитывая, что для нефтей и нефтепродуктов  $\rho \approx 700...900 \text{ кг/м}^3$ , а  $c \approx 1000 \text{ м/с}$ , легко получить оценку величины гидравлического удара в нефтепроводах, равной примерно 0,9 МПа на 1 м/с изменения скорости потока.

## 2.2. Камера СОД

Объектом исследования является участок трубопровода  $\varnothing 273 \times 10$  камеры запуска СОД.

Таблица 3 - Техническая характеристика и параметры

Наименования частей сосуда		Корпус
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		8,0/(80,0)
Расчетное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		8,0/(80,0)
Пробное давление спытания МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Гидравлическое	12,0/(120)
	Пневматическое	-
Рабочая температура среды, °С		От -20 до +80
Расчетная температура стенки, °С		80
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		-60
Наименование рабочей среды		Сырая нефть
Характеристика рабочей среды	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007	IV
	Категория взрывоопасности смеси по ГОСТ Р 51330.11-99	11А
	Категория пожароопасности смеси по ГОСТ Р 51330.11-99	ТЗ
Прибавка для компенсации коррозии (эрозии), мм		2
Вместимость, куб. м		1,0
Расчетный (назначенный) срок службы сосуда, лет		30

Таблица 4 - Сведения об основных частях сосуда

Наименование частей сосуда	Количество, шт.	Размеры, мм			Основной металл	
		Диаметр мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота) мм	Марка	ГОСТ (ТУ)
1. Корпус	1	-	-	-	-	-
1.1. Обечайка	1	325	14	4580	09Г2С	ГОСТ 19281-89
1.2. Переход	1	325	14	195	09Г2С	ГОСТ 19281-89
1.3. Обечайка	1	273	14	2350	09Г2С	ГОСТ 19281-89
1.4. Фланец корпуса	1	373	-	127	09Г2С	ГОСТ 19281-89
2. Хомут	1	-	-	-	-	-
2.1. Кольцо	1	425	-	72	09Г2С	ГОСТ 19281-89
2.2. Петли	2	-	40	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
2.3. Ребро	1	-	14	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
3. Крышка	1	-	-	-	-	-
3.1. Фланец крышки	1	378	-	100	09Г2С	ГОСТ 19281-89
3.2. Днище	1	325	12	106	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
4. Затвор концевой Ду 150	-	-	-	-	-	-
4.1. Хомут	1	245	-	54	09Г2С	ГОСТ 19281-89
4.2. Щеки	4	-	8	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
4.3. Ушко	2	-	36	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
4.4. Крышка	1	205	-	24	09Г2С	ГОСТ 19281-89

Таблица 5 - Данные о штуцерах, фланцах, крышках и крепежных изделиях

Наименование	Колличество, шт.	Размеры (мм)	Материал	
			Марка стали	ГОСТ (ТУ)
Патрубок входа продукта	1	∅ 273x12	09Г2С	ГОСТ 19281
Патрубок выхода продукта	1	∅ 114x12	09Г2С	ГОСТ 19281
Патрубок дренажа	1	∅ 57x12	09Г2С	ГОСТ 19281
Втулка	1	∅ 24x8	09Г2С	ГОСТ 5520
Штуцер	1	M16x1,5	20ХН3А	ГОСТ 15763
Штуцер	1	M20x1,5	Ст.35	ГОСТ 15763
Гайка	16	M27-7H	20ХН3А	СТП 26.260.2043-04
Шпилька	8	1M27-8g x170	20ХН3А	СТП 26.260.2043-04

### 2.3. Теория и аналитический расчет трубопроводов на прочность от действия внутреннего давления жидкости

При расчете на прочность трубопроводов принимаются следующие условия:

- прочность сварных швов равна прочности основному металлу трубы;
- толщина стенки трубы не изменяется, то есть, защищена изоляцией и не подвергается коррозии;
- овальность труб не влияет на прочность трубы и в расчете не указывается.

*Определение напряжений в трубопроводе.*

При работе трубопровода под действием внутреннего давления жидкости или газа возникают три вида напряжений: продольные  $\sigma_{пр}$ , кольцевые  $\sigma_{кц}$  и радиальные  $\sigma_{р}$ .

Основное условие обеспечения прочности трубопровода состоит в том, чтобы возникающие напряжения в металле труб не превышали допустимых напряжений:

$$\sigma < [\sigma] \quad (3)$$

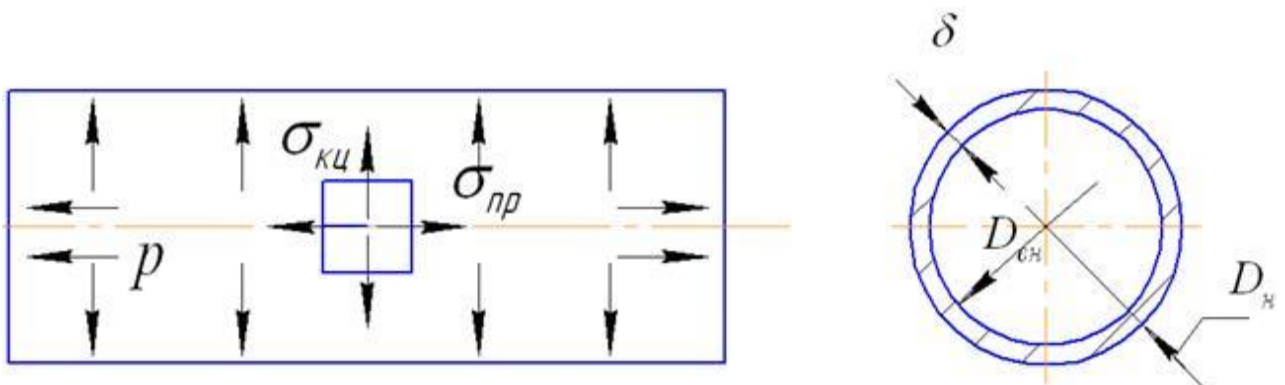


Рисунок 5 - Схема напряжений возникающих в трубопроводе.

$$[\sigma] = k \cdot \sigma, \quad (4)$$

где  $\sigma$  - величина напряжений, [МПа] или [кгс/см<sup>2</sup>];

$[\sigma]$  - величина допустимых напряжений, [МПа] или [кгс/см<sup>2</sup>];

$k$  - коэффициент, учитывающий запас прочности, принимается для линейной части трубопровода  $k=1,2$ , для ответственных участков — дюкеров, переходов через железные и автомобильные дороги и другие преграды  $k = 2$ .

Кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_k = P \cdot \frac{D_{вн}}{2} \cdot \delta, \quad (5)$$

где  $\sigma_k$  - кольцевые напряжения, [МПа] или [кгс/см<sup>2</sup>];

$P$  - давление в трубопроводе, [МПа] или [кгс/см<sup>2</sup>];

$D_n$  - Наружный диаметр трубы, [см];

$\delta$  - толщина стенки трубы, [см].

$$\sigma_k = 6,3 \cdot \frac{27,3}{2} \cdot 13 = 111,8 \text{ МПа.}$$

Осевые или продольные напряжения складываются из трех составляющих:

- напряжения от упругого изгиба;
- вторичных напряжений от внутреннего давления;
- термических напряжений.

Напряжения от упругого изгиба (на кривых участках, провисания между опорами при прокладке на участках, где невозможна подземная прокладка. И так далее) определяются по формуле:

$$\sigma_a = E \cdot \frac{D_n}{2} \cdot \delta, \quad (6)$$

где  $\sigma_a$  - напряжения упругого изгиба в кг/см<sup>2</sup>;

$E$  - модуль упругости металла, в расчете стальных конструкций принимается

$$E = 2,1 \cdot 10^6;$$

$D_n$  - наружный диаметр трубы в см;

$\delta$  - толщина стенки трубы в см.

$$\sigma_a = 2,1 \cdot \frac{27,3}{2} \cdot 13 = 74,5 \text{ МПа.}$$

Если трубопровод не зашпелен и может свободно перемещаться вдоль оси, то продольные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_n = P \cdot \frac{D_n}{4} \cdot \delta = 6,3 \cdot \frac{27,3}{4} \cdot 13 = 55,9 \text{ МПа.}$$

Вторичные напряжения от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_n = \mu_1 \cdot \sigma_k = \mu_1 \cdot P \cdot \frac{D_n}{2} \cdot \delta, \quad (7)$$

где  $\mu_1$  - коэффициент Пуассона, в расчете стальных конструкций принимается  $\mu_1 = 0,3$ ;

$\delta$  - толщина стенки трубы, см.

$$\sigma_n = 0,3 \cdot 6,3 \cdot \frac{27,3}{2} \cdot 13 = 33,5 \text{ МПа.}$$

Термические напряжения при изменении температуры стенок трубопровода определяются по формуле:

$$\sigma_n = -E \cdot \alpha \cdot \Delta t, \quad (8)$$

где  $E$  - модуль упругости металла;

$\alpha$  - коэффициент линейного расширения, в расчете стальных конструкций принимается  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  на  $1^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t$  - перепад температуры в трубопроводе во время перекачки.

Если подставить значения  $E$  и  $\alpha$  в формулу и выполнить вычисление, то получится:

$$\sigma_n = E \cdot \alpha \cdot \Delta t = 2,1 \cdot 10^6 \cdot 12 \cdot 10^{-6} \cdot \Delta t \approx 2,5 \Delta t, \quad (9)$$

*Определение толщины стенок трубопровода.*

Толщина стенок определяется по формуле:

$$\delta = P \cdot \frac{D_n}{2} \cdot \left( R_n \cdot k \cdot \frac{m}{n} + P \right), \quad (10)$$

где  $P$  - внутреннее давление в трубопроводе, кг/см<sup>2</sup>;

$D_n$  - наружный диаметр трубопровода, см;

$R_n$  - нормативное сопротивление материала, принимается для стали марки Ст.20—2200 кг/см<sup>2</sup>,  $k=0,9$ ;

$m$  - коэффициент, учитывающий условия работы трубопровода, при прокладке вне населенных пунктов принимается  $m=0,9$ , при прокладке в населенных пунктах  $m=0,75—0,8$ ;

$n$  - коэффициент, учитывающий перегрузки от возможного повышения эксплуатационного внутреннего давления, принимается  $n=(1,1—1,2)$  в зависимости от условий работы трубопровода.

$$\delta = 6,3 \cdot \frac{27,3}{2} \cdot \left( 2200 \cdot 0,9 \cdot \frac{0,8}{1,2} + 6,3 \right) = 0,13 \text{ см} = 13 \text{ мм} .$$

## 2.4. Аналитический расчет гидравлического удара трубопровода

Впервые правильное объяснение гидравлического удара дал наш великий соотечественник Н.Е. Жуковский. Он связал значение ударного давления  $\Delta p$  со свойствами сжимаемости жидкости и упругости стенок трубопровода. При этом была получена формула для определения величины повышения давления  $\Delta p$  при гидравлическом ударе и формула для определения скорости  $a$  распространения ударной волны:

$$\Delta P = \rho \cdot a \cdot v = 800 \cdot 1215,73 \cdot 4 = 3890336 \text{ Па} = 3,9 \text{ МПа}, \quad (11)$$

где  $\rho$  — плотность жидкости;

$a$  — скорость распространения ударной волны;

$v$  — средняя скорость движения жидкости в трубопроводе до гидроудара  $v=4$  м/с.

Скорость распространения ударной волны определяется по формуле:

$$a = \frac{\sqrt{\frac{E_0}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{E_0 \cdot d}{E \cdot \delta}}} = \frac{\sqrt{\frac{1,35 \cdot 10^9}{800}}}{\sqrt{1 + \frac{1,35 \cdot 10^9 \cdot 2,73}{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,13}}} = 1215,73 \text{ м/с}, \quad (12)$$

где  $E_0$  и  $E$  — модули упругости, соответственно жидкости и материала трубопровода;

$d$  — внутренний диаметр трубопровода;

$\delta$  — толщина стенки трубопровода;

$E=2 \cdot 10^5$  МПа — для стали;

$E_0=1,35 \cdot 10^3$  МПа — для воды;

$\rho$  — плотность жидкости, для воды равняется  $800 \text{ кг/м}^3$ .

Существует два типа удара:

- прямой удар;
- обратный удар.

Прямой удар возникает, когда время закрытия оказывается меньше фазы удара  $t < \tau$ , число фаз пробега  $n$ , меньше 1.

$$n = \frac{t}{\tau}, \quad (13)$$

$$n = \frac{0,02}{0,17} = 0,12 .$$

При обратном соотношении этих величин происходит не прямой (неполный удар), при котором увеличение давления оказывается меньше, чем при прямом ударе, число фаз пробега  $n$  больше 1.

При не прямом гидроударе фронт ударной волны не только меняет направление своего движения на противоположное, и частично проходит сквозь не до конца закрытую задвижку.

Если время  $t$  перекрытия трубопровода будет меньше значения фазы удара  $\tau$ , то есть время пробега ударной волной двойной длины рассматриваемого участка трубопровода, если:

$$t < \tau = \frac{2L}{a}, \quad (14)$$

где  $L$  — длина участка трубопровода от, примем  $L=100$  м;

То гидравлический удар будет обуславливаться потерей всей скорости и заброс давления будет максимальным. Подобный удар называется полным или прямым.

$$\tau = \frac{2 \cdot 100}{1215,73} = 0,17 \text{ с.}$$

При условии  $t > \tau = \frac{2L}{a}$  повышение давления определится лишь той частью скорости  $v$ , которая будет потеряна за время, равное периоду трубопровода.

Минимальное время закрытия задвижки определится исходя из условия прочности трубопровода:

$$t = \frac{2 \cdot \rho \cdot v \cdot L}{P_{\max} - P_0}, \quad (15)$$

где  $L$  — длина трубопровода;

$v_0$  — скорость потока до закрытия задвижки;

$P_0$  — давление до закрытия задвижки;



$P_{\max}$  — максимально допустимое давление, которое может выдержать трубопровод:

$$P_{\max} = \frac{\delta \cdot [\sigma]}{r}, \quad (16)$$

где  $[\sigma]$  - максимально допустимые напряжения для данного материала труб;

$r$ — радиус внутренней поверхности трубы;

$$P_{\max} = \frac{13 \cdot 410}{136,5} = 39,05 \text{ МПа.}$$

$$t = \frac{2 \cdot 800 \cdot 4 \cdot 100}{39,05 \cdot 10^6 - 6,3 \cdot 10^6} = 0,02.$$

Весьма эффективным средством снижения гидравлического удара является установка в напорной магистрали воздушного компенсатора, с помощью которого можно снизить заброс давления при прямом ударе примерно в 5 — 6 раз.

## 2.5. Средства и методы защиты трубопроводов от гидроудара

Различают активные и пассивные методы защиты трубопроводов от перегрузок по давлению. Создание волны пониженного давления, идущей навстречу волне повышенного давления относится к активному методу. Сигнал посылается по линиям связи с остановленной нефтеперекачивающей станции на предыдущую станцию для отключения на ней одного или нескольких насосных агрегатов так создается волна пониженного давления двигающаяся по потоку. Волны пониженного и повышенного давления встречаются и взаимно гасятся и, следовательно, опасного повышения давления в трубопроводе не произойдет.

Система создания встречной волны пониженного давления включает:

- устройство для формирования сигнала при возникновении опасных возмущений давления;
- линию связи с остальными нефтеперекачивающими станциями;
- устройство для отключения насосных агрегатов при поступлении сигнала.

Недостатком этого метода является необходимость высокой надежности линии связи и обеспечения помехоустойчивости. Кроме того, необходимо осуществлять

отключение насосов на нескольких перекачивающих станциях, предшествующих остановленной, отключение которых приводит к возникновению на предшествующем участке трубопровода волн повышенного давления.

К пассивным средствам защиты относятся:

- система сглаживания волн давления;
- задвижки;
- утолщенная стенка трубопровода.

В качестве запорной арматуры на нефтепроводе использует не краны, а относительно медленно закрывающиеся задвижки, которые автоматически исключают изменение скорости потока от изменения степени открытия задвижки.

СНиП «Магистральные трубопроводы» предусматривает расчет толщины стенки магистральных трубопроводов с использованием коэффициента перегрузки трубопроводов по давлению  $n_p$ . Эта величина принимается равной  $n_p = 1,15$  при перекачке по системе «из насоса в насос» и  $n_p = 1,1$  - при других системах перекачки. За счет этого толщина стенки трубопровода завышается.

В качестве автоматических устройств применяются шланговые клапаны. На рисунке 6 приведена принципиальная схема шлангового клапана «Флекс-Фло» (США). Он состоит из корпуса с входным I и выходным 6 патрубками, дросселя 2, разделительного сосуда 3, гильзы 4 и шланга 5. Входная I и выходная II полости клапана разделены перегородками с боковыми прорезями, закрытыми цилиндрическим шлангом 5 из бензостойкой резины. Полость I соединена с нефтепроводом на линии всасывания перекачивающей станции и давление в ней равно давлению подпора. Полость II соединена с резервуаром для сбрасываемой нефти. Полость III заполнена воздухом или инертным газом. Полости I и III соединены разделительным сосудом 3, внутри которого находится эластичная мембрана. В разделительный сосуд из полости I поступает нефть, а из полости III - инертный газ (или воздух). [1, 2]

Клапаны «Флекс-Фло» позволяют ограничить величину давления при гидроударе, но не снижают темпа роста давления, который может быть очень высок. Поэтому более целесообразно использование систем сглаживания волн давления

(ССВД). Данное устройство (рисунок 7) состоит из разделительной емкости 4 и элементов гашения гидроудара, в каждый из которых входит клапан «Флекс-Фло» 1 и аккумулирующая емкость 2, разделенная гонкой резиновой оболочкой на две изолированные полости. Причем верхняя полость заполнена газом (воздух) и соединяется с газовой емкостью клапана «Флекс-Фло», а нижняя заполнена антифризом (этиленгликоль).

Каждая группа гашения гидроудара сообщается с разделительной емкостью 4 через общий дроссель 3. В емкости 4 нижняя часть заполнена более тяжелым антифризом, а верхняя - нефтью, поступающей непосредственно из нефтепровода.

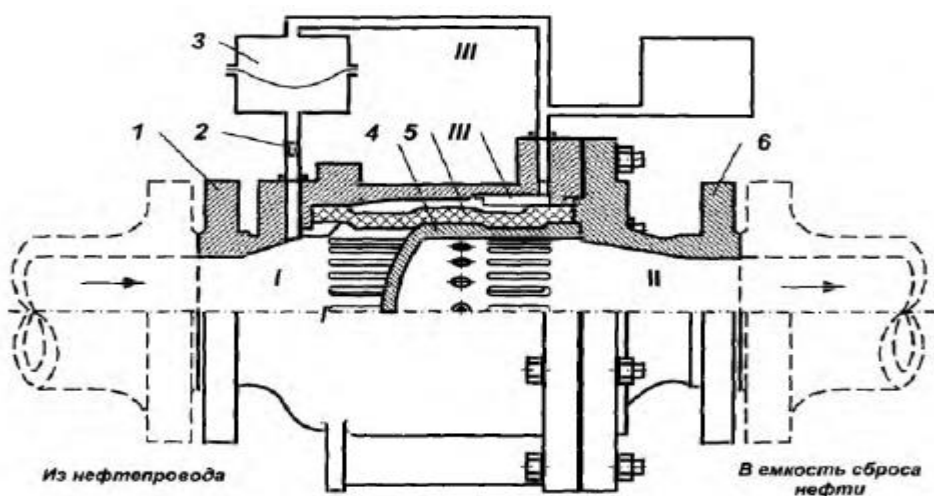


Рисунок 6 - Шланговый клапан «Флекс-Фло»:

I - входная полость; II - выходная полость; III - полость, заполненная газом; 1 - входной патрубок; 2 - дроссель; 3 - разделительный сосуд. 4 - гильза; 5 - шланг; 6 - выходной патрубок

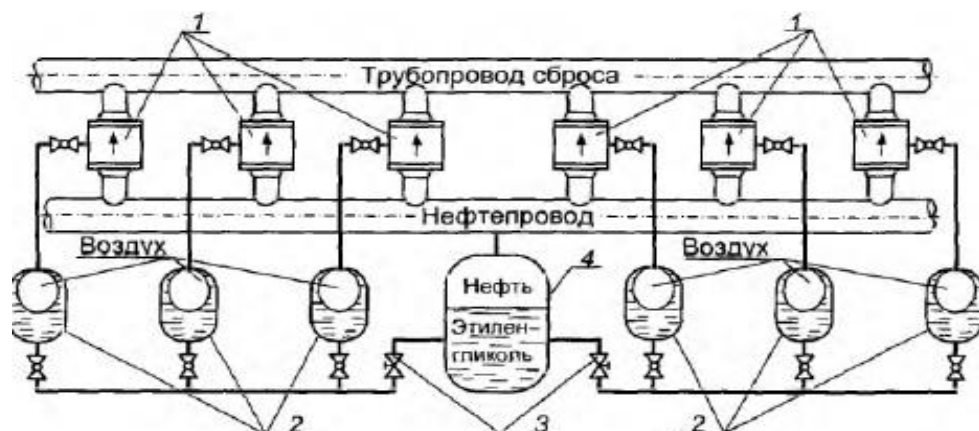


Рисунок 7 - Принципиальная схема системы сглаживания волн давления «Аркрон-1000»:

1 - клапаны «Флекс-Фло»; 2 - аккумулирующие емкости; 3 - настроечные дроссели; 4 - разделительная емкость.

Таким образом, газовая полость клапана «Флекс-Фло» в месте его подключения сообщается с полостью нефтепровода через пневмогидросистему, обеспечивающую совпадение давлений в них при медленном изменении давления в точке подключения емкости 4 к нефтепроводу и запаздывание срабатывания клапана «Флекс-Фло» при быстром росте давления в магистрали.

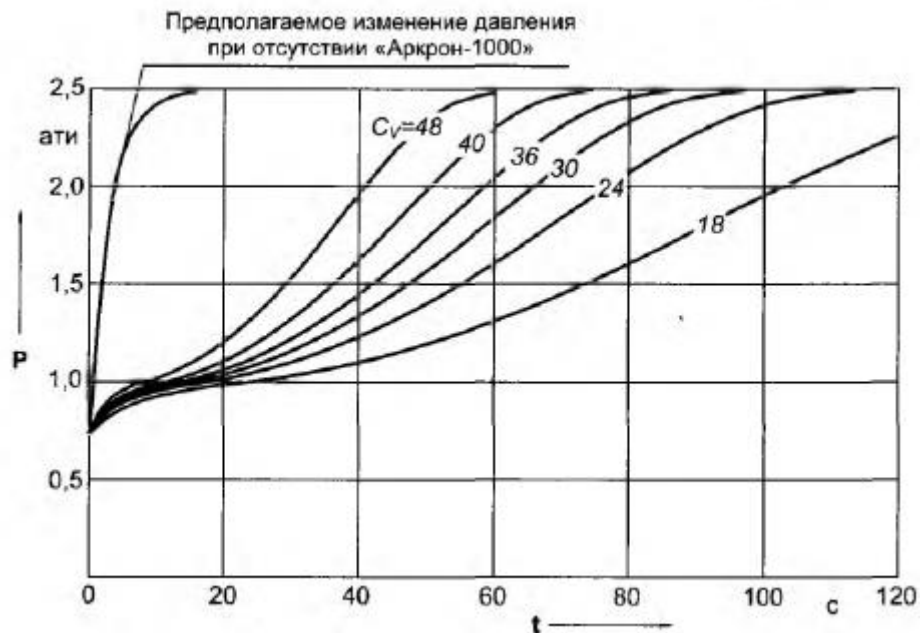


Рисунок 8 - Экспериментальные зависимости времени запаздывания закрытия клапанов «Флекс-Фло» от сопротивления  $C_v$ , настроечного дросселя системы «Аркрон».

Эффект запаздывания получается за счет того, что при повышении давления в нефтепроводе давление в газовой полости выравнивается с ним только после того, как в аккумулирующую емкость 2 поступит достаточное количество антифриза, обеспечивающего необходимое сжатие воздуха. Расход, с которым антифриз перетекает в аккумулирующую емкость, определяется проходным сечением дросселя 3. Уменьшая расход, можно увеличивать время запаздывания роста управляющего давления в полости III клапана «Флекс-Фло» (рисунок 8). Связь же между данным параметром и величиной ударного давления прямая: во сколько раз продолжительность нарастания давления будет превышать время, необходимое для

перемещения волны до предшествующей НПС и обратно, во столько же раз будет меньше величина  $A$ .

ССВД должна срабатывать при повышении давления на трубопроводе на величину не более чем на 0,3 МПа, происходящим со скоростью выше 0,3 МПа/с. Дальнейшее повышение давления в зависимости от настройки ССВД должно происходить плавно со скоростью от 10 до 30 кПа/с.

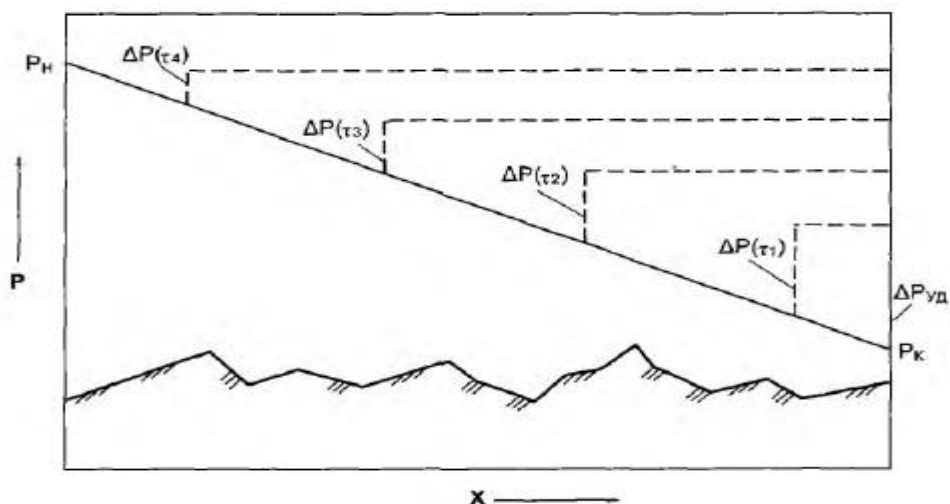


Рисунок 9 - Динамика распространения ударной волны, образовавшейся в результате перекрытия задвижки в конечном сечении трубопровода:

- Распределение давления при стационарном режиме перекачки;
- Распределение давления при гидроударе на фронте ударной волны и справа от него ( $\tau_4 > \tau_3 > \tau_2 > \tau_1$ ).

Слева от фронта ударной волны сохраняется распределение давления, существовавшее при стационарном режиме перекачки. Величина ударного давления суммируется с ним. В некотором сечении трубопровода эта сумма может превысить допустимую величину, в результате чего произойдет его разрыв.

Опасные перегрузки будут иметь место и справа от фронта ударной волны.

Дело в том, что течение жидкости здесь практически прекращается, и потому потери напора на трение малы. В результате давление в конечном сечении трубопровода ненамного меньше, чем на фронте ударной волны. К моменту ее подхода к предшествующей НПС давление перед закрывшейся задвижкой может стать близким к начальному  $P_n$ .

Классическая теория неустановившихся течений жидкости предполагает, что ни при каких условиях в потоке нефти (нефтепродукта) не происходит разрыва сплошности, т. е. образования парогазовых полостей. Однако при распространении в трубопроводе волны разряжения в некоторых сечениях (прежде всего в вершинах профиля) давление может снизиться до давления насыщенных паров, что приведет к вскипанию нефти (нефтепродукта).

Например, при отключении промежуточной НПС или насосной агрегата вдоль по потоку распространяется волна разряжения. Наименьшие величины давлений в трубопроводе будут иметь место в вершинах профиля. Образующиеся при этом разрывы сплошности потока способны увеличиваться и переходить в стационарные самотечные участки или, наоборот, сжиматься и даже исчезать совсем. На основе классической теории рассчитать такие процессы нельзя.

Аналогичная ситуация возможна при закрытии задвижки. В этом случае в направлении, обратном направлению перекачки, распространяется волна повышенного давления. Однако при отражении этой волны от открытой поверхности жидкости в резервуаре или от парогазовой полости образуется волна разряжения, которая движется в сторону закрытой задвижки и снижает давление в жидкости. Такое понижение давления может стать причиной разрывов сплошности потока.

Похожее развитие событий может иметь место при включении отвода от магистральной части нефтепродуктопровода к промежуточной нефтебазе. В этом случае от места врезки отвода вверх и вниз по потоку распространяются волны разряжения, способные вызвать разрывы сплошности потока и образование самотечных участков.

Теория переходных процессов, сопровождающихся возникновением парогазовых скоплений, разработана профессором М. В. Лурье и Л. В. Полянской. Ими обнаружено, что подобные скопления могут служить генератором мощных ударных волн, возникающих в вершинах профиля трубопровода (так называемый «профильный гидроудар»). Кроме того, образующиеся в трубопроводе парогазовые полости становятся непроходимым препятствием для распространяющихся волн давления, что не позволяет своевременно идентифицировать возникающие утечки.

### 3. Расчетная часть

Расчеты производятся для определения прочности элементов КПП СОД от действия внутреннего давления нефти.

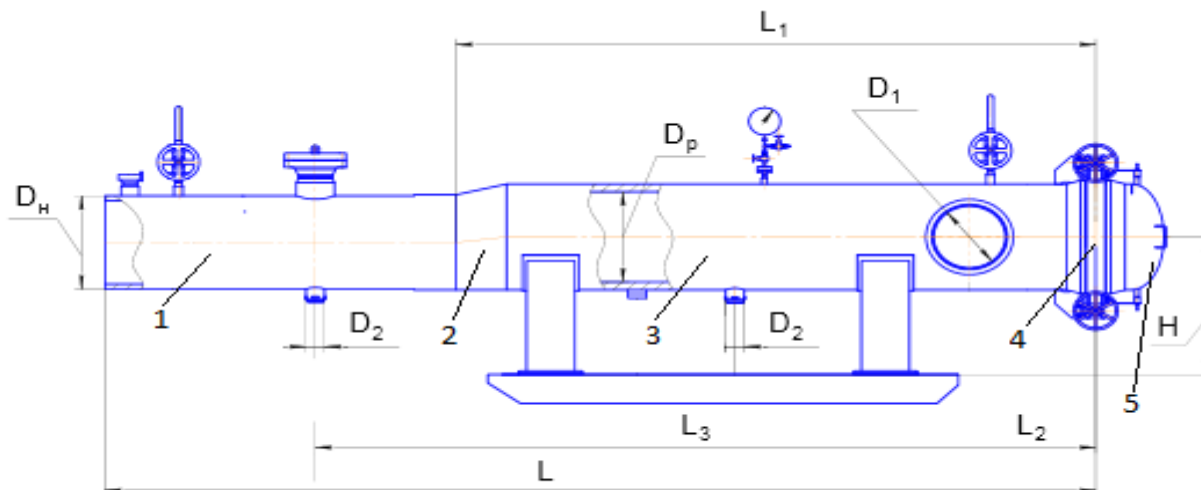


Рисунок 10 - Камера КПП СОД

1,3 – обечайка корпусная; 2 – переходник эксцентрический; 4 – затвор; 5 – днище крышки затвора.

#### ЗАДАЧА РАСЧЕТА

1. Определение расчетной толщины обечайки аналитическим способом
2. Определение толщины стенки крышки аналитическим способом
3. Расчет наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия обечайки аналитическим способом

### 3.1 Определение расчетной толщины обечайки аналитическим способом

Материал для расчета:

Бесшовные и сварные соединительные детали – принята сталь 09Г2С - сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций ГОСТ 19281-89  
[ $\sigma$ ]=170 МПа

ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

$$D_{H1} = 325 \text{ мм};$$

$$D_{H2} = 273 \text{ мм};$$

$$P = 8 \text{ МПа};$$

$$\varphi = 0,9 ;$$

$$t = 30 \text{ лет.}$$

РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ

Прибавка обечаек и днищ определяется по формуле:

$$c = c_1 + c_2 + c_3, (17)$$

где  $c_1$  - прибавка для компенсации коррозии, мм;

Скорость коррозии принята равной 0,1 мм/год.

Расчетный срок службы сосуда 30 лет, тогда:

$$c_1 = 0,1 \cdot 30 = 3 \text{ мм.}$$

$c_2$  - прибавка для компенсации минусового допуска, мм;

$$c_2 = 0 \text{ мм.}$$

$c_3$  - прибавка технологическая;

$$c_3 = 0 \text{ мм.}$$

Прибавку обечаек и днищ определим по формуле (11)

$$c = 3 \text{ мм.}$$

Корпус камеры состоит из двух обечаек (см. рисунок 10 позиции 1,3).

Для позиции 3 рисунка 10 наружный диаметр  $D_{H1} = 325$  мм, для позиции 1  $D_{H2} = 273$  мм.

Расчетная толщина стенки обечайки на прочность рассчитывается по формуле:



$$S_R = \frac{P \cdot D_H}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P} + C, \quad (18)$$

где  $P$  - Расчетное давление, МПа;

$D_H$  - расчетный наружный диаметр обечаек, мм;

$\varphi$  - коэффициент прочности продольного сварного шва;

$[\sigma]$  - допускаемые напряжения для данной марки стали, МПа;

$C$  – прибавка обечаек, мм.

Толщину стенок для каждой обечайки рассчитаем по формуле (18).

Для позиции 3 рисунка 10:

Расчетная толщина стенки обечайки:

$$S_{R1} = \frac{P \cdot D_{H1}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P} + C = \frac{8 \cdot 325}{2 \cdot 0,9 \cdot 170 - 8} + 3 = 11,7 \text{ мм}$$

Конструктивно принимаем  $S_{R1} = 12$  мм.

Для позиции 1 рисунок 10:

$$S_{R2} = \frac{P \cdot D_{H2}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P} + C = \frac{8 \cdot 273}{2 \cdot 0,9 \cdot 170 - 8} + 3 = 10,3 \text{ мм}$$

Конструктивно принимаем  $S_{R2} = 11$  мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление для обечайки рассчитывается по формуле:

$$[P] = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S - C)}{D_H + (S - C)}, \quad (19)$$

Для позиции 3 рисунка 10 по формуле (3):

$$[P]_1 = \frac{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot (12 - 3)}{325 + (12 - 3)} = 8,2 \text{ МПа}$$

$$[P] > P, \quad (14)$$

$$8,2 \text{ МПа} > 8 \text{ МПа},$$

Условие прочности выполняется.

Для позиции 1 рисунка 10 по формуле (19):

$$[P]_2 = \frac{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot (11 - 3)}{273 + (11 - 3)} = 8,7 \text{ МПа}$$

$$[P] > P, (20)$$

$$8,7 \text{ МПа} > 8 \text{ МПа},$$

Условие прочности выполняется.

Проверка условий применения расчетных формул.

Расчетные формулы применимы при отношении толщины стенки к диаметру:

для обечаек при  $D \geq 200 \text{ мм}$

$$\frac{(S - C)}{2D_R} \leq 0,1, (21)$$

Для позиции 3 рисунка 10 по формуле (21):

$$\frac{(12 - 3)}{2 \cdot 325} = 0,013 \leq 0,1$$

Для позиции 1 рисунка 10 по формуле (21):

$$\frac{(11 - 3)}{2 \cdot 325} = 0,012 \leq 0,1$$

Условие выполняется, расчетные формулы применены, верно.

### 3.2 Определение толщины стенки крышки аналитическим способом

Расчетная толщина эллиптической крышки на прочность рассчитывается по формуле:

$$S_R = \frac{P \cdot D_K}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot p} + C, (22)$$

Толщина стенки эллиптической крышкой:

$$S_{R3} = \frac{8 \cdot 325}{2 \cdot 0,9 \cdot 170 - 0,5 \cdot 8} + 3 = 11,6 \text{ мм};$$

Конструктивно принимаем  $S_{R3} = 12 \text{ мм}$ .

Допускаемое внутреннее избыточное давление для эллиптической крышки рассчитываем по формуле:

$$[P]_3 = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S_{R3} - C)}{D_K + 0,5 \cdot (S_{R3} - C)}, (23)$$

$$[P]_3 = \frac{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot (12 - 3)}{325 + 0,5 \cdot (12 - 3)} = 8,4 \text{ МПа}.$$

$$[P]_3 > P, (24)$$

$$8,4 \text{ МПа} > 8 \text{ МПа},$$

Условие прочности выполняется.

Проверка условий применения расчетных формул.

Расчетные формулы применимы при отношении толщины стенки к диаметру:

Для днищ

$$0,002 \leq \frac{(S - C)}{2 \cdot D_k} \leq 0,1, \quad (25)$$

$$0,002 \leq \frac{(12 - 3)}{2 \cdot 325} = 0,014 \leq 0,1$$

Условие выполняется, расчетные формулы применены, верно.

### 3.3 Расчет наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия обечайки аналитическим способом

Расчетный диаметр отверстия на обечайке, не требующего дополнительного укрепления, определяется по формуле:

$$d_{op} = 2 \cdot \left( \frac{S - C}{S_{p1}} - 0,8 \right) \cdot \sqrt{D_{H1} \cdot (S - C)}, \quad (26)$$

$$d_{op} = 2 \cdot \left( \frac{12 - 3}{11,7} - 0,8 \right) \cdot \sqrt{325 \cdot (12 - 3)} = 13,1 \text{ мм}$$

Расчетная ширина зоны укрепления:

Для обечаяк

$$L_o = \sqrt{D_{H1} \cdot (S - C)}, \quad (27)$$

$$L_o = \sqrt{325(12 - 3)} = 59,8 \text{ мм}$$

Для днищ

$$L_o = \sqrt{D_{H1} \cdot (S - C)}, \quad (28)$$

$$L_o = \sqrt{325(12 - 3)} = 59,8 \text{ мм}.$$

### 3.4. Комплекс метода конечных элементов ANSYS

Настоящая работа посвящена анализу напряженно-деформированного состояния конструкции (НДС) трубопровода камеры запуска СОД. Входными данными к расчету служили смещения участков трубопровода в местах крепления к опорам, полученные в результате визуального и измерительного контроля (сослаться на смещения, сантиметраж).

Работа проводилась с использованием программного комплекса метода конечных элементов Ansys и имеет приближенные решения, зависящие от полноты входных параметров и постановки решения конкретной расчетной модели. Каждый вид прочностного расчета был разбит на три этапа:

1. построение 3D геометрии модели с необходимыми начальными условиями, границами разбиения и сгущения сетки конечных элементов;
2. задание граничных условий и нагружений в зависимости от постановки решения (рисунок 1);
3. обработка полученных результатов.

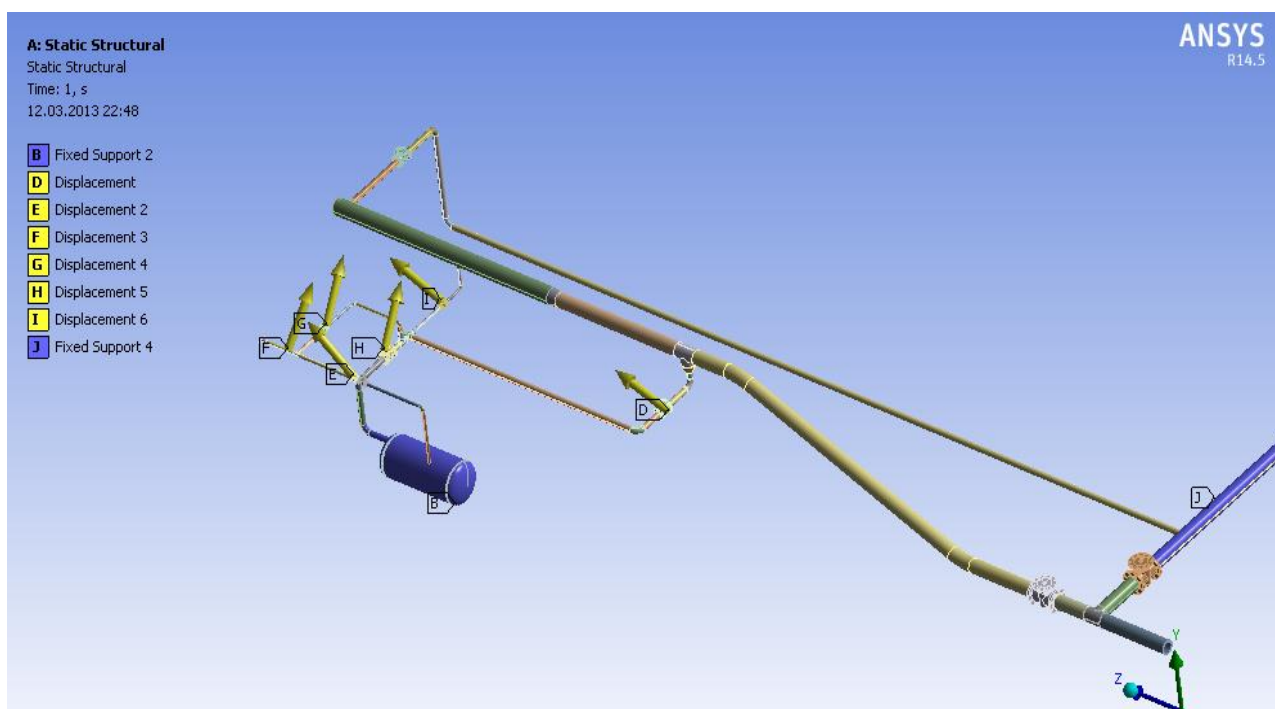


Рисунок 11 - Схема расчетной модели, Fixed support – жесткая заделка, Displacement – перемещение узла.

При анализе конструкции к расчету принималась наземная часть трубопровода, т.к. расчет подземной части представляется более сложным, где необходимо учитывать вязкоупругие свойства грунта, контактное взаимодействие трубопровода и почвы. Моделирование подобного контакта осложняется неоднородностью и ортотропностью грунта, его температурным состоянием. В расчетной модели подземные участки трубопровода подвергались жесткой заделке при дальнейшем расчете (рисунок 11, т. В,Ж).

Для уменьшения требуемых расчетных ресурсов ненагруженные элементы конструкции (элементы задвижек, шпильки, гайки, и т.д.) в расчетной модели заменены присоединенными массами, эквивалентными массам указанных элементов. К граничным условиям в данной расчетной модели относятся перемещения узлов в точках D,E,F,G,H,I (рисунок 11), согласно входным данным.

Цель работы – определение наиболее нагруженных участков трубопровода. В качестве интегрального критерия прочности конструкции рассмотрены поля интенсивности напряжений. Интенсивность напряжений учитывает величины нормальных напряжений по всем направлениям и определяется по формуле

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{xz}^2)}{2}}$$

Значения величин нормальных напряжений в критических областях не учитывалась как правдивые. Завешенные значения напряжений свидетельствует о пластическом поведении материала при нагружении. Для более корректного решения и анализа нормальных напряжений необходимо проводить расчет с учетом нелинейности материала конструкции.

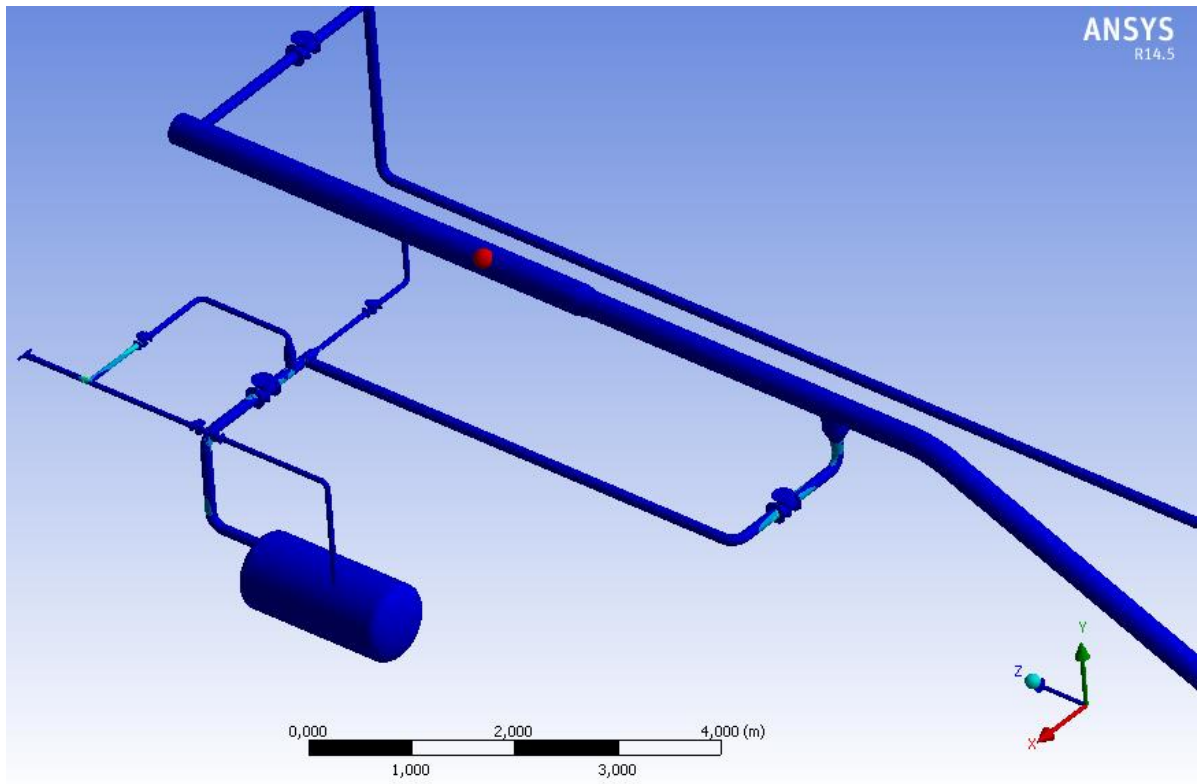


Рисунок 12 - Интенсивность напряжений в рассмотренной части трубопровода.

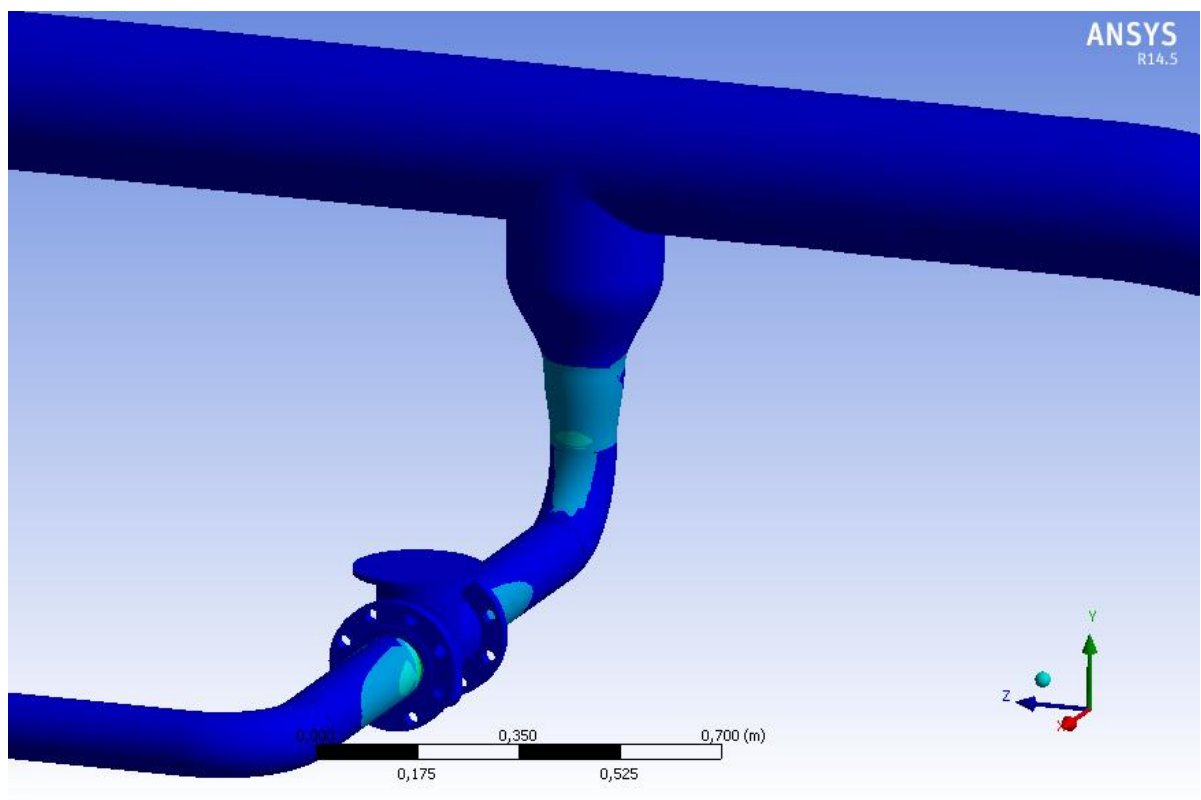


Рисунок 13 - Интенсивность напряжений в участке трубопровода (точка D согласно рисунка 11).

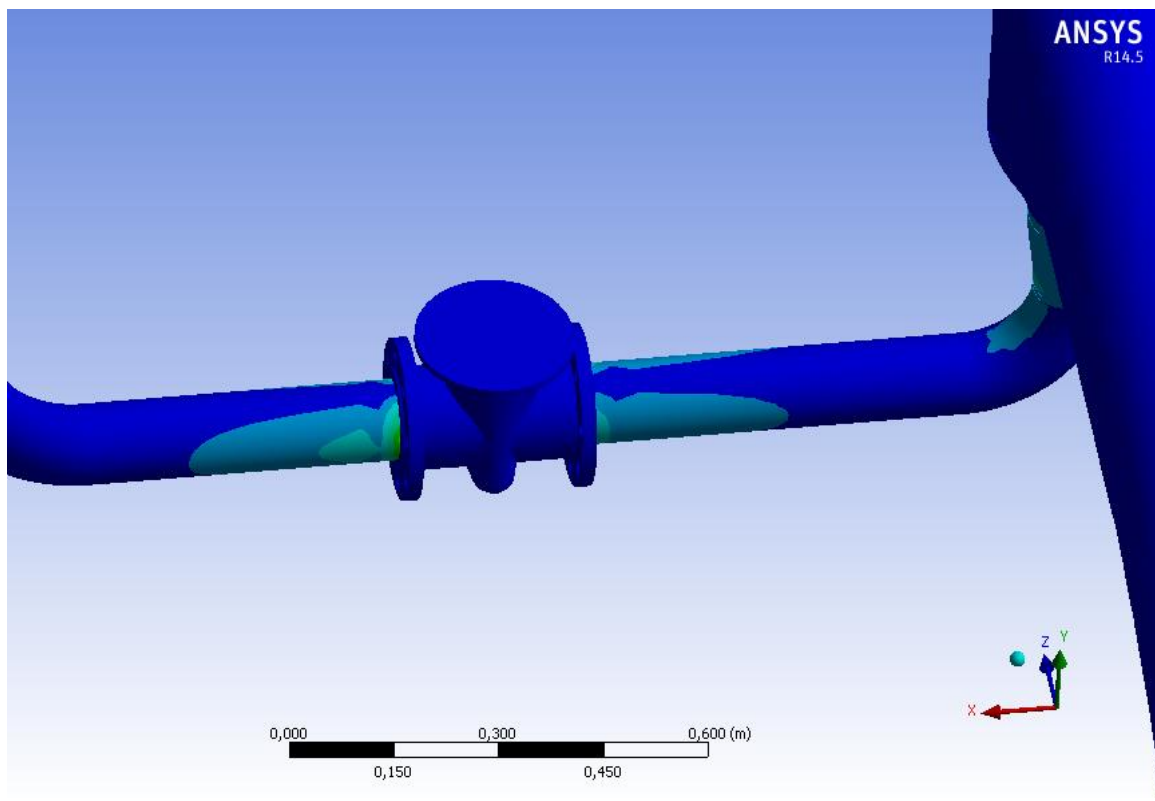


Рисунок 14 - Интенсивность напряжений в участке трубопровода (точка I согласно рисунок 11).

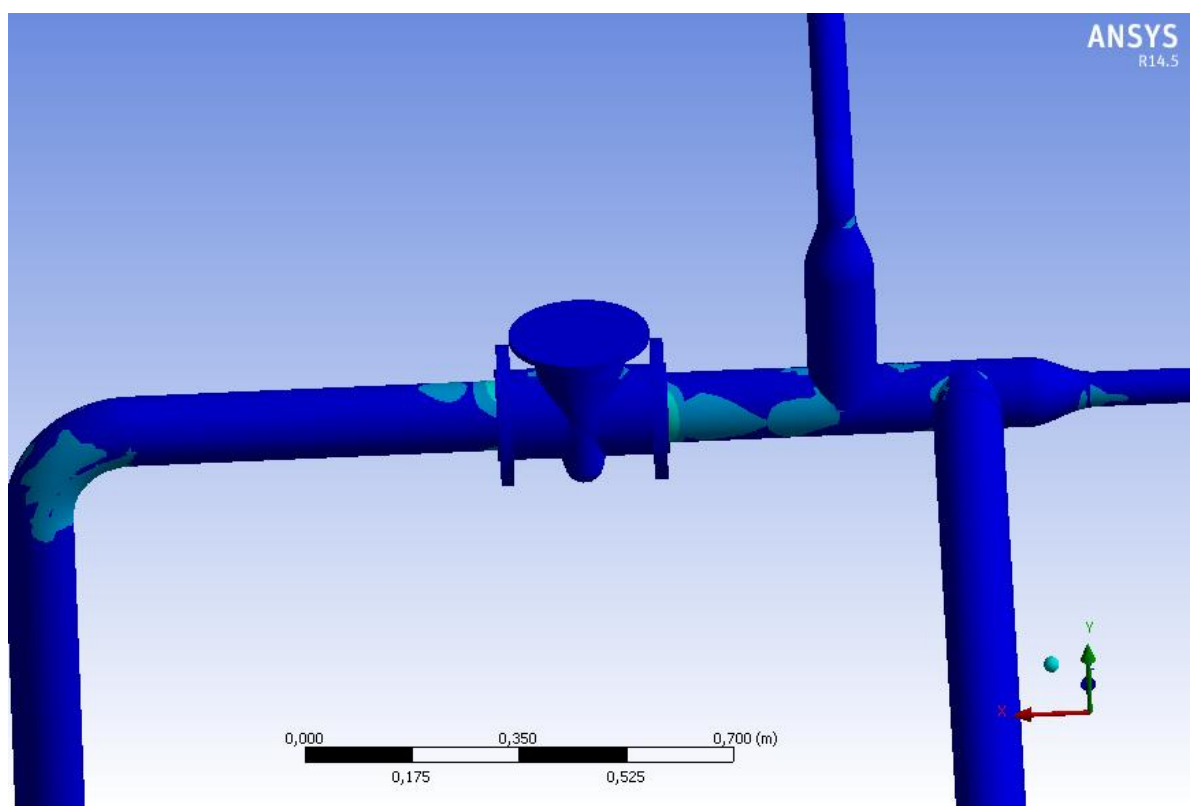


Рисунок 15 - Интенсивность напряжений в участке трубопровода (точка H согласно рисунок 11).

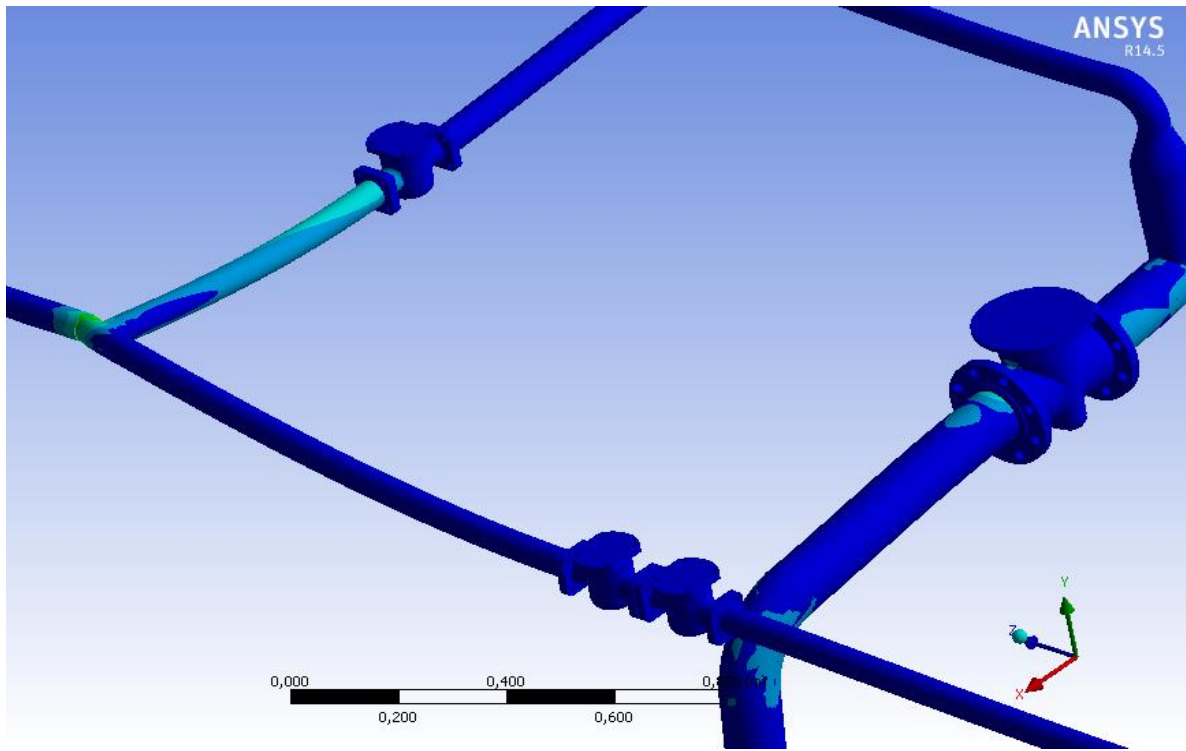


Рисунок 16 - Интенсивность напряжений в участке трубопровода (точка F, G, E согласно рисунок 11).

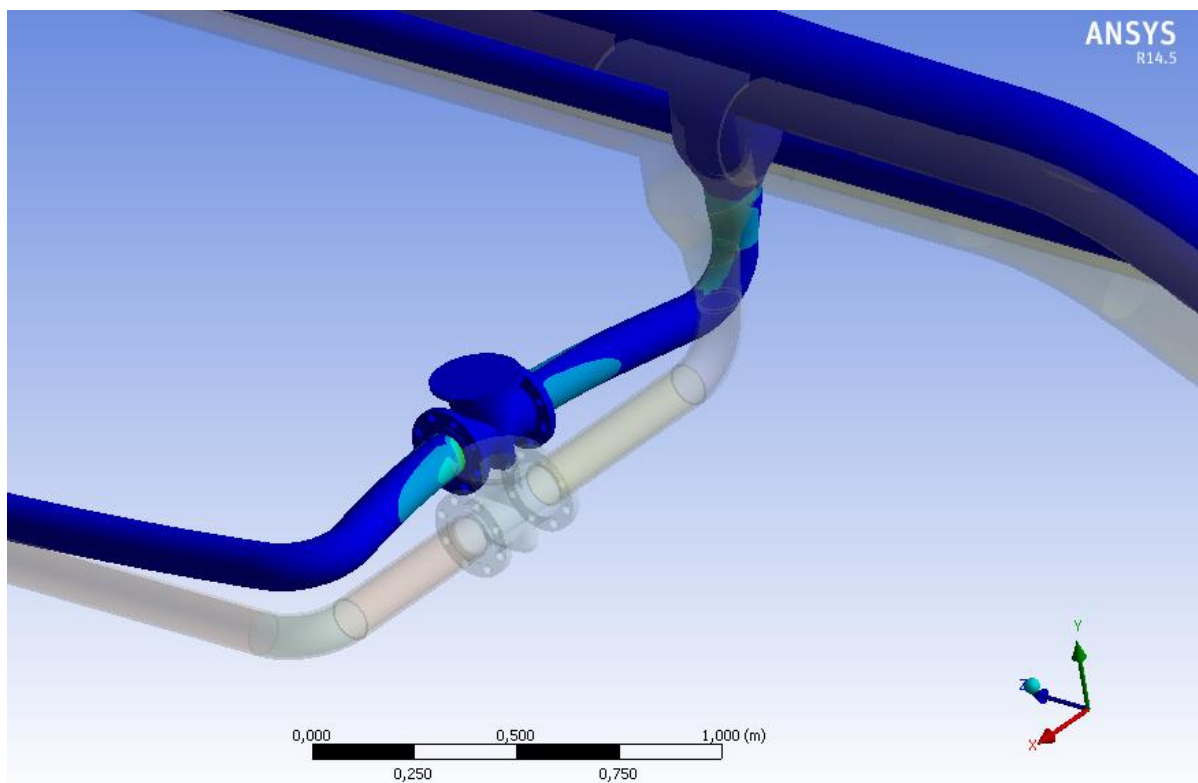


Рисунок 17 - Интенсивность напряжений в участке трубопровода (точка D согласно рисунок 11).

Серым цветом – начальное положение трубопровода до перемещения узлов



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-4Е31	Рудачев Иван Викторович

<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>		<b>Отделение нефтегазового дела</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, включая стоимость интернета – 360 руб. в месяц.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. 2. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования. 2. Определение трудоемкости выполнения работ. 3. Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5. Основная заработная плата исполнителей темы. 6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Накладные ресурсы. 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.

3. Ресурсоэффективность	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.
-------------------------	---

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

1. Оценка конкурентоспособности технических решений.
2. Матрица SWOT.
3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
4. Альтернативы проведения НИ.
5. График проведения и бюджет НИ.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рахимов Тимур Рустамович	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е31	Рудачев Иван Викторович		

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является анализ перспективности проведения научно-исследовательской работы и технико-экономическое обоснование проведения ремонта магистрального трубопровода, а также качественное и количественное доказательство целесообразности ее осуществления, определение организационных и экономических условий её эффективного функционирования.




##### 4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями ремонтных конструкций являются компании, занимающиеся разработкой нефтяных месторождений и транспортировкой нефти.

В таблице 1 отражена сегментация рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности. Анализ рынка выполнялся на основе компаний «ВолгаНефть» (фирма А), «Роснефть» (фирма Б), «Транснефть» (фирма В).

Таблица 7 - Карта сегментирования рынка

		Обследование	Подбор средств реализации	Разработка проекта	Внедрение
Размер компании	Мелкие		Б	Б	
	Средние		А	В	А
	Крупные	В		В	В

	- «ВолгаНефть»
	- «Роснефть»
	- «Транснефть»

На приведенной карте сегментирования видно, что свободными остаются следующие сегменты рынка: обследование для мелких и средних компаний,

внедрение для мелких компаний, а также подбор средств реализации для крупных компаний.

## 4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Проведем анализ конкурентных технических решений сравнительно применяемой ремонтной конструкции на основе основных технических и экономических критериев оценки эффективности. Для наглядности составим карту сравнения, представленную в таблице 2.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспо-собность		
		Б <sub>Ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>б</sub>	К <sub>Ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>б</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Современные технологии	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Энергоэкономичность	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Безопасность	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Срок службы	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

Б<sub>Ф</sub> – Научно-техническое решение;

Б<sub>к1</sub> – Конкурент 1;

Б<sub>б</sub> – конкурент 2.

$$K1 = \frac{B_{\Phi}}{B_{k1}} = \frac{43}{33} = 1,3 \text{ (29)}$$

### 4.3. Планирование научно-исследовательских работ

#### Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 9.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. Задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель

	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

### Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

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  $t_{ожi}$  используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (29)$$

где  $t_{ожi}$  – 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 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i} \quad (30)$$

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

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

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

## Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

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:

$$T_{ki} = T_{pi} \times K_{\text{кал}} \quad (31)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (32)$$

где  $T_{\text{кал}}=365$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}=66$  – количество выходных дней в году;

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , Чел-дни	$t_{max}$ , Чел-дни	$t_{ож}$ , Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. Задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проектирование трубопровода	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 10 строим план график, представленный в таблице 11.



Таблица 11 - Календарный план график проведения НИР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ														
			Фев.		Март			Апрель			Май						
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
Составление и утверждение задания и тех. задания	Р	3	■														
Подбор и изучение материалов по теме	И	18	□	□													
Согласование материалов по теме	Р	9			■	■											
Календарное планирование работ по теме	Р, И	3				■	□										
Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15				□	□										
Проектирование 3D модели клапана	И	10						□	□								
Оценка результатов исследования	Р, И	3,8								■	□						
Составление пояснительной записки	Р, И	9									■	□					



- руководитель



- исполнитель

#### 4.4. Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + \kappa_m) * \sum_{i=1}^m C_i + N_{рас\ xi}$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{рас\ xi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности.

Материальные затраты рассчитаны в таблице 11.

Таблица 11 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.		
		Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ремонтная конструкция	Шт	1	1	1	654000	720000	840000	654000	720000	840000
Компьютер	Шт	1	0	0	32 тыс.р.	0	0	32000	0	0
Итого								686000	720000	840000

### Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{осн\ зп} = \sum t_i * C_{зпi} \quad (33)$$

где  $t_i$  - затраты труда, необходимые для выполнения  $i$ -го вида работ, в рабочих днях,

$C_i$  - среднедневная заработная плата работника, выполняющего  $i$ -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{зпi} = \frac{D + D \cdot K}{F} \quad (34)$$

где  $D$ -месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы),

$K$ -районный коэффициент (для Томска – 30%),

$F$  – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Расчет затрат на основную заработную плату приведен в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_n = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (35)$$

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

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

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

$$Z_{осн} = T_p \cdot Z_{дн} \quad (36)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2550,23 \quad (37)$$

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 14 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:	118	118
- выходные		
- праздничные		
Потери рабочего времени:	62	72
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от  $Z_{тс}$ );

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $Z_{тс}$ );

$k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{тс}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда = 600 руб. на тарифный коэффициент  $k_{т}$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 15 - Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	Кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Таблица 16 - Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс.руб.	К пр	Кд	кр	Зм, тыс.руб.	Здн, тыс.руб.	Тр, раб.дн.	Зосн, тыс.руб
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	24744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого:								76451,35

Таблица 17 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	Кпр	Кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	20620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:								74912,62

## Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = доп \cdot З_{осн}, (38)$$

где доп – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 18 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
ИТОГО					10332,02	11467,70	11236,89

## Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = внеб \cdot (З_{осн} + З_{доп}), (39)$$

где внеб – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0,22 (22%), ФСС

РФ – 0,029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

следовательно,  $внеб = 0,3$ .



Таблица 19 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3								
<b>Итого</b>							23763,65	26375,72	25844,85

### Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot \text{нр}, \quad (40)$$

где нр – коэффициент, учитывающий накладные расходы (принимается равным 0,05).

$$Z_{\text{накл}} (1) = (686000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 0,05 = 39450 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (2) = (720000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 0,05 = 41715 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}} (3) = (840000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 0,05 = 47600 \text{ руб.}$$

### Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 20.

Таблица 20 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	686000	720000	840000
Основная заработная плата	68880	76451	74912
Дополнительная заработная Плата	10332	11468	11237
Страховые взносы	23764	26376	25845
Накладные расходы	39450	41715	47600
Итого:	828426	876010	999594

Бюджет затрат НИИ по первому варианту составил 828426 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

#### 4.5. 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:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (41)$$

где  $I_{финр}^{испi}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi$  - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{828426}{999594} = 0,829$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{876010}{999594} = 0,876$$

Для 3-ого варианта имеем:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{999594}{999594} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i \quad (42)$$

где – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 21 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Мощность	0,2	5	4	4
Энергоэффективность	0,2	4	5	3
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4
Безопасность	0,2	5	4	4
Ремонтопригодность	0,1	4	4	4
Материалоёмкость	0,2	5	4	3
Итого:	1			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - исп1 = 0,2 * 5 + 0,2 * 4 + 0,1 * 5 + 0,2 * 5 + 0,1 * 4 + 0,2 * 5 = 4,7$$

$$I_p - исп2 = 0,2 * 4 + 0,2 * 5 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 = 3,9$$

$$I_p - исп3 = 0,2 * 4 + 0,2 * 3 + 0,1 * 4 + 0,2 * 4 + 0,1 * 4 + 0,2 * 3 = 3,6$$

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}}; I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}}; I_{исп.3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}};$$

$$I_{и 1} = 4,7 / 0,829 = 5,67,$$

$$I_{и 2} = 3,9 / 0,876 = 4,45,$$

$$I_{и 3} = 3,6 / 1 = 3,6.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср_i}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп,min}} \quad (43)$$

$$\mathcal{E}_1 = 5,67 / 3,6 = 1,575,$$

$$\mathcal{E}_2 = 4,45 / 3,6 = 1,236,$$

$$\mathcal{E}_3 = 3,6 / 3,6 = 1.$$

Таблица 22 - Сравнительная эффективность разработки

п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,829	0,876	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,9	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,67	4,45	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,575	1,236	1,0

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, проект ремонта трубопровода можно считать эффективным и конкурентоспособным.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения. Реализация проекта ремонта трубопровода позволяет получить большой экономический эффект за счет простоты конструкции, и как следствие, снижения затрат на его обслуживание.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-4Е31	Рудачев Иван Викторович

<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>		<b>Отделение нефтегазового дела</b>	
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавриат</b>	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. Характеристика объекта исследования и области его применения  
 Объектом исследования является участок трубопровода камеры запуска СОД  
 Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода после гидроудара.  
 Рабочей зоной является узел камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

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

#### 1. Производственная безопасность

1.1. К вредным факторам относятся:

- повышенный уровень шума на рабочем месте:
  - ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования
  - ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.
- повышенный уровень вибрации:
  - ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.

1.2. К опасным факторам относятся:

- пожароопасность:
  - Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

#### 2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны (населения):
  - ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений
- защита санитарной зоны:
  - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

#### 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

- пожар:
  - ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования,
- разлив:
  - ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

**4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- Трудовой кодекс РФ:
  - ст. 92 ТК РФ,
  - ст. 117 ТК РФ,
  - ст. 147 ТК РФ.
- Правила безопасности в газовом хозяйстве;
  - ПБ 12-529-83

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОКД ИШНКБ	Король Ирина Степановна	к.х.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4е31	Рудачев Иван Викторович		

## **5. Социальная ответственность**

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу напряженно-деформированного состояния участка трубопровода камеры запуска СОД. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при монтаже и эксплуатации трубопровода.

При транспортировке нефти и нефтепродукта под высоким давлением магистральному нефтепроводу необходимо обеспечивать высокую надёжность и устойчивость к отказам и авариям. Основным способом обеспечения безопасности магистрального нефтепровода является внутритрубная очистка и диагностика полости магистрального нефтепровода, что также является необходимым фактором для поддержания его пропускной способности, предупреждения скапливания воды и внутренних отложений.

Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов предназначены для установки на стационарных узлах запуска и приема и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" категории размещения 1 по ГОСТ 15150 с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С.

### **5.1 Опасные и вредные производственные факторы**

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 могут быть выделены следующие опасные и вредные факторы производственной среды при работе на территории:

#### **Опасные производственные факторы:**

- взрыв;
- пожар;



## Вредные производственные факторы

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень шума;

### 5.2 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Техническое диагностирование магистрального трубопровода проводится в теплый и холодный период года на открытом пространстве в дневное время суток. Параметры микроклимата в воздухе рабочей зоны представлены в таблице

Таблица 22 - Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в воздухе

Период года	Температура воздуха, С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптим.	Допуст.	Оптим.	Допуст.	Оптим.	Допуст.
Холодный	17-19	13-21	40-60	75	0,2	0,4
Теплый	20-22	15-27	40-60	70	0,3	0,4

Подбор спецодежды происходит согласно ГОСТ Р 12.4.236-2011 «Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования».

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

Наличие даже минимального дисбаланса в технической системе многократно преумножается в сильные вибрации, которые воздействуют на работника.

Длительное воздействие вибрации на организм человека приводит к серьезным последствиям под названием «вибрационная болезнь». Это профессиональная патология, которая возникает в результате длительного

влияния на организм человека производственной вибрации, превышающей предельно допустимый уровень (ПДУ).

Вибрация может действовать как локально (например, на рабочие руки), так и на весь организм. Но, во всяком случае, она способна к распространению, отражаясь на нервной и опорно-двигательной системе. Гасится вибрация благодаря эластическим свойствам мышц, связок, хрящей. Кроме того, от длительной вибрации страдает сердечно-сосудистая система и особенно - микроциркуляторное русло (мелкие сосуды, в которых идет непосредственная отдача кровью кислорода и утилизация из тканей углекислого газа).

При общей вибрации нередко поражается орган равновесия (вестибулярный аппарат), что сопровождается головокружением, шаткой, неустойчивой походкой, таких пациентов часто беспокоит тошнота, иногда двоится в глазах.

Уровень вибрации в магистральном трубопроводе не превышает 25-30 мм/с.

По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

Шум, образующийся при работе производственного оборудования и превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха.

Шум воспринимается весьма субъективно. При этом имеет значение конкретная ситуация, состояние здоровья, настроение, окружающая обстановка.

Основное физиологическое влияние шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения электрической проводимости кожи, биоэлектрической активности головного мозга, сердца и скорости дыхания, общей двигательной активности, а также изменения размера некоторых желез эндокринной системы, кровяного давления, сужение

кровеносных сосудов, расширение зрачков глаз. Рабочий работающий в условиях длительного шумового воздействия испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. В шумном фоне усугубляется общение людей, в результате чего временами появляется чувство одиночества и неудовлетворенности, собственно, что может привести к несчастным случаям.

Длительное воздействие шума, уровень которого выше допустимого значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью — нейросенсорная тугоухость. На основании всего вышесказанного шум следует считать причиной потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 при разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочих мест следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые.

Способы снижения уровня шума.

- Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции трубопровода.
- Методы и средства коллективной защиты:
- изменение направления излучения шума;
- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- акустическую обработку помещений;
- применение звукоизоляции.

В качестве средств индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 у персонала должны быть противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи, либо противошумные вкладыши (беруши), перекрывающий наружный слуховой проход и прилегающий к нему.

### **5.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.**

Нефть является горючей жидкостью, пары которой воспламеняются при внесении в их среду открытого пламени. На нефтепроводе воспламенение нефти возможно при повреждении трубы, при обслуживании камеры приема пуска средств очистки и диагностики и утечке пожароопасных веществ.

Утечку нефти можно определить по повышению концентрации паров в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовой смеси. Предельно-допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>.

Также для устранения возможности воспламенения паров нефти работниками обслуживающей эксплуатационной службы должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- Запрет на использование открытого огня в т. ч. курение;
- Применение искробезопасного ручного инструмента;
- Применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

Основные мероприятия по взрывопожарной и пожарной безопасности:

- не допускается загроможденность территории КПП СОД, загрязнение горючим мусором и хламом, загромождение дорог, проездов к объекту средствами пожаротушения;
- при производстве работ в газовой среде воспрещается применение ударных инструментов, изготовленных из стали, режущие инструменты должны смазываться маслом, тавотом или мыльным раствором;
- на объекте должен быть организован контроль воздушной среды газоанализаторами;
- категорически запрещается применение источников открытого огня;

- необходимо постоянно следить за исправностью силовой и осветительной электропроводки;
- обслуживающий персонал обязан знать устройство и инструкции по применению первичных средств пожаротушения.

Предприятия должны быть обеспечены пожарной техникой для защиты объектов в соответствии с ГОСТ 12.4.009-83 и пожарными водоемами.

Пожарную защиту КПП СОД обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит автоматически, дистанционно или вручную.

Первичными средствами пожаротушения являются:

- пожарный щит
- песок и земля
- огнетушители порошковые общим объёмом не менее 100 литров
- лопата (штыковая и совковая) – 2шт.
- пожарная кошма 2\*2 метра

## **5.4 Охрана окружающей среды**

### **Защита селитебной зоны**

Расположение производственной территории относительно селитебной:

- Промышленные предприятия должны быть удалены от селитебной территории на расстояние, соответствующее степени вредности предприятия.
- В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, в зависимости от вида производства, выделяемых вредных выбросов и условий технического процесса установлена протяженность санитарно-защитной зоны.
- Территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена по проекту благоустройства, разрабатываемому одновременно с проектом строительства или реконструкции предприятия.

## **Воздействие на литосферу**

В период эксплуатации источниками неблагоприятного влияния на окружающую среду могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. При этом оборудование отправляют на дальнейшую переплавку или на специально оснащённую площадку для утилизации.

## **Решения по обеспечению экологической безопасности**

Обеспечение экологической безопасности является неотъемлемым условием деятельности системы трубопроводного транспорта нефти. Основные принципы процесса транспортировки нефти осуществляются в соответствии с принятыми международными и национальными требованиями в области экологической безопасности.

Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-15.

При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93.

Устройства полигонов твердых бытовых отходов должны организовываться в соответствии с СанПиНом 2.1.7.1038-01.

## **5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Основной чрезвычайной ситуацией при работе трубопровода является его разрыв. Это происходит при несоблюдении правил эксплуатации трубопровода. Разрыв трубопровода приводит к разливу нефти на большой территории. Разлитая нефть загрязняет природную среду, ухудшает состояние почвы, атмосферы, воды, за счет токсичных веществ, а также увеличивает риск возникновения пожара.

Разрыв в основном происходит на месте соединения трубопроводов сваркой. Поэтому, следует тщательно проверить качество сварки, его шов и т.д. на первичной диагностике трубопровода после сварки. Далее необходимо раз в год проводить диагностику трубопровода, визуальными, измерительными методами, магнитопорошковыми, рентгеновскими, капиллярными методами, УЗК.

Также при резком закрытии задвижки трубопровода может произойти гидравлический удар. При сильном гидроударе стенки трубопровода могут разрушаться, за счет резкого возрастания давления. Чтобы избежать гидравлического удара, трубопровод снабжают медленно закрывающимися задвижками.

Гидроудар можно предотвратить следующими способами:

- Замедлением изменения скорости потока в сети;
- Сбрасыванием из трубопровода обратного потока после остановки насоса;
- Предотвращением быстрого заполнения и опорожнения трубопроводов;
- Впуском в трубопровод воздуха, когда ожидается падение давления ниже атмосферного.

### **Локализация разливов нефти и нефтепродуктов.**

При разливе, без причинения вреда к окружающей среде, является механический метод сбора нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти

остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен.

Основными средствами локализации разливов нефти и нефтепродуктов в водных средах являются боновые заграждения. Главные функции боновых заграждений: предотвращение растекания нефти на водной поверхности, уменьшение концентрации нефти для облегчения цикла уборки, и отвод (траление) нефти от наиболее экологически уязвимых районов.

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

Нефтепровод является объектом повышенной опасности для всего персонала. Он также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нештатных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 00-624-03 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию трубопровода и ведение технического надзора, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что



работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены сооружения магистрального нефтепровода, материалы конструкции нефтепровода, причины возникновения гидравлического удара.

Так же были проведены аналитический расчет трубопровода на прочность и аналитический расчет камеры запуска СОД на прочность от действия внутреннего давления нефти.

Проведен анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода камеры запуска СОД, который показал наиболее нагруженные участки трубопровода (рис. 13, 14, 15, 16).

Анализ полученных деформаций и напряжений в конструкции трубопровода позволяет сделать вывод о том, что часть линий данной конструкции требует замены узловых агрегатов точек D, F, G и E.

Полученные результаты являются частично приближенными в силу применения упрощенных расчетных схем, невозможности точного определения фактических нагрузок, действующих на конструкцию камеры запуска СОД.

## Список использованных источников

1. Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. — СПб.: Недра, 2008. - 488 с.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: «Дизайн Полиграф Сервис», 2007. – 527 с.
3. Нагорный В.П., Глоба В.М. Магистральные трубопроводы / В.П. Нагорный, В.М. Глоба: под редакцией В.П. Нагорного; НАН Украины, Институт геофизики им. С.И. Субботина. – Киев, 2012. – С. 310, ил. 225, табл. 22, библиограф. 48.
4. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти/Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб, для вузов: В 2 т. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 407 с.: ил.
5. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра. 1975.
6. Белоусов В.Д., Блейхер Э. М. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. - М.: Недра. 1978.
7. Алиев Р.А., Белоусов В.Д. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. - М.: Недра. 1988.
8. Лурье М.В. и др. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. - М.: Нефть и газ, 1999.
9. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С. и др. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. - М.: Недра, 2001.
10. ГОСТ 12.1.005-76. Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования
11. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.1.004-76 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

13. ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные.: Министерство черной металлургии СССР, 1978.
14. ГОСТ 10704 – 91 Трубы стальные электросварные прямошовные.: ИПК Издательство стандартов, 1991.
15. ГОСТ 20295 – 85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).
16. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
17. СНиП 2.05.07-85 Промышленный транспорт
18. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. – Москва, 2013.
19. РД-75.180.00-КТН-057-10 Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов. Утвержден и введен в действие ОАО «АК «Транснефть» 24 февраля 2010 г.
20. С.В. Китаев. Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа. Электронный ресурс. Доступ [http://doidpo.rusoil.net/pluginfile.php/15820/mod\\_resource/content/1/Fundamentals%20of%20technical%20diagnostics/teor/theme1\\_1.html](http://doidpo.rusoil.net/pluginfile.php/15820/mod_resource/content/1/Fundamentals%20of%20technical%20diagnostics/teor/theme1_1.html)