

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

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах»

УДК 622.692.4.052-049.65:532.593

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Холкин В.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

## ПРОТОКОЛ

согласования результатов обучения  
по Основной образовательной программе подготовки магистров  
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

профиль подготовки:

- *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b><i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</i></b>		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы — в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.</i>	ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Холкин Владислав Сергеевич

Тема работы:

«Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах»

Утверждена приказом директора (дата, номер)      от 12.03.2018 г. №1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:      25.05.2018г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Рассматриваемая нефтеперекачивающая станция «Молчаново» магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» D=1220 мм, δ=14 мм, марка стали 17ГС, рабочее давление 4,3 МПа.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Исследование выбора параметров управления системы сглаживания волн давления при разных коэффициентах расхода регулирующего дросселя, полного объема газового аккумулятора, начального настроенного давления газового аккумулятора, времени работы системы сглаживания волн давления в зависимости от ее параметров.</p> <p>Исследование напряженно – деформированного состояния нефтепровода с помощью программного комплекса Ansys, путем построения расчетной модели с применением необходимых нагрузок, моделирование и расчет модели нефтепровода с рабочим давлением нефтепровода, при гидравлическом ударе, при оснащении нефтепровода системой сглаживания волн давления.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу на исследуемом участке</p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С. , ассистент ОСГН ШБИП</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А., ассистент ООД ШБИП</p>
<p>Консультант-лингвист</p>	<p>Коротченко Т.В., доцент ОИЯ ШБИП</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Water hammer</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>05.09.2016г</p>
--	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Антропова Н.А.</p>	<p>к.г.-м.н., доцент</p>		<p>05.09.2016г</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ6Б</p>	<p>Холкин Владислав Сергеевич</p>		<p>05.09.2016г.</p>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Уровень образования магистр  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.12.2017	Введение	10
09.02.2018	Характеристика объекта исследования	10
12.03.2018	Обзор и критический анализ средств защиты магистральных нефтепроводов от волн повышения и понижения давления	15
	Исследование сбросных клапанов системы сглаживания волн давления	10
16.04.2018	Расчетная часть	20
27.04.2018	Анализ пошаговых действий расчета напряженно-деформированного состояния нефтепровода, подверженного повышенному давлению в результате гидравлического удара с помощью ПО Ansys.	10
04.05.2018	Финансовый менеджмент	10
10.05.2018	Социальная ответственность	10
18.05.2018	Заключение	5
23.05.2018	Презентация	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		15.11.2017

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		15.11.2017

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Б	Холкину Владиславу Сергеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Экономическое исследование проведения ликвидации последствий гидравлического удара в случае замены участка трубопровода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы расхода материалов на технологический процесс; трудозатраты; нормы амортизации оборудования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	...
2. Разработка устава научно-технического проекта	Календарное планирование работ
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчёт сметы расходов проведение капитального ремонта с заменой трубы
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительный анализ ресурсоэффективности

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

1. Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Расчетные формулы
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	12.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.			12.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Б	Холкин В.С.		12.03.2018



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ6Б	ФИО Холкину Владиславу Сергеевичу
-----------------	--------------------------------------

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

<p>1. Характеристика объекта исследования и область его применения</p>	<p>Объект исследования магистральный нефтепровод и средства защиты коммуникаций НПС от ударных волн давления. Рабочее место расположено на трассе нефтепровода. Участок работ расположен в Томской обл. Местность равнинная. Климат умеренно континентальный. При защите коммуникаций НПС от волн повышения давления могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера. Проводятся камеральные работы в сухом помещении с хорошими условиями освещенности.</p>
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность.</b> 1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Вредные факторы При полевых работах</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Превышение уровня шума;</li> <li>2. Повышенный уровень вибрации;</li> <li>3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу</li> </ol> <p>При камеральных работах</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отклонение параметров микроклимата при камеральных работах.</li> <li>2. Недостаточная освещенность</li> </ol>
<p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Опасные факторы При полевых работах</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования</li> <li>2. Электрический ток</li> <li>3. Взрывоопасность и пожароопасность;</li> </ol> <p>При камеральных работах</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток</li> <li>2. Пожарная безопасность</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	<p>При эксплуатации нефтепровода с системой защиты от гидравлических ударов воздействия оказывают производственные процессы.</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Эксплуатация сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова;</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть при проведении в случае отсутствия системы сглаживания волн давления непредвиденным разливом нефти</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Производственные условия на рабочем месте характеризуются наличием некоторых опасных и вредных факторов, которые классифицируются по группам элементов: физические, химические, биологические и психофизиологические. СНИП12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве», ПМТ №51 от 18.12.98г. «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 № 279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			14.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Холкин В.С.		14.03.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 154 с., 38 рис., 30 табл., 54 источника, 2 прил.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, гидравлический удар, ударная волна, фронт волны, магистральный нефтепровод, переходные процессы, система сглаживания волн давления, клапан, коэффициент расхода регулирующего дросселя.

Объектом исследования является защита коммуникации нефтеперекачивающей станции от ударных волн.

Цель работы – исследование методов и систем, защищающих трубопровод от недопустимых перегрузок, вызываемых волнами повышенного давления, зависящими от изменения режимов транспортировки нефти, исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном нефтепроводе, что позволит безаварийное функционирование объектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро – Судженск».

В процессе исследования проводились расчеты скорости распространения гидравлической ударной волны в трубопроводе и давления в нефтепроводе при гидравлическом ударе. Проведено исследование выбора параметров системы управления ССВД. Проведён сравнительный анализ известных методов защиты коммуникаций нефтеперекачивающих станций. Отражено техническое описание действующего магистрального нефтепровода, отражены технические характеристики, схемы нефтеперекачивающей станции, причины возникновения отказов магистрального нефтепровода, причины образования гидравлического удара в процессе перекачки нефти. Произведено моделирование участка нефтепровода при гидравлическом ударе в системе Ansys. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды.

В результате исследования было выявлено, что применение ССВД, в качестве защиты коммуникаций НПС, имеет ряд преимуществ и является наиболее эффективным способом защиты. Также был исследован выбор

основных параметров управления ССВД, влияние параметров системы управления ССВД на режим работы всей системы в целом. При моделировании в системе Ansys было выявлено, что эквивалентные напряжения при гидравлическом ударе, действующие на стенки магистрального нефтепровода, превышают аналогичные напряжения при рабочем давлении.

## Содержание

Введение.....	16
1. Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск».....	20
1.1 Краткая характеристика трассы «Александровское – Анжеро-Судженск» .....	20
1.2 Описание технологической схемы НПС «Молчаново».....	21
2. Переходные процессы в магистральных нефтепроводах .....	25
2.1 Гидравлический удар .....	25
2.1.1 Последствия гидравлического удара .....	27
2.2 Технологические процессы в нефтепроводах, вызывающие аварийную ситуацию .....	28
2.2.1 Остановка насосов на перекачивающих станциях.....	28
2.2.2 Запуск насосных агрегатов на перекачивающей станции .....	30
2.2.3 Закрытие задвижки. ....	30
2.2.4 Сброс и подкачка нефти на магистральном трубопроводе .....	31
2.2.5 Заполнение самотечного участка. ....	32
2.2.6 Отраженные волны .....	33
2.3 Обзор и анализ средств защиты магистральных нефтепроводов от волн пониженного и повышения давления .....	34
2.3.1 Уравнительный резервуар. ....	34
2.3.2 Воздушный колпак .....	36
2.3.3 Частотные преобразователи .....	38
2.3.4 Обратный клапан .....	39
2.3.5 Мембраны предохранительные разрывные .....	40
2.3.6 Предохранительные клапаны пружинного типа .....	42
2.3.7 Предохранительные клапаны с пилотным управлением.....	46
2.3.8 Система автоматического регулирования давления.....	48
2.3.9 Быстродействующие клапаны с регулируемым приводом .....	49
3. Система сглаживания волн давления.....	51
3.1 Назначение ССВД.....	51
3.2 Состав ССВД.....	53

					<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	<b>Содержание</b>					
<i>Разраб.</i>		<i>Холкин В.С.</i>						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>							13	3
<i>Консульт.</i>								<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
<i>Рук-льООП.</i>		<i>Бурков П.В.</i>								

3.3 Принцип действия ССВД.....	54
3.4 Предохранительные клапаны сглаживания волн ..... давления Danflo.....	56
3.5 Предохранительный клапан типа «Флекс-фло».....	59
4. Расчетно-аналитическая часть .....	61
4.1 Скорость распространения гидравлической ударной волны в трубопроводе.....	61
4.2 Уравнения, описывающие работу ССВД.....	66
4.3 Исследование выбора параметров системы управления ССВД .....	69
5. Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys.....	86
5.1 Создание расчетной модели нефтепровода. ....	86
5.2 Моделирование участка нефтепровода с рабочим давлением.....	89
5.3 Моделирование участка нефтепровода при гидравлическом ударе .....	91
5.4 Моделирование участка нефтепровода при гидравлическом ударе, оборудованном системой сглаживания волн давления .....	92
5.5 Результаты расчета модели нефтепровода..... в программном комплексе Ansys. ....	93
6. Оценка экономических затрат при проведении работ по ликвидации последствий гидравлического удара .....	95
6.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	95
6.2 План проекта .....	98
6.3 Бюджет научного исследования.....	102
6.4 Расчет затрат на проведение работ .....	103
6.5 Организационная структура проекта.....	110
6.6 Определение финансовой, ресурсосберегающей , бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	113
7. Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны .....	116
7.1 Производственная безопасность .....	117
7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	118
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	124
7.2 Экологическая безопасность .....	127

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	128
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ....	131
Заключение .....	132
Список использованных источников.....	134
Приложение А.....	140
Приложение Б.....	141

## Введение

В нынешнее время магистральные нефтепроводы это наиболее высоконадёжный и дешёвый вид транспортировки нефти. Для того чтобы создать и поддерживать давление в нефтепроводе, которое необходимо для транспорта нефти, сооружаются нефтеперекачивающие станции.

На режим работы НПС могут повлиять такие факторы как, например, аварийные и ремонтные ситуации, нестационарные явления в нефтепроводе, которые связаны с колебаниями физических параметров нефти и разными технологическими операциями, годовые и сезонные колебания добычи нефти из-за которых происходит изменение величины подачи нефти. Подобные изменения могут привести к неблагоприятным ситуациям, может произойти аварийная остановка НПС, что повлечет за собой очень большие экономические потери. Чтобы избежать неприятностей, во-первых, необходимо осуществлять постоянную, непрерывную, согласованную работу станций на всех участках нефтепровода, во-вторых, защищать нефтепровод и оборудование, установленное на нем.

При остановке насосного агрегата или НПС на приеме станции происходит резкое изменение скорости движения нефти, и вследствие инерционности потока происходит рост давления, причем скорость нарастания давления может достигать нескольких МПа в секунду. Волна повышенного давления, образовавшаяся в нефтепроводе, может поспособствовать каскадному отключению нефтеперекачивающих станций, а также привести к выходу из строя оборудования НПС или разгерметизации трубопровода.

В настоящее время не теряет актуальности тема исследования переходных процессов в нефтепроводе, на смотря даже на то, что данным вопросом занималось большое количество авторов, среди которых есть

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дат				
Разраб.		Холкин В.С.			<b>Введение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					16	4
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
Рук-льООП.		Бурков П.В.						



известные отечественные и зарубежные ученые, такие как Жуковский Н.Е., Громека И.С., Резаль, Черногв И.А. и многие другие.

Анализируя экспериментальные и теоретические работы теории переходных процессов в магистральных нефтепроводах, можно сделать вывод, что данная теория достаточно хорошо развита, она опирается на прочный научный фундамент и имеет значительные достижения в практической области применения. Не смотря на это обстоятельство, было выяснено, что существуют некие проблемы важные для эксплуатации и проектирования магистральных нефтепроводов, которые остаются практически неизученными. Одной из таких проблем является проблема защиты нефтепровода от повышенного давления с помощью ССВД.

В данной диссертации изложено исследование аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах, целью которого является разработка систем и методов защиты трубопровода от волн повышенного давления и недопустимых перегрузок. Волна повышенного давления может возникать при свершении различных технологических операциях, которые связаны с изменением режимов транспорта нефти. Выполненное исследование отличается от исследований других автором тем, что в работе рассмотрен метод, основанный на использовании системы сглаживания волн давления, предотвращающий аварийные ситуации.

В диссертации дан критический анализ существующих конструкторских решений по защите трубопроводов от повышенных перегрузок. В результате анализа были указаны проблемы, которые нуждаются в дальнейшей разработке. В оригинальной части работы развита теория для расчета и моделирования функционирования системы сглаживания волн давления. В работе также выяснено влияние настроечных параметров ССВД на характер изменения давления на НПС.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы состоит в том, что постоянно усложняются технология и техника трубопроводного транспорта, увеличиваются как объемы перекачиваемой нефти, так и

протяженность трубопроводов, во много раз усложняется и возрастает уровень управления и автоматизации трубопроводной системой, при этом ужесточаются требования к экологической и технической безопасности их эксплуатации. При этом основным направлением является исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном нефтепроводе, что позволит обеспечить нормальное и бесперебойное функционирование объектов магистрального нефтепровода.

Кроме того, следует иметь в виду, что в настоящее время срок эксплуатации больше половины магистральных нефтепроводов приблизился или превысил проектный. Этот факт значительно увеличивает вероятность аварии на линейной части нефтепровода, поэтому необходимо выполнять мероприятия, которые направлены на повышение надежности нефтепроводов, предотвращение аварий и их последствий.

Цель работы – исследование методов и систем, защищающих трубопровод от недопустимых перегрузок, вызываемых волнами повышенного давления, зависящими от изменения режимов транспортировки нефти, исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном нефтепроводе, что позволит безаварийное функционирование объектов на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро – Судженск».

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие основные задачи исследования:

- изучить гидравлический удар и возможные его последствия, возникающий в результате изменения режима перекачки нефти либо остановке или запуске перекачиваемой станции.
- провести обзор и анализ средств защиты магистральных нефтепроводов от волн повышения давления.
- рассчитать величину ударного давления и скорости распространения фронта волны в трубопроводе при гидравлическом ударе
- исследовать выбор параметров системы управления системы сглаживания волн давления

					<i>Ведение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		18

- провести расчет гидравлического удара на стенки участка магистрального нефтепровода в программной системе ANSYS.

					<i>Ведение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		19

# 1. Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

## 1.1 Краткая характеристика трассы «Александровское – Анжеро-Судженск»

Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» (рис 1.1), был выведен на проектную мощность и построен в 1974 году. Данный трубопровод обеспечивает транспортировку нефти с двух основных нефтедобывающих районов: Александровского и Нижневартовского, протяжённость которого составляет 817,5 км. Трубопровод имеет диаметр 1220 мм, который проектирован на рабочее давление 4,3 МПа. Линейная часть магистрального нефтепровода изготовлена из прямошовных труб нормализованной низколегированной стали 17ГС (предел прочности 510 МПа, предел текучести - 350 МПа).

Нефтепровод проходит в районе с резко континентальным режимом, которому присуще продолжительная холодная зима и короткое теплое лето с резкими летними и зимними температурными перепадами. Минимальная температура воздуха в январе достигает  $-50^{\circ}\text{C}$ , а максимальная в июле  $+38^{\circ}\text{C}$ . Безморозный период составляет 100-105 дней.

Таблица 1.1 – Характеристики перегонов нефтепровода «Парабель - Анжеро-Судженск»

Наименование	Координата НПС, км	Геодезическая отметка, м	Максимально допустимое давление на выходе НПС, МПа
ГНПС «Парабель»	394	71,7	4,76
НПС «Молчаново»	583	113,0	4,28
НПС «Орловка»	690	78,3	4,59
ПСП «Анжеро - Судженск»	818	229,3	-

					<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дат				
Разраб.		Холкин В.С.			Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					20	5
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
Рук-льООП.		Бурков П.В.						

Схема магистральных нефтепроводов АО «Транснефть – Центральная Сибирь» представлена на рисунке 1.1.

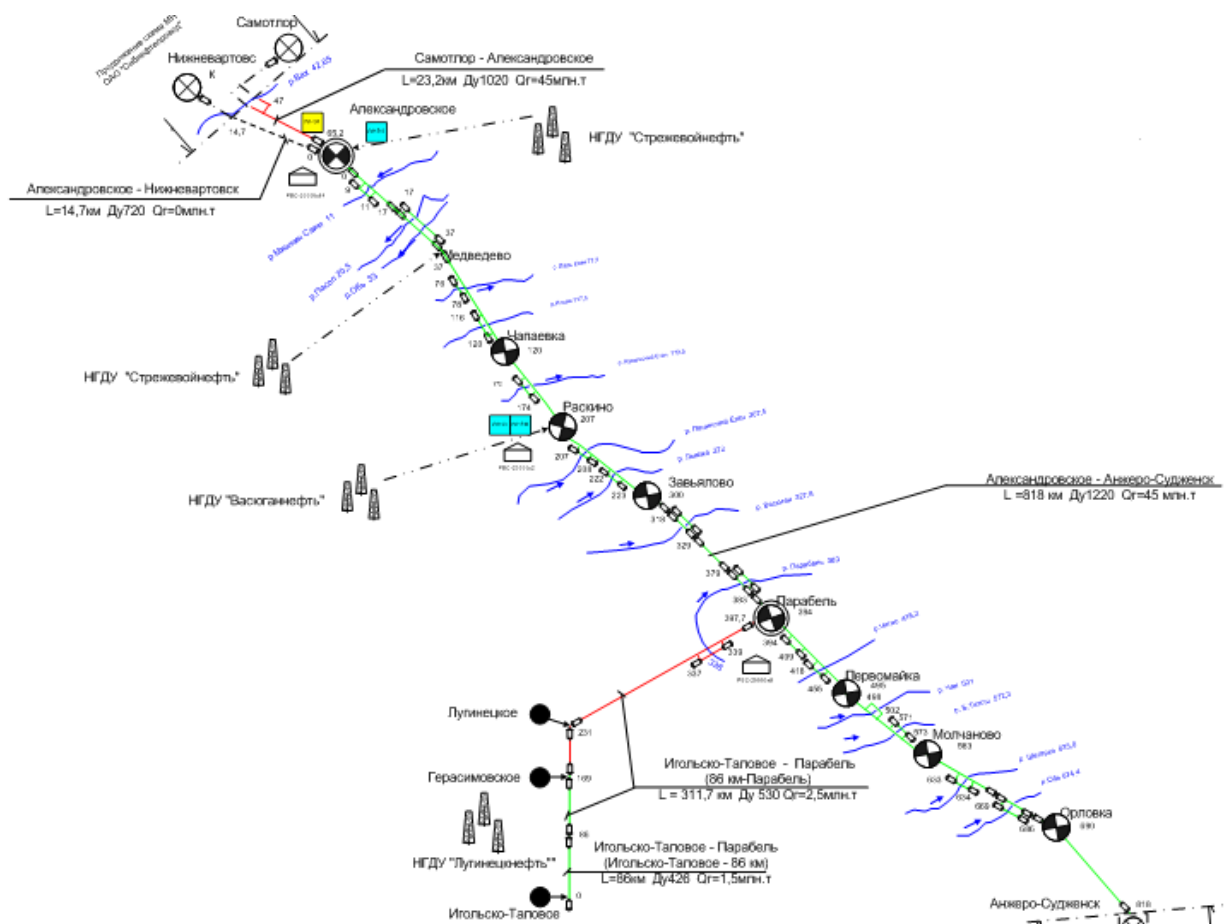


Рисунок 1.1 – Магистральные нефтепроводы АО «Транснефть – Центральная Сибирь».

## 1.2 Описание технологической схемы НПС «Молчаново»

Нефтеперекачивающая станция является структурным подразделением магистрального нефтепровода и представляет комплекс сооружений, оборудования и установок, которые предназначены для обеспечения транспорта нефти по трубопроводу.

НПС «Молчаново» построена в 1974 г, введена в эксплуатацию в 1975 г, расположена на 583 км магистрального нефтепровода (МН) «Александровское – Анжеро-Судженск», построенного в 1972 г. НПС является промежуточной нефтеперекачивающей станцией и предназначена

					Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

для повышения давления в трубопроводе, а также разобшения участков МН в случае возникновения волн давления.

С 1998 года НПС «Молчаново» выведена из эксплуатации в соответствии с приказом ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири» №175п от 01.07.98 г, освобождена от нефти и переведена в режим безопасного состояния.

Для увеличения пропускной способности действующего нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» и для обеспечения подачи нефти в объёме 74,5 млн. т/год из Западной Сибири в нефтепроводную систему «Восточная Сибирь тихий океан», реализована программа «Реконструкции узла сбора нефти от системы сглаживания волн давления и дренажа в составе НПС «Молчаново». В сентябре 2005 года были начаты работы по реконструкции НПС «Молчаново» и завершены в октябре 2006 года. С 3 ноября 2006 года НПС «Молчаново» введено в эксплуатацию.

НПС «Молчаново» представляет собой комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти и пропуска средств очистки и диагностики без остановки станции по технологическому участку нефтепровода «Парабель – Анжеро-Судженск». Технологическая схема НПС «Молчаново» приведена в Приложение А.

В состав НПС «Молчаново» входят:

- насосная станция с 4-мя магистральными насосными агрегатами НМ 10000-210 с электродвигателями СТД–6300-2 с подачей  $Q = 7000 \text{ м}^3/\text{час}$  ( $D_2 = 505 \text{ мм}$ );
- фильтры – грязеуловители ФГУ-1400,  $D_y = 700 \text{ мм}$ ,  $P_y = 4,0 \text{ МПа}$  (3 шт.);
- узел регулирования давления с двумя регуляторами  $D_y = 700 \text{ мм}$ ,  $P_y = 8,0 \text{ МПа}$  на суммарный расход  $Q = 10000 \text{ м}^3/\text{час}$ ;
- система сглаживания волн давления «Аркрон»;
- пункт налива нефти (расходные емкости РГС-50, 2 шт.).

					Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

Нефть из нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» от узла подключения поступает на вход фильтров-грязеуловителей Ф-1, Ф-2, Ф-3 (2 рабочих и 1 резервный). Фильтры предназначены для очистки нефти от механических примесей и посторонних предметов перед подачей на магистральные насосы.

Далее нефть через существующий коллектор магистральной насосной поступает на насосы МА-1, МА-2, МА-3, МА-4 (3 рабочих и 1 резервный). Между приемным и нагнетательным трубопроводом каждого насоса установлен обратный клапан (КО1..4) с плавным закрытием, исключающий пропуск жидкости в обратном направлении и возникновение гидроудара во время закрытия.

После насосов нефть поступает на площадку регулирования давления. Регулирующие заслонки РД-1, РД-2 обеспечивают поддержание необходимого давления на входе в магистральный нефтепровод. В работе одновременно находятся обе заслонки.

Между магистральной насосной и регулирующими заслонками установлен быстродействующий обратный клапан КО5.

После площадки регулирования нефть возвращается на узел подключения и поступает в магистральный нефтепровод.

Для защиты нефтепровода от перегрузок на байпасе приемного коллектора насосов предусмотрен существующей схемой НПС блок системы сглаживания волн давления (ССВД) «Аркрон-1000». При опасных возмущениях в нефтепроводе ССВД обеспечивает сброс части потока нефти из приёмной линии в проектируемые резервуары-сборники Е-1, Е-2, Е-3, Е-4, Е-5.

Резервуары Е-1..5 предназначены для приема сбрасываемой нефти с блока ССВД, а также приема дренажа и утечек оборудования НПС.

Система подачи дренажа и утечек магистральных насосов в резервуары-сборники выполнена отдельно.

					Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

Откачка нефти из Е-1..5 осуществляется полнонапорными насосами Н-1,2 в приемный коллектор магистральных насосов. Насосы установлены в бетонированные приемки.

					Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24



## 2. Переходные процессы в магистральных нефтепроводах

### 2.1 Гидравлический удар

Термином гидравлический удар обычно определяют изменение давления в напорных трубопроводах в результате изменения во времени средней скорости движения в каком-либо поперечном сечении потока. При этом появляются как инерционные, так и упругие свойства жидкости и трубопровода.

Инженеры, занимающихся проектированием насосных установок, знакомы с такими терминами как «гидравлический удар», «скачок давления» или применительно к воде - «гидроудар (ударная волна)». Вопрос о том, необходим ли на стадии проектирования анализ нестационарного потока с точки зрения возникновения гидроудара, является неоднозначным. При неблагоприятных условиях возможны повреждения, вызванные гидравлическим ударом, при длине трубопровода более ста метров и расходе, составляющем лишь десятые доли литра в секунду. И даже очень короткие без промежуточных опор трубопроводы на насосной станции могут быть повреждены резонансными колебаниями, если они недостаточно тщательно закреплены. Однако в инженерных сетях зданий, например, в системах теплоснабжения и питьевого водоснабжения, где трубы обычно короткие и имеют небольшое поперечное сечение, данное явление практически не встречается.[11]

Гидравлический удар происходит во время преобразования кинетической энергии в энергию упругой деформации. Однако только стремительные изменения скорости потока, например внезапное закрытие запорного клапана или внезапный сбой насоса, образуют такой эффект.

В результате инерции жидкости скорость потока увеличивается и не

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дат	Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах		
Разраб.		Холкин В.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				25	26
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
Рук-льООП.		Бурков П.В.					

способна подстраиваться под новую ситуацию. При этом жидкость деформируется, а сам процесс деформации сопровождается скачками давления. Гидравлический удар является очень опасным, потому что происходит резкое увеличение давления и распространение его по трубопроводу со скоростью звука (примерно 1000 м/с), что может привести к разрушению трубопроводной системы.

Владельцы или операторы трубопроводных систем, подвергшихся воздействию гидроудара, неохотно предоставляют информацию о любых повреждениях, вызванных этим явлением. Однако, при изучении фотографий мест некоторых аварий становится очевидным следующее: ущерб, который причинен волной повышенного давления, значительно больше затрат на анализ и меры по защите от гидравлического удара и скачков давления.

Гидравлическим ударом или пульсацией давления называется динамическое изменение давления. Гидравлический удар это тот нежелательный эффект, сопровождаемый пульсациями давления, который подобно ударам кувалды негативно воздействует на трубопроводную систему. Из-за гидравлического удара увеличивается динамическая нагрузка на систему трубопровода, крепежные элементы, запорные клапаны, суппорты, компоненты системы и др. Термином гидравлический удар обычно обозначают как повышение, так и понижение давления. В отличие от силы давление гидравлический удар является ненаправленным, так как он не имеет вектора. Сила, действующая в направлении нормали к данной площадке, возникает только тогда, когда гидростатический напор начинает действовать на ограниченную площадь. [12]

При эксплуатации трубопроводной системы предотвратить скачки давления невозможно, поэтому в данной ситуации необходимо удерживать динамические изменения давления в допустимых пределах. Ситуация осложняется тем, что ущерб, причиненный недопустимыми пульсациями давления, не всегда является видимым. Зачастую последствия их

					<i>Переходные процессы в магистральных нефтепроводах</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

воздействия, например, образование трещин в трубе, ослабление или отсоединение фланцев трубы, проявляются спустя долгое время. Причина повреждения в таком случае неизвестна.[11]

### 2.1.1 Последствия гидравлического удара

К основным характеристикам гидравлического удара относят максимальный уровень повышения давления, скорость и продолжительность нарастания давления. Высокий уровень максимального давления при гидравлическом ударе оказывает разрушающее воздействие на трубопровод.

Некоторые из типичных повреждений, вызванных гидравлическим ударом, перечислены ниже.

При повышении давления:

- Разрыв трубы
- Повреждения крепежных устройств трубы
- Повреждения насосов, фундаментов, трубопроводной арматуры

При понижении давления:

- Смятие пластиковых и тонкостенных стальных труб
- Подсос грязной воды или воздуха в трубопровод через фланцевые соединения или соединительные муфты, сальниковые уплотнения или места утечки
- Разрыв столба жидкости (сплошностипотока), за которым следуют высокие скачки давления, когда отдельные столбы жидкости воссоединяются с ударом (макрокавитация)

Продолжительная силовая нагрузка. Продолжительность силовой нагрузки зависит от времени прохождения волны давления по трубопроводу. Время может составлять от нескольких секунд до нескольких минут, все зависит от протяженности трубопровода. Даже при сохранении целостности трубопровода длительная нагрузка может привести к его разгерметизации, например, выдавливание прокладки фланцевых соединений.[25]

Скорость нарастания давления. Высокая скорость нарастания давления соответствует большому градиенту во фронте волны давления,

					Переходные процессы в магистральных нефтепроводах	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

распространяющейся в нефтепроводе после гидравлического удара. Для трубопроводов, проложенных на опорах, имеющих сложный профиль и П-образные компенсаторы, высокий градиент давления на фронте распространяющейся волны ведет к большому перепаду давления на коротких участках трубопровода, что в свою очередь вызывает повышение нагрузки на опоры. Когда градиент давления на фронте волны велик, то велика вероятность разрушения узлов крепления трубопровода и как итог, трубопровод будет сброшен с опор.

Колебания давления, которые следуют за гидравлическим ударом, способствуют неблагоприятной знакопеременной нагрузке на сам нефтепровод и на установленное на нем оборудование.[11]

## **2.2 Технологические процессы в нефтепроводах, вызывающие аварийную ситуацию**

Нефть, текущая в нефтепроводе, обладает инерцией. Именно поэтому любая плановая или спонтанная технологическая операция, связанная с изменением режима транспортировки нефти, а именно с изменением скорости течения, приводит к появлению дополнительных сил, действующих на жидкость, возникает колебание давления. Следует знать, что любое ускорение потока приводит к возникновению волны пониженного давления, а любое замедление потока вызывает волну повышенного давления.[3]

### **2.2.1 Остановка насосов на перекачивающих станциях**

В результате остановки одного или нескольких насосных агрегатов перекачивающей станции или всей ПС в целом на её входе возникает волна повышенного давления, а на выходе - волна пониженного давления. Причин аварийной остановки ПС множество: срабатывание системы защиты или отключение электроэнергии. В зависимости от параметров насосных агрегатов и электродвигателей, которые установлены на станции, время

					<i>Переходные процессы в магистральных нефтепроводах</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

остановки ПС может составлять несколько десятков секунд. При этом колебания волны повышенного и пониженного давления может составлять 1,0 — 3,0 МПа. Такое изменение давления зависит от параметров нефтепровода, режима перекачки и перекачивающей станции.

Как только насосные агрегаты останавливаются, волна повышенного давления движется в сторону предыдущей перекачивающей станции. При движении такой волны в нефтепроводе давление на отдельных участках может превысить несущую способность трубы, что в свою очередь может привести к разрыву нефтепровода. С приходом данной волны на предыдущую станцию давление на выходе станции резко увеличивается. На линии нагнетания станции установлена система автоматического регулирования давления, которая ограничивает давление на выходе ПС. Чтобы ограничить давление система прикрывает заслонку, установленную в линии нагнетания ПС, но из-за инерции жидкости САР может не успеть сработать, повышение давления не будет скомпенсировано, следовательно, давление превысит предельно допустимое значение. В этом случае САР начинает последовательно отключать насосы станции, что приводит к остановке перекачки.[9]

В это же время волна пониженного давления движется в противоположном направлении волне сжатия, к перекачивающей станции, которая находится ниже по потоку. Распространение волны разрежения в некоторых случаях может привести к снижению давления до упругости насыщенных паров нефти, в результате чего нефть вскипанию и образуется самотечный участок с парогазовой полостью. Самотечные участки в нефтепроводе нежелательно, потому что уменьшается производительность перекачки и газовая фаза долго не исчезает. Как только волна разрежения приходит в линию всасывания ПС то появляется большая вероятность кавитации в насосах станции. Если кавитация возникает, то система автоматического регулирования давления может отключить станцию. Именно поэтому отключение нескольких или даже одного насоса на ПС

					<i>Переходные процессы в магистральных нефтепроводах</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

влечет за собой опасность аварийной остановки перекачки нефти и каскадного отключения перекачивающих станций.

### **2.2.2 Запуск насосных агрегатов на перекачивающей станции**

Во время запуска насосных агрегатов давление в линии нагнетания увеличивается, а в линии всасывания уменьшается. Насосные агрегаты ПС включают поочередно, при этом величина увеличения давления в линии нагнетания станции и уменьшения давления в линии всасывания при пуске одного насоса составляет 0,5 — 1,0 МПа.

Давление в линии всасывания насосов для штатной работы не должно быть ниже кавитационного запаса (определяют расходом нефти и маркой насоса). При пуске насоса давление на входе станции может уменьшиться ниже кавитационного запаса, что может повлечь за собой аварийную остановку насоса или всей перекачивающей станции в целом. Также при запуске насосных агрегатов, имеющих высокое противодействие, есть опасность, что давления на выходе станции увеличится выше предельно допустимого значения, а это в свою очередь приведет к отключению одного насосного агрегата или всей ПС.[3]

### **2.2.3 Закрытие задвижки.**

Задвижки являются неотъемлемым оборудованием для магистральных нефтепроводов на линейной части. Их устанавливают с интервалом 10 -30 км в зависимости от профиля нефтепровода. Задвижки предназначены для остановки потока нефти, перекрытия аварийных и ремонтируемых участков. При закрытии задвижки давление перед ней увеличивается, а за ней уменьшается. При этом каждая волна давления начинает распространяться в своем направлении. Так волна повышенного давления движется к предыдущей ПС, а волна пониженного давления к ПС, которая расположена ниже по потоку. Такой процесс распространение волны повышенного давления по нефтепроводу показан на рисунке 2.1.

					<i>Переходные процессы в магистральных нефтепроводах</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

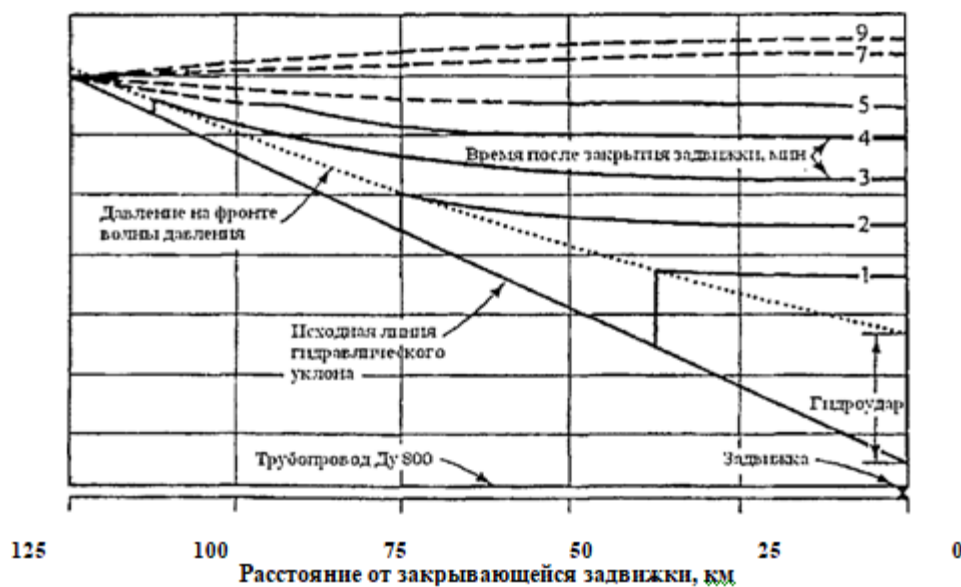


Рисунок 2.1 – Изменение распределения напора по длине нефтепровода при закрытии секучей задвижки.

В результате прихода волн повышенного и пониженного давления на ПС срабатывает система автоматического регулирования и приходит аварийная остановка нефтепровода. Задвижки имеют специфическую особенность гидравлического сопротивления, поэтому САР предыдущей ПС может не успеть снизить нагнетание, расход нефти в перекрытый участок нефтепровода, что может привести к разрыву трубы на каком-либо участке нефтепровода.[3]

#### 2.2.4 Сброс и подкачка нефти на магистральном трубопроводе

Очень часто магистральные нефтепроводы проходят в районах нефтедобычи и вблизи нефтеперерабатывающих заводов. В связи с этим организуют подкачку и сброс на магистральном нефтепроводе, для перекачки добываемой на промыслах нефти и для снабжения НПЗ нефтью.

Во время сброса нефти из нефтепровода образуется волна пониженного давления, распространяющаяся вниз и вверх по потоку нефти. Если такая волна придет на следующую по потоку ПС, то она вызовет снижение давления на линии всасывания, что может привести к аварийной остановке перекачивающей станции.

В результате закачки нефти в нефтепровод образуется волна повышенного давления, распространяющаяся вниз и вверх по потоку нефти. Как только такая волна придет на предыдущую по потоку перекачивающую станцию произойдет повышение давления в линии нагнетания станции. Увеличившееся давление может превысить несущую способность нефтепровода и вызвать разрыв трубы. [6]

### 2.2.5 Заполнение самотечного участка.

Магистральные нефтепроводы часто прокладываются по местностям с большим перепадом высот. В таких нефтепроводах возможно образование самотечных участков. В перевальной точке давление снижается ниже упругости насыщенных паров жидкости и происходит вскипание нефти. Это является основной причиной, по которой возникают самотечные участки в нефтепроводе. В самотечном участке нефть движется неполным сечением, верхняя часть нефтепровода заполнена парами нефти и выделившимися из неё газами, а по нижней части трубы течет нефть. Обычно самотечные участки возникают после перевальной точки и протяженность таких участков может составлять несколько километров.

Постепенно внутренняя полость магистрального нефтепровода начинает заполняться, самотечные участки уменьшаются по длине, самотечный режим перекачки переходит в режим перекачки полным сечением трубопровода. При этом скорость потока до самотечного участка и после различаются: до самотечного участка скорость выше, чем после него. Во время исчезновения самотечного участка два потока встречаются с разными скоростями, и в сечение нефтепровода происходит увеличение давления. Распространяясь по внутренней полости трубы, волна давления может превысить несущую способность нефтепровода, что в свою очередь приведет к аварийной остановке перекачки, разрыву трубы.[3]



### 2.2.6 Отраженные волны

Выше были описаны случаи, когда в МН возникают волны пониженного и повышенного давления, распространяющиеся в обоих направлениях по нефтепроводу. Во время движения по нефтепроводу волна давления отражается от разных препятствий. Отраженные волны могут обладать как большей, так и меньшей амплитудой падающей волны, также сама волна может изменять знак т.е. волна разрежения давления становится волной повышенного давления и наоборот. Например, при отражении волны повышенного давления от свободной поверхности жидкости в резервуаре она превращается в волну разрежения с такой же амплитудой, но если такая же волна отражается от тупика, то ее амплитуда удваивает. Отраженные волны повышения и понижения давления могут привести к аварийным отключениям перекачивающей станции из-за чрезмерного повышения давления на выходе ПС или понижения на входе.

Изучив технологические процессы, можно сделать вывод, что многие технологические операции, которые проводят для управления нефтепроводом, нестандартные ситуации могут привести к аварийной ситуации, разрыву нефтепровода и разливу нефти. Именно поэтому на нефтепроводах должна быть предусмотрена система защиты, которая постоянно усложняется из-за усложнения методов и систем перекачки. В нынешнее время существует тенденция к увеличению объемов перекачки, а следовательно и тенденция к увеличению рабочего давления, также нефтепровод постоянно прокладывается в сложных климатических и природных условиях. Все это делает задачу разработки систем защиты еще более актуальной.[6]

					Переходные процессы в магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

## **2.3 Обзор и анализ средств защиты магистральных нефтепроводов от волн пониженного и повышения давления**

Для того чтобы защитить трубопровод от волн пониженного и повышенного давления, разработаны различные технические средства и методы. Кроме этого, технические средства постоянно улучшаются, и разрабатываются новые, наиболее эффективные системы. Также, преобразуются новые системы защиты, которые основаны на новых принципах и идеях. Ввиду того, что предметом настоящей диссертации является исследование работы новейших систем защиты нефтепроводов от перегрузок, то ниже будет представлен краткий анализ и описание существующих средств защиты.[9]

### **2.3.1 Уравнительный резервуар.**

Уравнительный резервуар применяется для трубопроводных систем низкого давления, чтобы защитить от волн пониженного и повышенного давления, которые возникают в переходном процессе. На рисунке 2.2 изображен пример однонаправленного уравнительного резервуара, который представляет собой вертикальной трубу небольшого диаметра, которая соединена с основным трубопроводом.[6]

Как правило, уравнительный резервуар расположен около регулирующего устройства, которое может стать источником неблагоприятных явлений. Торможение жидкости вызывает закрытие регулирующего органа, в результате чего происходит увеличение давления в трубопроводе. Вместе с тем жидкость начинает втекать в уравнительный резервуар. Уровень жидкости находящейся в уравнительном резервуаре увеличивается по мере её поступления. Так как часть жидкости поступает в уравнительный резервуар, то торможение потока происходит медленней, и значительно уменьшается амплитуда волны давления. Если открыть регулирующий орган жидкость начнет ускоряться, и давление в трубопроводе уменьшится, поэтому жидкость из уравнительного резервуара

вытекает, тем самым отчасти компенсирует падение давления во внутренней полости трубопровода (рис 2.2).

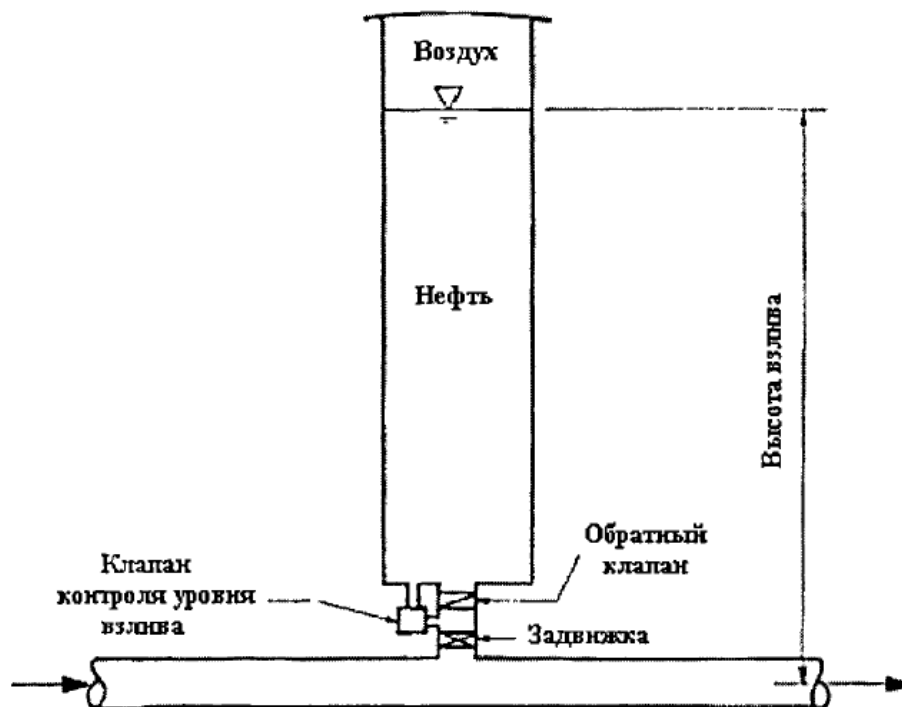


Рисунок 2.2 – Однонаправленный уравнительный резервуар.

Изменения полного напора в трубопроводе, который оборудован уравнительными резервуарами, при переходном процессе, вызванном остановкой насоса, представлены кривыми на рисунке 2.3. На данном рисунке видно, что при остановке насоса на его выходе давление стремительно снижается и распространяется волна пониженного давления вниз по потоку. Если учитывать профиль рассматриваемого трубопровода, то возникшая волна может привести к снижению давления в трубе до давления упругих паров жидкости, что приведет к закипанию жидкости, что недопустимо. Чтобы полностью исключить данное явление в данном случае, устанавливается на трубопроводе три однонаправленных уравнительных резервуара, которые сдерживают давление в присоединенной трубе, не дают ему опускаться ниже статического давления, которое определено высотой разлива резервуара.[13]

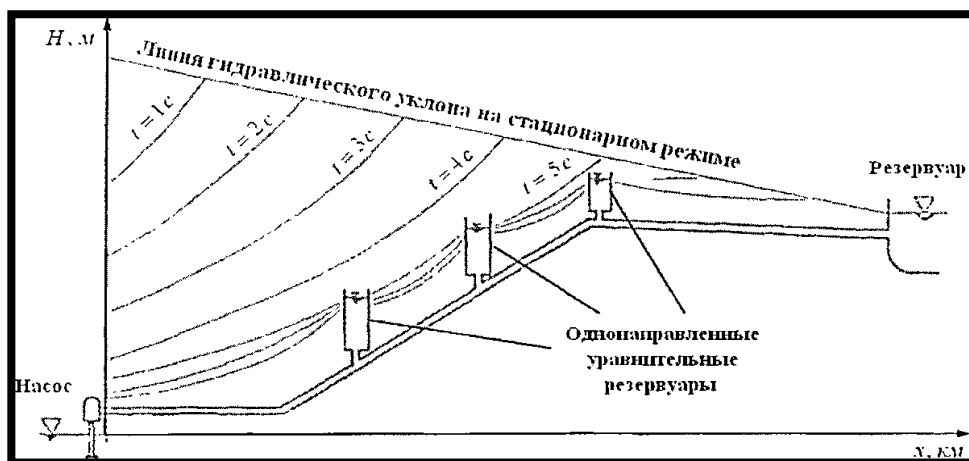


Рисунок 2.3 – Изменение напора по длине трубопровода, оборудованном тремя однонаправленными уравнительными резервуарами.

### 2.3.2 Воздушный колпак

На рисунке 2.4 изображен воздушный колпак – это наиболее распространенный тип уравнительных резервуаров. Данное устройство в процессе работы сглаживает волны пониженного и повышенного давления, которые возникают в переходных процессах в трубопроводе, а также преобразовывает высокочастотные колебания в коротких трубах в низкочастотные колебания, имеющие небольшую амплитуду давления.

Устройство воздушного колпака представляет собой закрытую емкость, в которой одна часть заполнена сжатым газом, а остальное пространство соответственно перекачиваемой жидкостью, при этом газ может отделяться от жидкости гибким разделителем или находиться в свободном контакте с жидкостью.[11]

Далее будет рассмотрен принцип действия воздушного колпака на основе явления переходного процесса, который был вызван остановкой ПС (пуском). В момент запуска ПС давление на выходе стремительно увеличивает силу и распространяется волна повышенного давления, направленная вниз по потоку. Для того, чтобы сгладить подобное явление волны устанавливается воздушный колпак на выходе станции. Расход жидкости в трубопроводе после запуска насосных агрегатов увеличивается, где

часть жидкости начинает поступать в основной трубопровод, а другая поступает в воздушный колпак. По степени заполнения колпака давление внутри него возрастает, а газ сжимается, таким образом и давление в трубопроводе будет возрастать на соответствующую величину. Размер воздушного колпака для сжатия в нем газа влияет на количество необходимой для заполнения жидкости. Рассчитав соответствующие размеры воздушного колпака, можно добиться при пуске ПС плавного повышения давления на выходе.

Когда перекачивающая система останавливается можно наблюдать обратную ситуацию, когда на выходе станции давление стремительно повышается и волна повышенного давления распространяется вверх по потоку. В данной ситуации также можно наблюдать снижение расхода перекачки, т.е. торможение тока. На входе станции воздушный колпак устанавливается для защиты трубопровода от такой волны давления. Жидкость в устройстве тормозится не сразу после остановки перекачивающей системы, постепенно она начинает поступать в воздушный колпак, тем самым повышая давление газа в нем. Чем выше давление в колпаке, тем жидкость в нем тормозится больше и больше до тех пор, пока полностью не остановится. Следовательно, соответствующий объем воздушного колпака способен сгладить возникающую волну давления при её остановке на входе перекачивающей системы.[12]

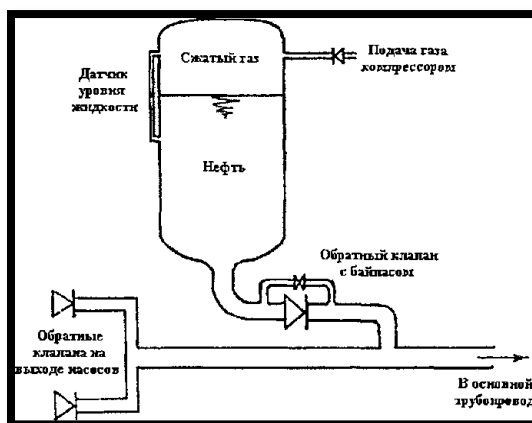


Рисунок. 2.4 – Воздушный колпак на выходе перекачивающей системы.

Несмотря на это, воздушные колпаки имеют и недостаток, который заключается в затруднительном практическом их использовании в магистральных нефтепроводах. Так как для того, чтобы сгладить волну давления в магистральных трубопроводах, с учетом высокого давления внутри колпака, минимальный объем воздушного колпака должен составлять 100 м<sup>5</sup>. Использование воздушных колпаков очень эффективно на коротких трубах малого диаметра, где минимально необходимый объем воздушного колпака составляет несколько кубических метров.[6]

### 2.3.3 Частотные преобразователи

Технология частотного регулирования мощных электроприводов является наиболее экономически эффективной при эксплуатации магистральных нефтепроводов, работающих в переменных технологических режимах перекачки нефти. При выполнении работ по внедрению частотных регуляторов необходимо максимально использовать основные функции применяемых частотных преобразователей:

- Плавный пуск и торможение электродвигателей с регулируемым темпом;
- Плавное регулирование либо поддержание на заданном уровне параметров электропривода;

Преобразователи частоты – это устройства для управления электродвигателем. Устройства способны изменять режимы двигателя при старте, непосредственно в процессе его работы и при остановке, а, следовательно, изменять и ход технологического процесса с заданными требованиями. ПЧ – это сложные электронные устройства с широкой номенклатурой различных функциональных возможностей. Весь спектр функций частотных преобразователей (инверторов) позволяет значительно увеличить ресурс оборудования, существенно экономить энергию, строго контролировать ход технологических процессов.[16]

Одним из наиболее распространенных методов борьбы с волнами пониженного и повышенного давления, возникающих при остановке

					<i>Переходные процессы в магистральных нефтепроводах</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

перекачивающей системы, является метод установки на ось насосного агрегата маховика (рис 2.5).

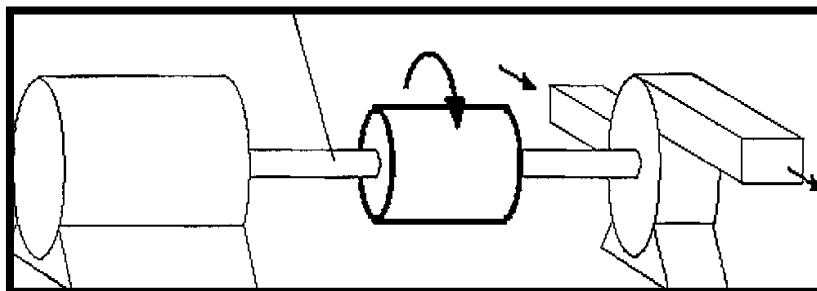


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема установки маховика на вал с целью увеличения времени остановки насоса.

Основоположником данного метода является английский ученый Д.А. Фокс. Средняя продолжительность остановки насосных агрегатов может определяться моментом инерции самого насоса и его электродвигателя. Время остановки магистральных насосных агрегатов составляет около десяти секунд. Момент инерции позволяет увеличить установка маховика на ось магистрального насосного агрегата, тем самым, затягивает повышение давления на входе и его снижение на выходе ПС при её остановке. Чтобы максимально замедлить изменение давления на выходе входе ПС, необходимо установить маховик с большим моментом инерции.

У данного метода также есть недостатки, которые заключается в высокой стоимости маховиков, а также больших затратах энергии при пуске с маховиком такого насосного агрегата.[12]

#### 2.3.4 Обратный клапан

Обратный клапан устанавливают на выходе насоса для того, чтобы жидкость не перетекала в обратном направлении через него. Обратные клапана устанавливают на всех перекачивающих станциях магистрального нефтепровода. Более подробно такой клапан можно рассмотреть на рисунке 2.6.

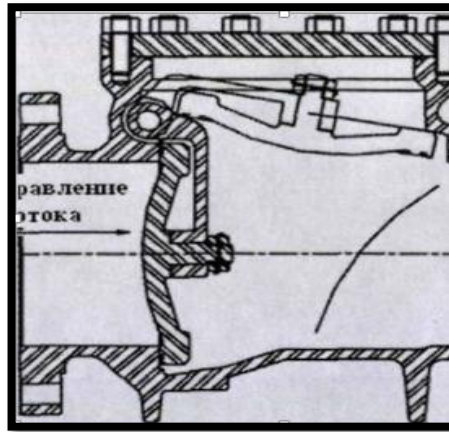


Рисунок 2.6 – Обратный клапан.

При запуске насосного агрегата переток жидкости в противоположном направлении приводит к чрезмерной нагрузке на электродвигатель, что не допустимо. Вследствие чего, обратный клапан устанавливается на выходе всех насосных агрегатов, чтобы не позволить жидкости течь в обратном направлении через насос.

Если обратный клапан будет обладать малой инерцией, то, соответственно, при возникновении обратного перетока, времени для его закрытия будет мало. В такой ситуации возникновение обратного течения может привести к хлопанию обратного клапана, что также не допустимо. Чтобы избежать подобного эффекта, необходимо увеличить инерцию обратного клапана, путем установки на него специальной системы демпфирования, которая обеспечивает плавное закрытие клапана.[28]

### 2.3.5 Мембраны предохранительные разрывные

На опасном участке закрытие наливного трубопровода перед запорно-регулирующей арматурой может привести к гидравлическому удару, на отводящем трубопроводе устанавливаются задвижка, разрывная мембрана и сбросная емкость. Структура мембранного устройства состоит из специального ножа, и специального надреза на самой мембране. Если давление в трубопроводе поднимается выше допустимой нормы, то мембрана прорывается ножом, что сопровождается высокой точностью



срабатывания. Данная насечка на мембране, специально спрофилирована для того, чтобы не загромождать сечение трубопровода при ее прорыве. Когда разрушается мембрана, задвижка расположенная перед ней незамедлительно закрывается, для того чтобы невысокое быстродействие не вызвало гидравлический удар. На рисунке 2.7 представлена разрывная предохранительная мембрана. Конструкция данного устройства достаточно сложная и включает в себя уплотняющие и изолирующие части, сигнальный кабель, и т.п.[26]

Преимущества разрывных мембран:

- низкая стоимость;
- возможность точно настроить срабатывание.

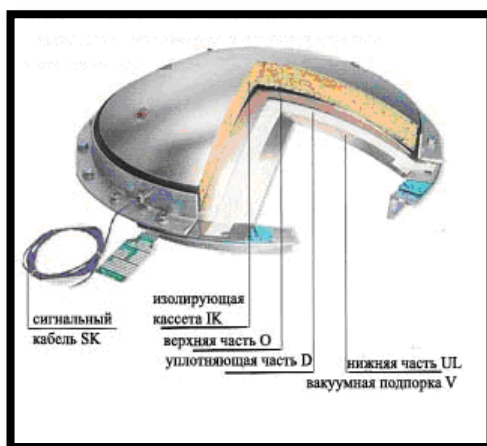


Рисунок 2.7 – Мембрана предохранительная разрывная.

Недостатки разрывных мембран:

- одноразовость (после каждого срабатывания механизма мембрану необходимо менять на новую);
- неэкологичность (замена мембраны неизбежно сопровождается разливом продукта);
- сброса продукта в больших объемах;
- повторный запуск погрузки судна невозможен до замены сработавшей мембраны на новую мембрану;

- мгновенный прорыв мембраны, который сопровождается крутым фронтом волны разрушения, оказывает неблагоприятное воздействие на трубопровод, особенно если он располагается на опорах.

На сегодняшний день разрывные мембраны на нефтепроводах практически не используются. Ограничения в объеме сбросной емкости и высокие экологические требования не позволяют использовать разрывные мембраны для защиты системы.[26]

### 2.3.6 Предохранительные клапаны пружинного типа

Предохранительный клапан – это более совершенное средство защиты оборудования от чрезмерного повышения давления. Если давление в трубопроводе поднимается выше установленного, то автоматически открывается предохранительный клапан и начинается сброс жидкости в резервную емкость. Клапан предохранения обеспечивает расход жидкости, гарантирующий поддержание давления на установленном уровне. Снижение давления в трубопроводе ниже установленного, приводит к закрытию клапана предохранения.

Предохранительные клапаны в магистральных нефтепроводах устанавливаются:

- перед резервуарными парками;
- на технологических трубопроводах между магистральными насосными агрегатами и подпорными, из-за угрозы увеличения давления в трубе выше расчетной при остановке магистральных насосных агрегатов;
- на промежуточных перекачивающих станциях, из-за угрозы превышения при остановке перекачивающей системы несущей способности трубопровода;[28]

На рисунке 2.8, 2.9 изображены типы предохранительных клапанов: с газовым аккумулятором и пружинного типа. В процессе эксплуатации трубопровода с пружинным клапаном на запорный элемент клапана действует сила давления жидкости и сила пружины. Параметры пружины

подобраны так, чтобы при давлении в трубопроводе ниже настроечного давления клапана он оставался закрытым. Данное явление объясняется тем, что сила прижатия запорного элемента клапана превышает силу давления жидкости. Если давление в трубопроводе превышает настроечное давление клапана, то клапан открывается и происходит сброс жидкости в специальную емкость.

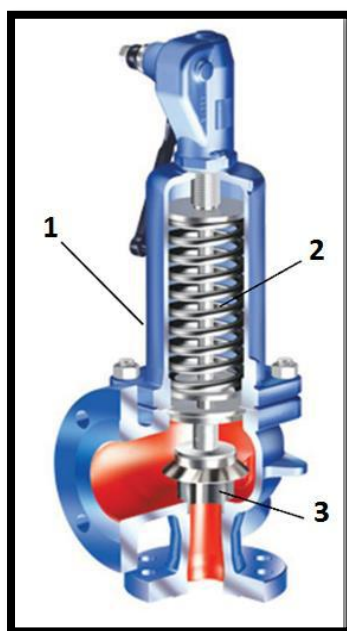


Рисунок 2.8 – Пружинный предохранительный клапан:  
1 – Корпус; 2 - Пружина; 3 - Запорный элемент.

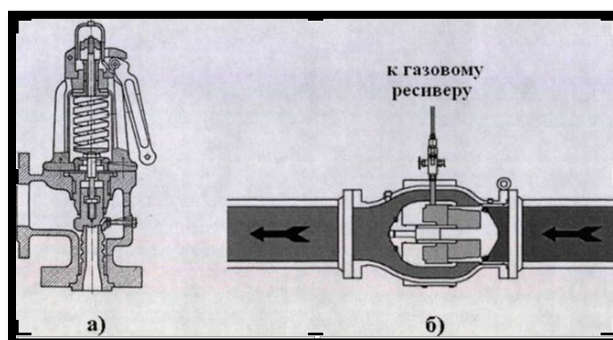


Рисунок 2.9 – Предохранительный клапан с газовым ресивером:  
а) пружинный предохранительный клапан; б) предохранительный клапан с газовым аккумулятором.

Предохранительные клапаны с газовым аккумулятором действуют аналогично, как и пружинные клапаны, однако в работе применяется газовая пружина, вместо механической.

Если сравнивать предохранительные клапаны и разрывные мембраны, то можно заметить, что при снижении давления ниже установленного предохранительный клапан закрывается, что позволяет уменьшить объем сброса.

К основному преимуществу пружинных клапанов можно отнести их простоту конструкции, монтажа и последующей эксплуатации, а также, что немаловажно низкую стоимость. Пружинные клапаны используются для защиты трубопровода от повышенного давления, которое может быть вызвано температурным расширением нефти, путем их установки на участки трубопроводов, которые изолированы секущими задвижками.[4]

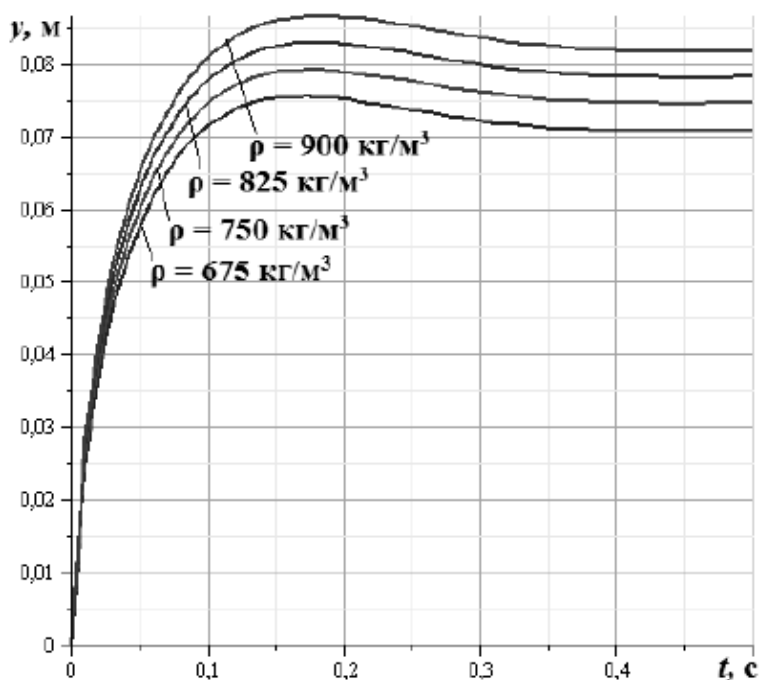


Рисунок 2.10 – Влияние плотности потока на перемещение основного клапана.

Кривые расчета, приведенные на рисунке 2.10 отражают зависимость влияния плотности потока на перемещение основного клапана.

Однако у пружинных предохранительных клапанов существуют и недостатки, к которым следует отнести низкую пропускную способность, большие размеры, невысокое быстродействие (время полного открытия клапана до 1 с), высокое значение превышения давления полного открытия над давлением срабатывания клапана (до 30%), высокое значение требуемого снижения давления в трубопроводе относительно давления срабатывания для полного закрытия клапана (до 20%); перенастройка клапана возможна лишь в узком диапазоне заводской настройки давления срабатывания.[4]

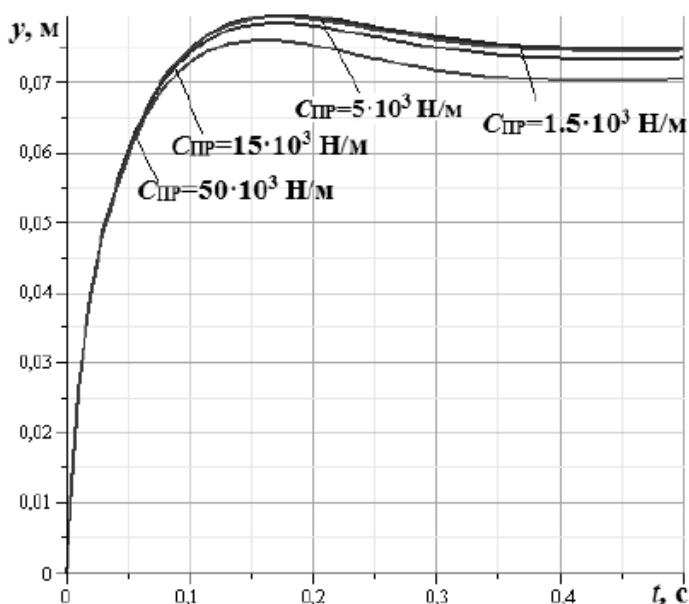


Рисунок 2.11 – Влияние жесткости пружины на перемещение основного клапана.

На рисунке 2.11 представлены расчетные кривые переходных процессов, находящиеся в системе защиты от гидравлического удара с различными значениями жесткости пружины основного клапана.

Пружинные предохранительные клапаны, используемые на жидких средах, имеют ряд особенностей. При аварийном повышении давления внезапное открытие клапана на большой ход, как правило, сопровождается резким падением давления в надзолотниковой и подзолотниковой зонах в следствии невозможности расширения жидкости, что может привести к

закрытию клапана. Быстродействие процесса закрытия иногда приводит к автоколебаниям и гидравлическим ударам в системе. Для того, чтобы обеспечить высокую пропускную способность пружинных клапанов необходимо использовать длинные пружины, которые имеют значительный разброс характеристик и сложны в производстве. Пропускная способность пружинных клапанов при одинаковом типоразмере в два и более раз меньше пропускной способности клапанов, в которых используется газовая пружина.[28]

### 2.3.7 Предохранительные клапаны с пилотным управлением

Предохранительные клапаны прямого действия открываются при непосредственном воздействии продукта в трубопроводе на поршень или манжету клапана. Однако для пружинных клапанов с высокой пропускной способностью, и, соответственно, с большой площадью поршня требуется пружина больших линейных размеров, до нескольких метров. Избежать громоздкой пружины в клапанах с высокой пропускной способностью позволяет не прямое, т.е. пилотное управление клапаном.

Схема клапана с пилотным управлением, выпускаемого фирмой «Моквелд», представлена на рисунке 2.12.

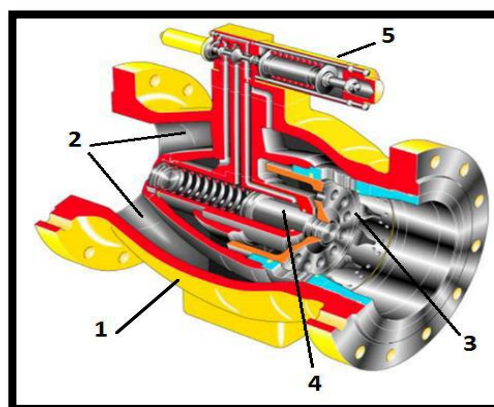


Рисунок 2.12 – Предохранительный клапан «Моквелд»:

- 1- Корпус, 2- Канал перепуска продукта, 3 – Поршень, 4 -  
Управляющий шток с пружиной, 5 - Пилотный узел.

Из этого рисунка видно, что расположенный в корпусе 1 клапана поршень 3 находится в закрытом положении под действием управляющего штока 4 с пружиной. Помимо пружины на шток поршня действует давление продукта, поступающего из наливного трубопровода в канал перепуска продукта 2 и далее через пилотный узел 5 к штоку. Когда давление продукта в трубопроводе ниже заданного давления срабатывания клапана, пилотный узел подает продукт к штоку с двух сторон. Так как площадь штока со стороны пружины больше, то клапана остается закрытым. При повышении давления в трубопроводе золотник пилотного узла начинает перемещаться, перекрывая проток, подающий продукт в полость клапана со стороны пружины, и открывая проток на сброс продукта из этой полости. Клапан открывается. Когда давление в трубопроводе снижается ниже давления срабатывания клапана, золотник пилотного узла возвращается в исходное положение и клапан закрывается.[4]

К преимуществам предохранительных клапанов с пилотным управлением относится:

- высокая пропускная способность при небольших габаритах.
- небольшой диапазон изменения давления жидкости в трубопроводе относительно давления срабатывания при полном открытии и закрытии клапана (задается пилотным узлом).
- для перенастройки давления срабатывания клапана требуется перенастройка пилотного узла.

К недостаткам предохранительных клапанов с пилотным управлением следует отнести:

- невысокое быстродействие – для предотвращения удара поршня клапана о посадочное седло в момент открытия (закрытия) клапана в линиях перетока пилотного узла устанавливаются дросселирующие элементы, что приводит к снижению быстродействия клапана.
- невысокая надежность – засорение (запарафинивание) пилотного узла может нарушить работу клапана и даже вывести его из

					<i>Переходные процессы в магистральных нефтепроводах</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

стоя.

### 2.3.8 Система автоматического регулирования давления

На выходе перекачивающей системы максимальное давление определяется несущей способностью трубопровода, который следует за этой станцией, а кавитационным запасом насосных агрегатов, которые установлены на станции определяется минимальное давление. В трубопроводе при переходных процессах давление на входе и выходе перекачивающей системы может выйти за установленные пределы. Система автоматического регулирования давления разработана для предотвращения подобных опасных явлений на станции. Существуют различные методы регулирования давления на перекачивающей системе. Рассмотрим некоторые из них: дросселирование потока; перепуск из линии нагнетания в линию всасывания станции части потока; изменение частоты вращения насосных агрегатов [8].

При перепуске часть жидкости из линии нагнетания по специальному байпасу возвращается в линию всасывания. Частичный перепуск жидкости может осуществляется на как на одном агрегате, так и через всю перекачивающую станцию. Если учитывать убывающий характер зависимости подачи от напора (характеристика центробежных насосов), то при перепуске нефти через насос, дифференциальный напор, созданный перекачивающей станцией, уменьшается, именно поэтому давление на входе станции сначала увеличивается, а затем на выходе уменьшается.

Изменение частоты вращения насосных агрегатов осуществляется посредством электропривода с регулируемой частотой вращения или установкой между электродвигателем и насосом гидромукты на валу. Если частота вращения насосных агрегатов уменьшается, то уменьшается и дифференциальный напор, создаваемый перекачивающей станцией, именно поэтому давление на входе станции сначала увеличивается, а затем на выходе уменьшается. Преимущество данного метода заключается в низкой потери мощности и высоком быстродействии.

					Переходные процессы в магистральных нефтепроводах	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



Дросселирование потока осуществляется с целью регулирования давления. Данный метод используют с помощью регулирующих заслонок, устанавливаемых на линии нагнетания перекачивающей системы. На рисунке 2.13 представлено дросселирование потока жидкости в регулирующей заслонке типа «Butterfly».

Если давление на выходе перекачивающей системы выше или ниже установленных пороговых значений, то происходит закрытие заслонки, создается эффект искусственного местного сопротивления. Данный процесс приводит к меньшему расходу жидкости через перекачивающую станцию, и давление на входе станции повышается, а затем на выходе снижается. Время срабатывания регулирующих заслонок на магистральных нефтепроводах составляет от 20 до 40 секунд. [8]

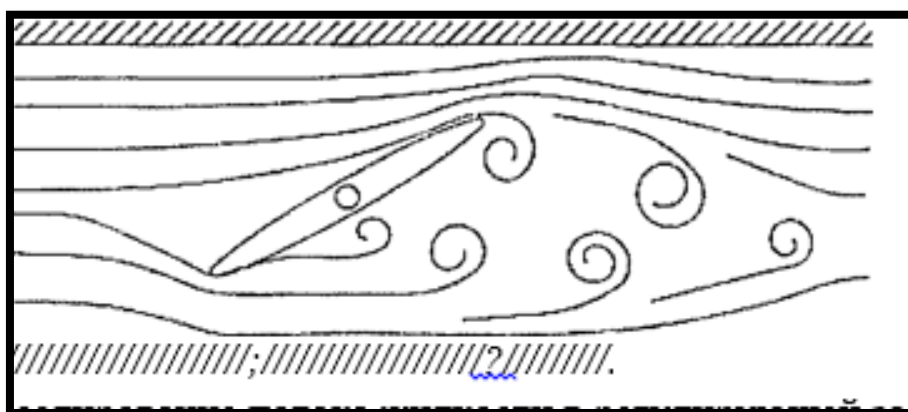


Рисунок 2.13 – Дросселирование потока жидкости в регулирующей заслонке типа «Батерфляй».

### 2.3.9 Быстродействующие клапаны с регулируемым приводом

При остановке на входе перекачивающей системы возникают волны давления. Для того чтобы сгладить эти волны, используется быстродействующий клапан с регулируемым приводом. Клапаны подобного устройства также предлагались и для использования в трубопроводных системах. При остановке перекачивающей системы такой клапан быстро открывается, а затем медленно закрывается. Данный метод работы клапана

обеспечен «умным» приводом, который осуществляет работу по специальному алгоритму.[28]

Система быстродействующих клапанов с регулирующим приводом весьма схожа с ССВД. Основным недостатком данной системы является зависимость от наличия источника электроэнергии, и наиболее чаще встречаемой, причиной аварийной остановки перекачивающей системы является перебой в подаче электроэнергии. Соответственно в подобных ситуациях система быстродействующих клапанов с регулирующим приводом работать не будет. Основные преимущества и недостатки способов защиты от гидравлического удара отражены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Преимущества и недостатки способов защиты от гидравлического удара.

Способы защиты от гидроудара по видам	Преимущества	Недостатки
Установка стабилизаторов давления и гасителей колебаний	Надежность эксплуатации, модульная конструкция – быстрый монтаж/демонтаж	Сложная конструкция устройства для неоднородных сред
Установка обратных клапанов	Может сократить ударное давление у первого обратного клапана	Сложность монтажа, трудность обслуживания, невозможность гарантировать последовательное срабатывание клапанов
Отбор жидкости	Универсальность приема искусственного снижения величины гидроудара	Установка дополнительного громоздкого оборудования для сброса жидкости

### 3. Система сглаживания волн давления

#### 3.1 Назначение ССВД

В ходе эксплуатации магистральных нефтепроводов неоднократно производят пуск и остановку ПС. Существуют плановые и аварийные остановки ПС. Плановые остановки связаны необходимы для изменения режима транспортировки нефти, а аварийные остановки связаны с срабатыванием систем защиты или нарушением электроснабжения.

В результате аварийной остановки на входе перекачивающей станции образуется волна повышенного давления, которая распространяется вверх по потоку нефтепровода. Такая волна в большинстве случаев приводит к повышению давления в отдельных участках нефтепровода выше уровня допустимого рабочего давления, которое задается несущей способностью трубы. Как только эта волна приходит на предыдущую ПС, то наблюдается повышение давления на её выходе.[1]

Система автоматического регулирования давления (САРД) располагается в линии нагнетания перекачивающей станции и предназначена для ограничения давления на выходе ПС. САРД не должна допускать повышения давления выше допустимого рабочего давления. Давление ограничивается на заданном уровне за счет прикрытия регулирующих заслонок САРД. Если же давление в линии нагнетания перекачивающей станции поднимается выше установленного максимального давления, то срабатывает первая ступень защиты и насосный агрегат отключается. Если при срабатывании первой ступени защиты давление продолжает расти и превышает уровень допустимого давления, то срабатывает вторая ступень защиты, в ходе которой отключается вся ПС.

Скорость роста давления на входе перекачивающей станции может

					<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Холкин В.С.</i>			<i>Система сглаживания волн давления</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					51	10
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
<i>Рук-льООП.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

достигать 0,1-0,3 МПа/с, это определяется временем остановки насосных агрегатов. Высокая скорость роста давления способна образовать волну повышенного давления, которая распространяется со скоростью звука к предшествующей станции. Несмотря на то, что волна давления затухает при движении к предшествующей ПС по нефтепроводу, фронт волны остается все еще настолько крутым, что из-за своей инерции не дает регулирующей заслонке САРД успеть понизить давления на выходе насосной станции. Поэтому происходит отключение насосов или всей перекачивающей станции, что приведет к резкому снижению давления. В результате этого волна повышенного давления на предшествующей станций создаст кратковременный заброс давления выше уровня, заданного установкой. [19]

К моменту прихода волны повышенного давления к предшествующей насосной станции на большей части длины линейного участка нефтепровода давление успевает достигнуть максимального уровня. Поэтому, закрытие регулирующей заслонки и срабатывание системы защиты в момент прихода волны повышенного давления не снижает максимальное давление по всей длине участка нефтепровода.

Чтобы предотвратить повышение давления на участке нефтепровода выше допустимого значения, при отключении одного или нескольких насосных агрегатов, необходимо уменьшить фронт волны повышенного давления. Для того чтобы это сделать применяют систему сглаживания волн давления (ССВД), которая помогает снизить фронт волны повышенного давления.

Снижение волны давления с помощью ССВД производят за счет того, что частично сбрасывают нефть в сбросной резервуар через клапана ССВД.[20]

Назначение ССВД заключается в том, что она не допускает повышения давления на входе перекачивающей станции со скоростью, которая превышает заданное значение. На магистральных нефтепроводах ССВД должна поддерживать скорость роста давления не более 0,01-0,03 МПа/с.

					Система сглаживания волн давления	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Также система сглаживания волн давления должна срабатывать при повышении давления в нефтепроводе на величину не более 0,3 МПа от давления в газовом аккумуляторе ССВД.

### 3.2 Состав ССВД

ССВД имеет две функциональные части: система управления и сбросное устройство. На рисунке 3.1 представлена принципиальная схема ССВД.

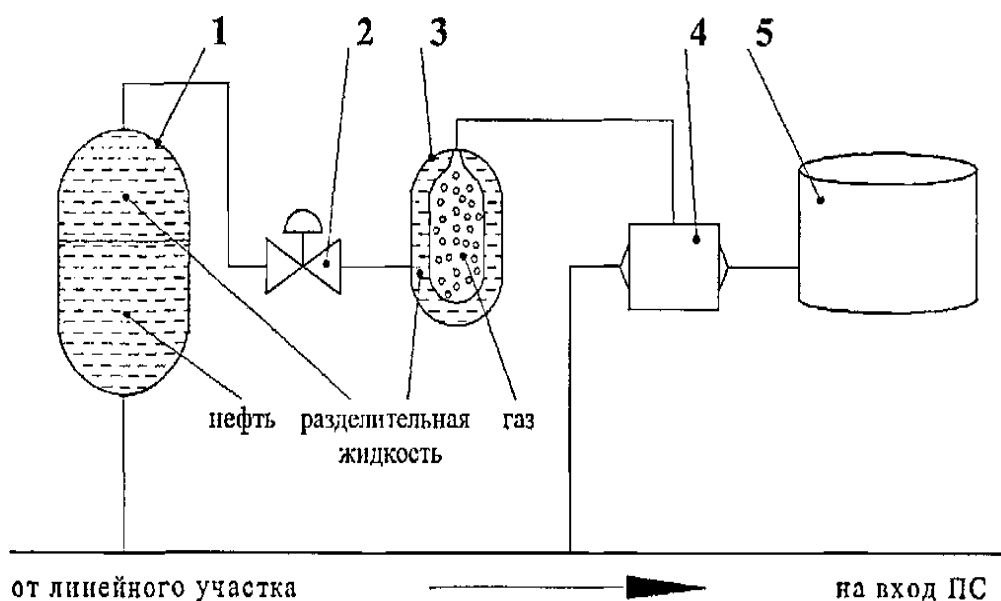


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема ССВД.

Система управления ССВД состоит из газового аккумулятора 3, регулирующего дросселя 2, разделительной емкости 1. Разделительная емкость соединяется с нефтепроводом. Ее предназначение это подача разделительной жидкости в газовый аккумулятор, причем в качестве жидкости не должна выступать нефть. Это необходимо по следующим причинам:

- парафин и механические примеси, которые содержатся в нефти могут уменьшать проходное сечение регулирующего дросселя, что может негативно сказаться на работе всего ССВД. Благодаря применению специальной жидкости, режим работы ССВД не изменяется;

• в зимний период возможно замерзание нефти, которая находится в трубах системы управления ССВД. Поэтому разделительная жидкость выбирается так, чтобы не произошло замерзание в зимних условиях.

Регулирующий дроссель ССВД (регулирующий орган с переменным сопротивлением) необходим для регулирования подачи разделительной жидкости в газовый аккумулятор.[13]

Газовый аккумулятор это емкость, имеющая гибкий разделитель и состоящая из двух частей, одна часть заполнена разделительной жидкостью, а другая газом. Газовый аккумулятор свободно связан с разделительной емкостью и с газовой полостью сбросного клапана 4.

Газ занимает весь объем аккумулятора, если давление в сечении нефтепровода, где установлено ССВД, ниже давления начальной настройки аккумулятора. При этом давление в регулирующем дросселе и разделительной емкости ССВД будет ниже давления газа в аккумуляторе и равно давлению в основном трубопроводе. Одна система сглаживания волн давления может состоять из нескольких сбросных клапанов и газовых аккумуляторов.[20]

### 3.3 Принцип действия ССВД

Когда происходит увеличение давления в нефтепроводе, то давление в разделительной емкости, а вместе с ней и в регулирующем дросселе увеличивается. Повышение давления газа в газовом аккумуляторе происходит не сразу при условии, если давление в нефтепроводе ниже давления в газовом аккумуляторе. Натекание разделительная жидкость в газовый аккумулятор начинается сразу после превышения давления в нефтепроводе над давлением в аккумуляторе. Во время натекания жидкости в аккумулятор происходит поджимание газовой полости аккумулятора и соответственно давление газа повышается. Как только происходит

					Система сглаживания волн давления	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

повышение давления в нефтепроводе разделительная жидкость через дроссель начинает поступать в аккумулятор и происходит повышение давления газа в газовом аккумуляторе, это происходит сразу, как только начальное давление в нефтепроводе станет выше или равным начальному настроенному давлению в аккумуляторе. Настройка регулирующего дросселя помогает установить необходимый расход натекания разделительной жидкости в аккумулятор и темп повышения давления в газовом аккумуляторе. Важно помнить, что изменение давления в газовой полости сбросного клапана и газа в аккумуляторе происходит одновременно.[1]

При повышении давления в нефтепроводе усилие, которое направлено на открытие сбросного клапана ССВД, увеличивается. Как было сказано ранее, клапан ССВД откроется, когда давление нефти в нефтепроводе превысит давление газа внутри клапана на 0,1-0,3 МПа. Если давление в нефтепроводе начинает плавно увеличиваться, происходит перетекание разделительной жидкости с разделительной емкости в аккумулятор так, что разница давлений между нефтью в нефтепроводе и газом в сбросном клапане не превышает порогового значения 0,1-0,3 МПа, следовательно, клапан остается закрытым. Если происходит резкое повышение давления в нефтепроводе, то повышение давления в газовом аккумуляторе отстает от давления в нефтепроводе в следствии того, что жидкость натекает в аккумулятор медленно. Данная ситуация приводит к тому, что разница давления между газом внутри сбросного клапана и нефтью в нефтепроводе превышает пороговое значение, следовательно, клапан открывается и нефть сбрасывается в емкость. При этом давление в трубопроводе устанавливается на уровне начального настроенного давления газового аккумулятора ССВД.

Изначально расход нефти через клапан ССВД является максимальным и примерно равен расходу нефти по нефтепроводу. Именно по этой причине в начальный момент клапан ССВД должен быть открыт так, чтобы обеспечивался необходимый сброс нефти. Разное поджатие пружины клапана ССВД соответствует разной степени его открытия. Для отжатия

					<i>Система сглаживания волн давления</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

пружины на необходимую величину нужно создать дополнительный перепад давления на поршне клапана между газом и нефтью.[20]

Через регулирующий дроссель разделительная жидкость поступает в аккумулятор из-за разницы давления между газом и нефтью в ССВД, тем самым давление в аккумуляторе медленно повышается, следовательно, повышается давление в газовой полости клапана. Чем выше давление в нефтепроводе, тем меньший расход сброса. Благодаря закрытию клапана ССВД происходит уменьшение расхода сброса нефти. Клапана ССВД будут закрываться, а давление газа в аккумуляторе будет продолжать повышаться. Это будет происходить, пока не прекратится сброс нефти через ССВД.[19]

Регулирующий дроссель должен быть настроен так, чтобы разделительная жидкость, натекающая в газовый аккумулятор, обеспечивала темп повышения давления 0,01-0,03МПа/с.

### 3.4 Предохранительные клапаны сглаживания волн давления Danflo

Из рисунка 3.3 можно отметить, что степень открытия сбросного клапана изменяется в пределах: 0 -  $x_{MAX}$ , где  $x_{MAX}$  это максимальный ход поршня клапана, который определяется размерами клапана и его конструкцией. Вид клапана представлен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Клапан «Danflo».

					Система сглаживания волн давления	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56



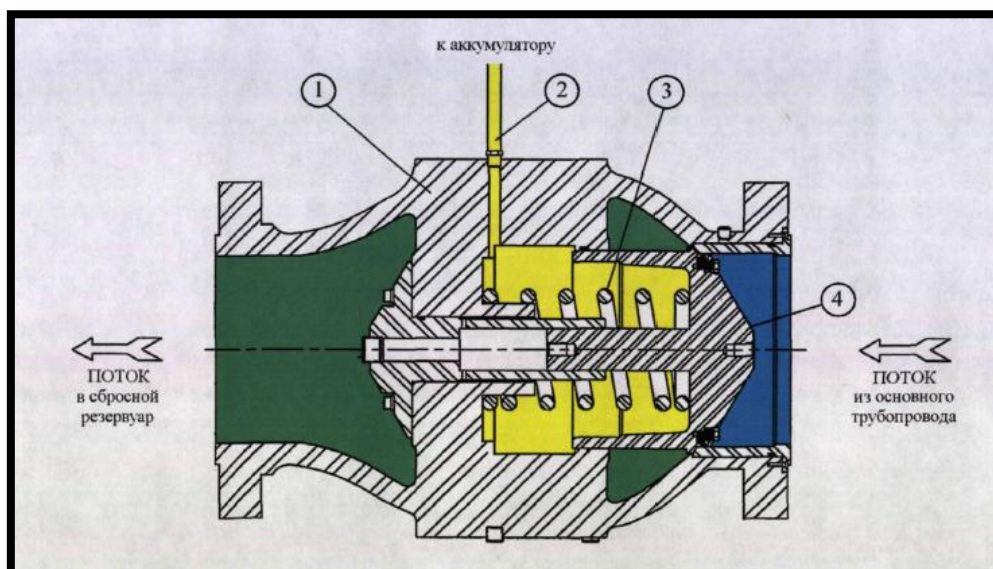


Рисунок 3.3 – Схема клапана «Danflo»:

1–корпус клапана; 2 – линия связи с газовой полостью аккумулятора; 3 – пружина клапана; 4 – подвижный поршень клапана.

Когда клапан находится в закрытом положении, то площадь действия нефти на несколько процентов меньше площади действия газа.

Для того чтобы сбросной клапан «Danflo» открылся превышение давления нефти в трубопроводе над давлением газа внутри клапана  $\Delta p_{откр}$  должно скомпенсировать:

- разную площадь со стороны нефти и газа в закрытом состоянии;
- начальное поджатие пружины клапана.

Превышение давления, при котором клапан должен открыться,  $\Delta p_{откр}$ , составляет 0,1-0,3 МПа.

Как только сбросной клапан открывается, нефть начинает обтекать поршень со всех сторон, тем самым происходит сброс нефти в резервуар.

Предохранительные клапаны сглаживания волн давления жидкости Danflo предназначены в первую очередь для контроля резкого изменения давления в жидкостных системах. При повышении давления данный клапан быстро открывается, а затем постепенно закрывается. Скорость реакции подобного клапана характеризуется способностью снижать давление потока жидкости в определенный период времени. Насколько быстро клапан

сработает зависит от конкретных условий использования, но как правило время составляет не более 120 миллисекунд.[1]

Предохранительные клапаны Danflo имеют довольно простой принцип работы. Внутренняя полость клапана заполнена газообразным азотом, благодаря чему обеспечивается регулировка требуемого давления для срабатывания клапана. Закрытым клапан будет до того момента пока давление жидкости в трубопроводе не окажется выше давления газа в клапане.

Для обслуживания конкретных условий потока жидкости, система сглаживания волн давления обычно состоит из определенного расчетами числа и размеров предохранительных клапанов, заполненных сжатым азотом. Клапаны Danflo имеют сравнительно высокий коэффициент расхода ( $C_v$ ), что на практике приводит к уменьшению требуемого их числа и (или) размеров.

В силу достаточного резерва пропускной способности клапанов, их эксплуатация, в рамках рекомендуемых установочных давлений, позволяет обеспечить защиту трубопроводов от волн давления, по величине, намного превышающих расчетные. Необычная конструкции клапанов, особенно отсутствие трубных втулок, помогает избежать такие проблемы, как деформация втулок или их разрыв, утечка газа через сальниковые уплотнения.[1]

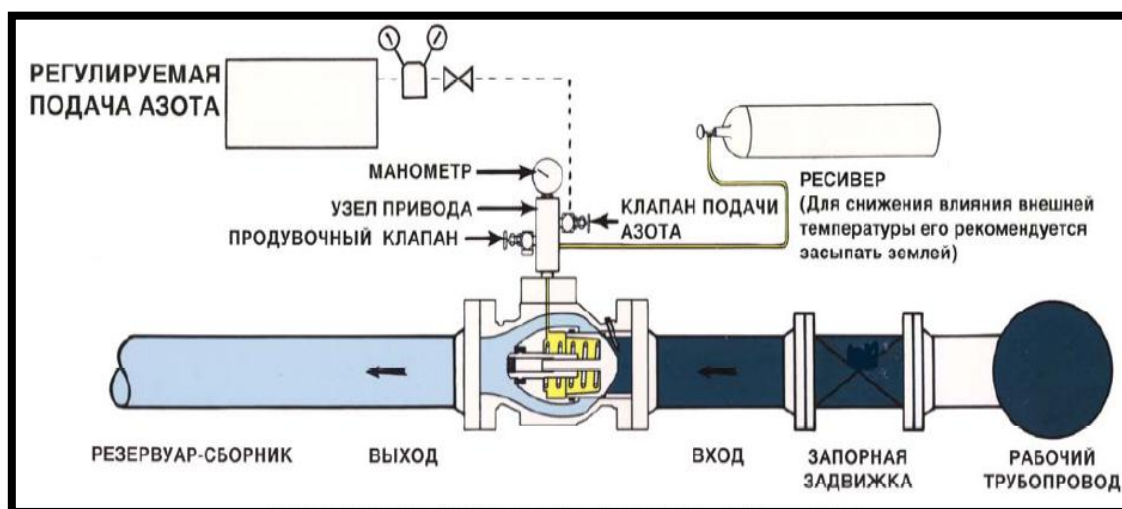


Рисунок 3.5 – Принцип действия клапана «Danflo».

Основные особенности:

- Высокий коэффициент расхода клапана ( $C_v$ ) показывает, что для защиты нефтепровода от волн повышенного давления необходимы меньшие размеры и (или) меньшее число клапанов. Благодаря этому снижаются расходы на установку и снижается вес системы защиты нефтепроводов;
- Быстродействие клапана позволяет быстро и своевременно реагировать на изменение давления в системе жидкости;
- Клапаны имеют дополнительный вход для проверки установочного давления;
- Дополнительный резерв по пропускной способности клапанов позволяет справляться с более высокими скачками давления, чем расчетные.[26]

### 3.5 Предохранительный клапан типа «Флекс-фло».

Клапан «Флекс-фло» (рис 3.6) состоит из корпуса, перегороденным в середине сердечником с узкими продольными щелями, на который натянута эластичная манжета из толстой синтетической резины.

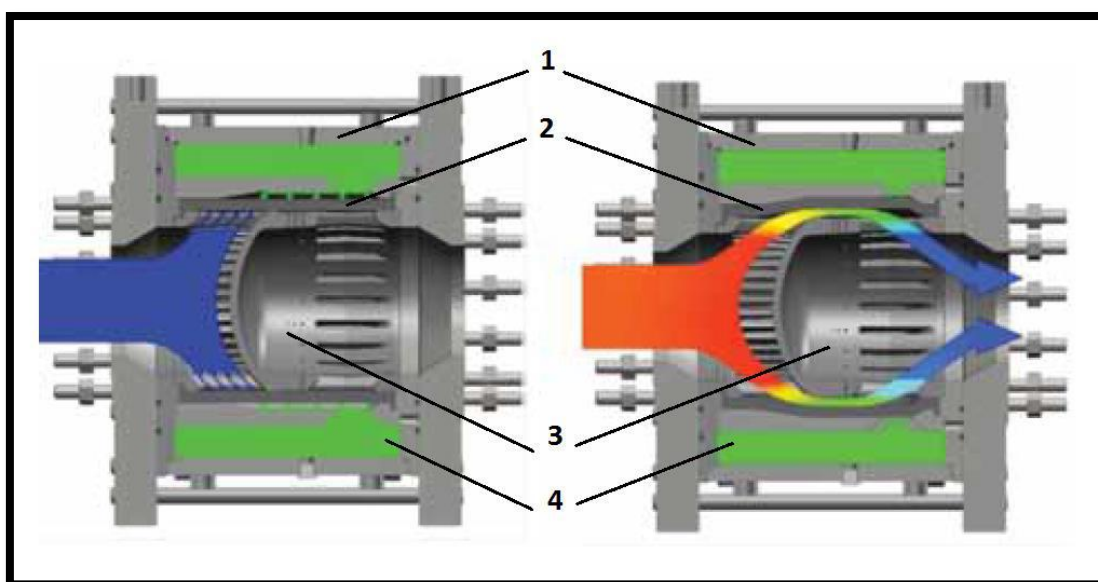


Рисунок 3.6 – Предохранительный клапан типа «Флекс-фло»:

1 – Корпус, 2 - Резиновая манжета, 3 - Внутренний перфорированный цилиндр с перегородкой, 4 - Газовая полость (газовая пружина).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Эластичная манжета препятствует перетеканию нефти, прижимаясь к сердечнику, это происходит когда давление в газовой полости 4 клапана больше или равно давлению нефти в нефтепроводе. Если же давление нефти в нефтепроводе превышает давление газа в газовой полости клапана, то резиновая манжета начинает растягиваться, отжимается от перфорации и обеспечивает сброс нефти в сбросную емкость.[26]

					Система сглаживания волн давления	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

## 4. Расчетно-аналитическая часть

### 4.1 Скорость распространения гидравлической ударной волны в трубопроводе

Скорость потока и давление в нефтепроводе изменяется не мгновенно, а с некоторой скоростью, это связано с тем, что твердые стенки трубы упруги и рабочей среде присуще сжимаемость. Рассмотрим нефтепровод длиной  $L$ , находящийся под давлением жидкости  $P$ , плотность жидкости  $\rho$ , площадь сечения нефтепровода  $\omega$ . Предположим, что в определенное время  $t$  в нефтепроводе повысится давление на величину  $d\rho$ .

Данное увеличение давления способствует увеличению плотности на величину  $d\rho$ , происходит также расширение внутреннего диаметра трубопровода, из-за чего увеличивается площадь проходного сечения на величину  $d\omega$ . Это способствует увеличению объема жидкости в трубе на величину  $dW$ , а следовательно произойдет и увеличение массы жидкости за счет увеличения плотности и объема жидкости.[2]

Подобная ситуация рассматривается в выводе уравнения неразрывности потока в дифференциальной форме, только там рассматривалось изменение массы во времени.

$$\frac{dM}{dt} = W \frac{d\rho}{dt} + \frac{dW}{dt} \rho \quad (1)$$

По аналогии с приведённым уравнением запишем выражение, которое описывает изменение массы за счёт изменения давления:

$$\frac{dM}{dP} = W \frac{d\rho}{dP} + \frac{dW}{dP} \rho = 0. \quad (2)$$

При данном повышении давления жидкость стремится в слои с меньшим давлением с некоторой скоростью. В слоях с меньшим давлением

					<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>						
<i>Разраб.</i>		Холкин В.С.			<i>Расчетно-аналитическая часть</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.						61	25	
<i>Консульт.</i>							<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>			
<i>Рук-льООП.</i>		Бурков П.В.								

будет происходить увеличение плотности жидкости, а также будет увеличиваться напряжение в стенках нефтепровода, способствующее увеличению площади трубопровода. Распространение таких деформаций вдоль нефтепровода займет некоторое время.

Под влиянием результирующей сил давления  $F_p$  произойдет перемещение массы  $dm$  за время  $dt$

$$F_p = \omega(P + \Delta P) - \omega P \quad (3)$$

В этом случае уравнение импульса силы может быть представлено в следующем виде:

$$\omega dP dt = dma. \quad (4)$$

Отсюда:

$$\frac{dm}{dP} = \frac{\omega dt}{a}. \quad (5)$$

Имея в виду, что  $dt = \frac{L}{a}$ , и подставив это в предыдущее выражение,

получим:

$$\frac{dm}{dP} = \frac{\omega L}{a^2}. \quad (6)$$

Заметим, что произведение

$$\omega L = W. \quad (7)$$

Приравняем оба выражения для  $\frac{dm}{dP}$  и получим:

$$\frac{W}{a^2} = W \frac{d\rho}{dP} + \rho \frac{dW}{dP}. \quad (8)$$

Выразим из последнего равенства величину  $a^2$

$$a^2 = \frac{W}{W \frac{d\rho}{dP} + \rho \frac{dW}{dP}}. \quad (9)$$

При делении знаменателя и числителя на объем жидкости  $W$ , домножении и делении первого слагаемого в знаменателе на плотность жидкости  $\rho$  получим:

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$a^2 = \frac{1}{\rho \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} + \rho \frac{1}{W} \frac{dW}{dP}}. \quad (10)$$

Обратим внимание на то, что  $W = \omega L$  а  $dW = d\omega L$ .

После того как подставили данные равенства в выражение 10 и извлекли корень получили выражение, определяющее скорость распространения ударной волны или скоростью распространения упругих деформаций жидкости в трубе. [2]

$$a = \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} + \frac{1}{\omega L} \frac{d\omega L}{dP} \right)}} = \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP} + \frac{1}{\omega} \frac{d\omega}{dP} \right)}}. \quad (11)$$

В данном уравнение упругие свойства рабочей среды характеризуются первым слагаемым под корнем, а упругие свойства материала трубы характеризуются вторым слагаемым.

Слагаемое, которое описывает упругие свойства материала трубы, можно записать в виде:

$$\frac{1}{\omega} \frac{d\omega}{dP} = \frac{1}{\pi \frac{D^2}{4}} \frac{\pi D^3}{4E_m \delta} = \frac{D}{E_m \delta}. \quad (12)$$

Рассмотрим слагаемое, которое описывает упругость жидкости  $\frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dP}$ :

$$\frac{1}{\rho_a} \frac{d\rho}{dp} = \frac{1}{E_{жс}}. \quad (13)$$

После всех преобразований выражение для скорости распространения ударной волны примет вид:

$$a = \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{D}{E_m \delta} + \frac{1}{E_{жс}} \right)}} = \frac{\sqrt{\frac{E_{жс}}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{D E_{жс}}{E_m \delta}}}, \quad (14)$$

где  $\rho$  - плотность жидкости,

$D$  - диаметр трубопровода,

$\delta$  - толщина стенки трубопровода,

$E_T$  – объёмный модуль упругости материала трубы,

$E_{ж}$  - объёмный модуль упругости жидкости.

Скорость перемещения ударной волны зависит от упругих деформаций материала, из которого изготовлена труба, и сжимаемости жидкости

Рассматриваем элементарное перемещение участка жидкости длиной  $dL$  за время  $dt$ , чтобы определить величину, на которую повысится давление при гидравлическом ударе,  $\Delta P$ . Применяем теорему сохранения импульса силы. Необходимо учитывать тот факт, что скорость жидкости становится равной 0, потому что кинетическая энергия ударной волны преобразуется в потенциальную энергию. [18]

Формула для определения импульса силы, под действием которого происходит движение участка жидкости:

$$(\omega(P + \Delta P) - \omega P)dt = \omega \Delta P dt. \quad (15)$$

Изменение количества движения рассматриваемого объёма длиной  $dL$  будет:

$$(\omega dL \rho V) - (\omega dL \rho 0) = \omega dL \rho V, \quad (16)$$

Приравнивая полученные выражения по теореме о сохранении количества движения, получим:

$$\omega \Delta P dt = \omega dL \rho V. \quad (17)$$

Выражаем величину повышения давления  $\Delta P$ :

$$\Delta P = \rho V \frac{dL}{dt}. \quad (18)$$

Заменяя дробь скоростью  $a$ , получаем окончательное выражение для определения подъема давления при гидравлическом ударе [18]:

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



$$\Delta P = \rho V a, \quad (19)$$

где  $V$  - скорость жидкости в трубопроводе до возникновения гидроудара,

$\rho$  - плотность жидкости,

$a$  – скорость распространения ударной волны.

Если в эту формулу подставить выражение описывающее  $a$ , то придём к формуле, носящей имя Жуковского:

$$\Delta P = \rho V \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{D}{E_m \delta} + \frac{1}{E_{жс}} \right)}}. \quad (20)$$

Подставим в полученную формулы данные с нефтеперекачивающей станции НПС «Молчаново»:

$$D = 1,22 \text{ м}$$

$$E_m = 2,6 \cdot 10^{11}$$

$$E_{жс} = 2 \cdot 10^9$$

$$V = 1,5 \text{ м/с}$$

$$\rho = 850 \text{ кг/м}^3$$

$$\sigma = 0,014 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} \Delta P &= \rho V \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{D}{E_m \cdot \sigma} + \frac{1}{E_{жс}} \right)}} = \\ &= 850 \cdot 1,5 \cdot \frac{1}{\sqrt{850 * \left( \frac{1,22}{2,6 * 10^{11} \cdot 0,014} + \frac{1}{2 * 10^9} \right)}} = 1513264 \\ &\approx 1,51 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (21)$$

Вычисляем скорость распространения ударной волны нефти по

формуле: 
$$a = \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{D}{E_m \delta} + \frac{1}{E_{жс}} \right)}} = \frac{\sqrt{\frac{E_{жс}}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{D E_{жс}}{E_m \delta}}}, \quad (22)$$

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		65

Где  $\delta$  – толщина стенки трубопровода, равная 14 мм

$d$  – внутренний диаметр трубопровода;

$E_{ж}$  и  $E_{ст}$  – модули упругости нефти и материала трубы.

Подставив числовые значения, получаем:

$$a = \frac{1}{\sqrt{850 \cdot \left( \frac{1,22}{2,6 \cdot 10^{11} \cdot 0,014} + \frac{1}{2 \cdot 10^9} \right)}} = 1186,87 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (23)$$

Общее давление в нефтепроводе при гидравлическом ударе:

$$P = P_{раб} + \Delta P = 4,3 + 1,51 = 5,81 \text{ МПа}$$

Определяем время подхода ударной волны к сечению трубопровода:

$$t = \frac{2 \cdot x}{a} = \frac{60000}{1186,73} = 50,14 \text{ с} \quad (24)$$

В результате образования гидравлического удара ударное давление достигнет задвижки через 50,14 секунд.

#### 4.2 Уравнения, описывающие работу ССВД

Как только происходит срабатывание ССВД, нефть через сбросные клапана сбрасывается в резервуар. При этом связь расходов нефти в трубопроводе до и после сечения, где установлено ССВД, описывается следующим уравнением[2]:

$$Q^- - Q^+ = Q_{сб} \quad (25)$$

Где  $Q^-$  - расход в сечении нефтепровода до места подключения ССВД;

$Q^+$  - расход в сечении нефтепровода после места подключения ССВД;

$Q_{сб}$  - расход нефти через клапана ССВД при сбросе.

Расход нефти через клапан ССВД при сбросе в резервуар  $Q_{сб}$  определяется по формуле:

$$Q_{сб} = N_{пер} \cdot C v_{кл} \cdot \sqrt{\frac{p_H - p_{вых}}{G}} \quad (26)$$

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

где  $Cv_{кл}$  - коэффициент расхода сбросного клапана ССВД;

$p_H$  - давление в сечении трубопровода, где установлена ССВД;

$p_{вых}$  - давление на выходе сбросных клапанов;

$N_{пер} = 0,865$  - коэффициент пересчета;

$G$  - удельная плотность перекачиваемой жидкости.

Коэффициент расхода сбросного клапана ССВД может являться либо постоянной величиной, либо функцией разницы давления в нефтепроводе и в газовом аккумуляторе ( $p_H - p_{ак}$ ).

В случае линейной зависимости связь  $Cv_{кл}$  и  $(p_H - p_{ак})$  описывается следующим способом:

$$Cv_{кл} = \gamma(p_H - p_{ак} - \Phi_{пор}) \quad (27)$$

где  $\gamma$  - коэффициент наклона данной линейной зависимости;

$\Phi_{пор}$  - разница давления нефти в нефтепроводе и давления газа в газовом аккумуляторе, при которой клапана ССВД открываются. [2]

Чтобы обеспечить необходимый объем перетекания разделительной жидкости с разделительной емкости в газовый аккумулятор, применяют регулирующий дроссель. Расход разделительной жидкости через регулирующий дроссель  $Q_{др}$  определяют по формуле:

$$Q_{др} = N_{пер} \cdot Cv_{др} \cdot \sqrt{\frac{|p_H - p_{ак}|}{G_{рж}}} \cdot sign(p_H - p_{ак}) \quad (28)$$

где  $Cv_{др}$  - коэффициент расхода регулирующего дросселя ССВД;

$p_{ак}$  - давление разделительной жидкости в газовом аккумуляторе ССВД;

$G_{рж}$  - удельная плотность разделительной жидкости;  $sign(p_H - p_{ак}) = 1$ , если  $(p_H - p_{ак}) \geq 0$  и  $sign(p_H - p_{ак}) = -1$ , если  $(p_H - p_{ак}) < 0$ .

Разделительная жидкость, перетекая с разделительной емкости в газовый аккумулятор, вызывает сжатие газовой полости в аккумуляторе, тем самым происходит повышение давления в нем. Закон сохранения массы газа

в газовом аккумуляторе при изотермическом сжатии описывает изменения давления газа в аккумуляторе ССВД.

$$\frac{dp_{AK}V_{AK}}{dt} = 0 \quad (29)$$

где  $V_{AK}$  - текущий объем газа в газовом аккумуляторе ССВД. Продифференцируем выражение (29), получим:

$$p_{AK} \frac{dV_{AK}}{dt} + V_{AK} \frac{dp_{AK}}{dt} = 0 \quad (30)$$

где  $\frac{dV_{AK}}{dt}$  - изменение объема газа в газовом аккумуляторе во времени.

Изменение данного объема газа происходит за счет натекания в аккумулятор разделительной жидкости через регулирующий дроссель. Отсюда справедливо следующее:

$$\frac{dV_{AK}}{dt} = -Q_{др} \quad (31)$$

Выразим значение текущего объема газа в аккумуляторе  $V_{AK}$  через начальные значения объема газа  $V_0$  и его давления  $p_0$ :

$$V_{AK} = \frac{p_0 V_0}{p_{AK}} \quad (32)$$

Выражение (28) принимает вид:

$$\frac{dp_{AK}}{dt} = \frac{p_{AK}^2 N_{ПЕР} C_{vДР}}{p_0 V} \cdot \sqrt{\frac{|p_H - p_{AK}|}{G_{РЖ}}} \cdot \text{sign}(p_H - p_{AK}) \quad (33)$$

Дифференциальное уравнение (33) описывает работу газового аккумулятора совместно с регулирующим дросселем ССВД. [2]

Таким образом, математическая модель ССВД представляет собой систему дифференциальных и алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dp_{AK}}{dt} = \frac{p_{AK}^2 N_{ПЕР} C_{vДР}}{p_0 V_0} \cdot \sqrt{\frac{|p_H - p_{AK}|}{G_{РЖ}}} \cdot \text{sign}(p_H - p_{AK}), \\ Q_{СБ} = N_{ПЕР} \cdot C_{vКЛ} \cdot \sqrt{\frac{p_H - p_{ВЫХ}}{G}}, \\ C_{vКЛ} = \gamma(p_H - p_0 - \Delta p_{ОТК}), \\ Q^- - Q^+ = Q_{СБ}. \end{cases} \quad (34)$$

### 4.3 Исследование выбора параметров системы управления ССВД

Система управления ССВД описывается дифференциальным уравнением :

$$\frac{dp_{AK}}{dt} = \frac{p_{AK}^2 N_{ПЕР} C v_{ДР}}{p_0 V_0} \cdot \sqrt{\frac{|p_H - p_{AK}|}{G_{РЖ}}} \cdot sign(p_H - p_{AK}) \quad (35)$$

Разность давления между давлением нефти и в газовом аккумуляторе  $p_H - p_{AK}$  обозначим как  $\Phi$ , следовательно,  $p_{AK} = p_H - \Phi$ . Выражая давление в газовом аккумуляторе  $p_{AK}$  через давление нефти  $p_H$  и разность давлений  $\Phi$ , получим:

$$\frac{d\Phi}{dt} = \frac{dp_H}{dt} - (p_H - \Phi)^2 \cdot \frac{N_{ПЕР} C v_{ДР}}{p_0 V_0 \sqrt{G_{РЖ}}} \cdot \sqrt{|\Phi|} \cdot sign(\Phi) \quad (36)$$

В работе рассмотрим два случая изменения давления нефти в сечении нефтепровода, где установлено ССВД:

1. плавное;
2. скачкообразное.

Первый случай моделирует штатное изменение давление на ПС, например изменение режима перекачки. В этом случае следует понять, при каких условиях и параметрах системы управления ССВД произойдет в нежелательное срабатывание ССВД. [19]

Второй случай моделирует остановку ПС. Здесь предполагаем, что система сглаживания волн давления обеспечивает необходимую скорость роста давления на входе ПС. В данном случае необходимо определить время работы ССВД в зависимости от её параметров.

В первом случае предполагаем плавное увеличение давления в нефтепроводе по линейному закону  $p_H(t) = p_0 + vt$  со скоростью  $v = \frac{dp_H}{dt} = const$ . Подставив этот закон изменения давления в (36), получаем:

$$\frac{d\Phi}{dt} = v - (p_0 + vt - \Phi)^2 \cdot \frac{N_{ПЕР} C v_{ДР}}{p_0 V_0 \sqrt{G_{РЖ}}} \sqrt{|\Phi|} \cdot sign(\Phi) \quad (37)$$

С помощью безразмерных переменных, которые введены согласно равенствам:

$$\bar{\Phi} = \frac{\Phi}{p_0}, \quad (38)$$

$$\bar{p}_H = \frac{p_H}{p_0}, \quad (39)$$

$$\bar{\tau} = \frac{vt}{p_0}, \quad (40)$$

придадим выражению (37) следующий вид:

$$\frac{d\bar{\Phi}}{d\bar{\tau}} = 1 - a \cdot (1 + \bar{\tau} - \bar{\Phi})^2 \cdot \sqrt{|\bar{\Phi}|} \cdot \text{sign}(\bar{\Phi}) \quad (41)$$

Уравнение (41) содержит единственный безразмерный параметр  $a$ :

$$a = \frac{N_{\text{ПЕР}} C v_{\text{ДР}} p_0 \sqrt{p_0}}{v V_0 \sqrt{G_{\text{РЖ}}}} \quad (42)$$

Данный параметр включает в себя все основные параметры системы управления ССВД: объем газового аккумулятора, начальное настроенное давление, коэффициент расхода регулирующего дросселя. На рисунке 4.1 представлено решение при исходных данных  $p_0 = 0,7 \text{ МПа}$ ,  $v = 0,01 \text{ МПа/с}$  и  $\bar{\Phi}_{\text{пор}} = 0,1 \text{ МПа}$ . Изначально клапан ССВД закрыт, так как давление в нефтепроводе не превышает давление в газовой полости клапана, следовательно  $\bar{\Phi}(0) = 0$ .

Строим диаграмму для магистрального нефтепровода Ду 1020-1440 мм, в пределы которого входит МН «Александровское – Анжеро – Судженск» был построен график «изменение безразмерного перепада давлений  $\bar{\Phi}$  при различных значениях безразмерного параметра  $a$  в случае скачкообразного повышения давления  $\bar{p}_H$  в начальный момент» для значений коэффициента  $a = 0; 0,28; 0,78; 1,28; 1,78; 2,28; 2,78$  при интервале 0,5 по следующим значениям X, Y:

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 4.1 – Координаты точек соответствующих коэффициентов  $a$  в случае плавного повышения давления  $\bar{p}_H$  в начальный момент времени.

$a$	$t$	$\Phi$
0	0	0
	0,2	0,2
	0,4	0,4
	0,6	0,6
	2	0,3
0,28	0	0
	0,4	0,32
	0,6	0,5
	0,7	0,6
0,78	0	0
	0,4	0,31
	0,6	0,42
	0,8	0,52
	1,02	0,6
	1,31	0,6
	1,4	0,58
1,28	0	0
	0,4	0,21
	0,6	0,23
	0,8	0,165
	1	0,08
	1,2	0,03
	1,4	0,025

1,78	0	0
	0,4	0,24
	0,6	0,28
	0,8	0,26
	1	0,2
	1,2	0,1
	1,4	0,035
2,28	0	0
	0,4	0,116
	0,6	0,09
	0,8	0,04
	1	0,0213
	1,2	0,02
2,78	0	0
	0,4	0,116
	0,6	0,09
	0,8	0,025
	1	0,0213
	1,2	0,02



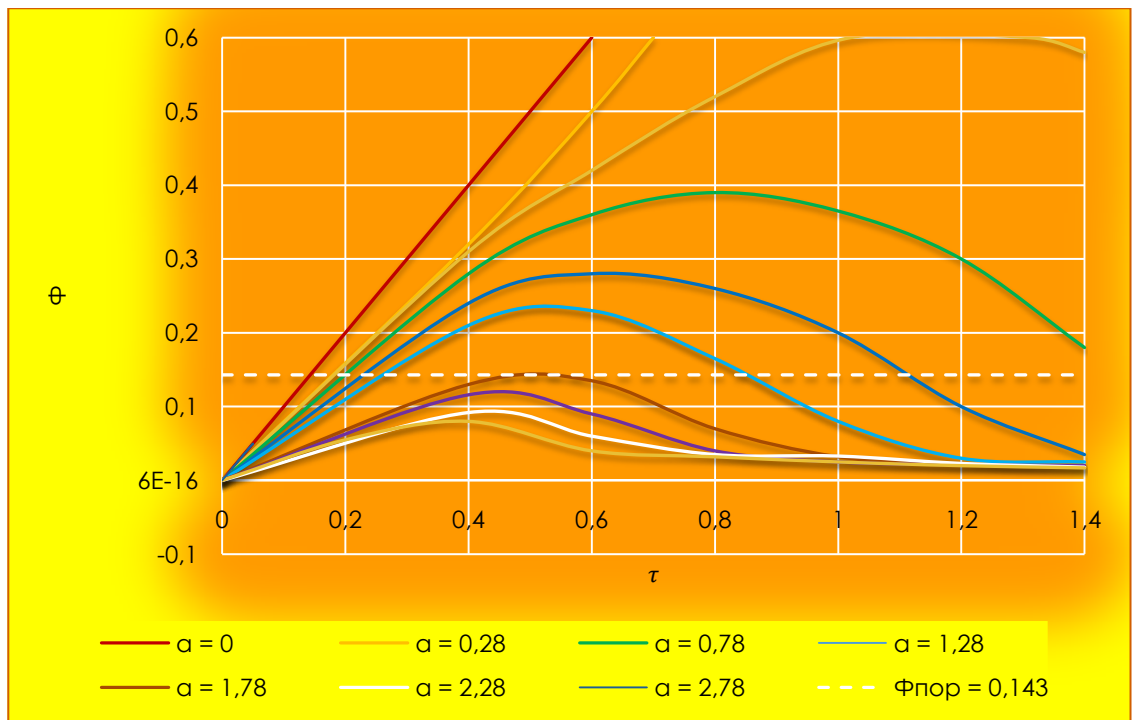


Рисунок 4.1 – Изменение безразмерного перепада давлений  $\bar{\Phi}$  при различных значениях безразмерного параметра  $a$  в случае плавного повышения давления  $\bar{p}_H$  в начальный момент.

Если регулирующий дроссель закрыть, то есть  $a=0$ , при этом разность давлений в трубопроводе и газовом аккумуляторе увеличивается, то в определенный момент  $\tau - \tau^{**}$  эта разность окажется равной пороговому значению, сбросной клапан откроется и будет оставаться в таком положении постоянно. В этом случае ССВД функционирует как предохранительный клапан. Если  $a > 0$ , то разность давлений  $\bar{\Phi}$  будет изначально увеличиваться, но достигнув максимального значения, будет постепенно уменьшаться до нуля.

Например, для кривой  $a=1,28$  (рисунок 4.1) клапана ССВД откроются через  $\tau = 0,2$  или  $t = 14$  с, а закроются в момент  $\tau = 0,85$  или  $t = 60$  с. Из рисунка 4.1 видно, что существует такое значение  $a^*$  (в рассматриваемом примере  $a^* = 1,78$ , кривая 3), при котором решение касается пороговой прямой  $\bar{\Phi} = \bar{\Phi}_{пор}$  соответственно все кривые  $\bar{\Phi}(\tau)$ , соответствующие  $a > a^*$ , лежат ниже этой прямой. В этом случае ССВД никогда не откроется. Для

значений  $0 < a < a^*$  существует интервал времени, в течение которого клапана ССВД открыты.

Таким образом, можно определить коэффициенты расхода регулирующего дросселя  $Cv_{др}$ , при которых ССВД никогда не откроется:

$$Cv_{др} > a^* \cdot \frac{vV_0\sqrt{G_{рж}}}{N_{пер}p_0\sqrt{p_0}} \quad (43)$$

Рассмотрим теперь скачкообразное изменение давления в нефтепроводе в начальный момент на величину  $\Delta p$  (например, на 0,3 МПа). Поскольку давление в газовом аккумуляторе при этом измениться не успевает и остается равным  $p_0$ , то разность  $\Phi = p_H - p_{ак}$  так же мгновенно становится равной  $\Delta p$ , то есть  $\Phi(0) = \Delta p$ . Если  $\Delta p > \Phi_{пор}$ , то клапана ССВД открываются и обеспечиваются частичный сброс нефти из трубопровода в резервуар. Однако необходимо, чтобы клапан оставался открытым еще в течение некоторого интервала времени 50-100 с, поскольку именно сброс нефти сглаживает волну повышенного давления, возникающую в трубопроводе. Предположим, что давление в нефтепроводе изменяется по линейному закону  $p_H(t) = p_1 + vt$ , где  $p_1 = p_1 + \Delta p$ . Из (36) получаем уравнение:

$$\frac{d\bar{\Phi}}{d\tau} = 1 - a(\bar{p}_1 + \tau - \bar{\Phi})^2 \cdot \sqrt{|\bar{\Phi}|} \cdot sign(\bar{\Phi}), \quad (44)$$

Где  $\bar{p}_1 = 1 + \Delta p/p_0$ . В данном случае это уравнение следует решить с начальным условием  $\bar{\Phi}(0) = \Delta p/p_0$ . На рисунке 4.2 представлены решения уравнения (44) для различных значений параметра  $a$ .

По аналогии диаграммам трубопровода Ду 630-1020 мм для магистрального нефтепровода Ду 1020-1440 мм, в пределы которого входит МН «Александровское – Анжеро – Судженск» [1] был построен график «изменение безразмерного перепада давлений  $\bar{\Phi}$  при различных значениях безразмерного параметра  $a$  в случае скачкообразного повышения давления  $\bar{p}_H$  в начальный момент» для значений коэффициента  $a = 0; 0,28; 0,78; 1,28; 1,78; 2,28; 2,78$  при интервале 0,5 по следующим значениям X, Y:

Таблица 4.2 – Координаты точек соответствующих коэффициентов  $a$  в случае скачкообразного повышения давления  $\bar{p}_H$  в начальный момент времени.

$a$	$t$	$\Phi$
0	0	0
	0,2	0,2
	0,4	0,4
	0,6	0,6
	2	0,3
0,28	0	0
	0,4	0,32
	0,6	0,5
	0,7	0,6
0,78	0	0
	0,4	0,28
	0,6	0,36
	0,8	0,39
	1,2	0,365
	1,4	0,3
	1,4	0,18
1,28	0	0
	0,4	0,21
	0,6	0,23
	0,8	0,165
	1	0,08
	1,2	0,03
	1,4	0,025

1,78	0	0
	0,4	0,116
	0,6	0,09
	0,8	0,04
	1	0,025
	1,2	0,0213
	1,4	0,02
	2,28	0
0,4		0,092
0,6		0,06
0,8		0,035
1		0,033
1,2		0,023
1,4		0,018
2,78		0
	0,4	0,055
	0,6	0,08
	0,8	0,04
	1	0,032
	1,2	0,025
	1,4	0,017

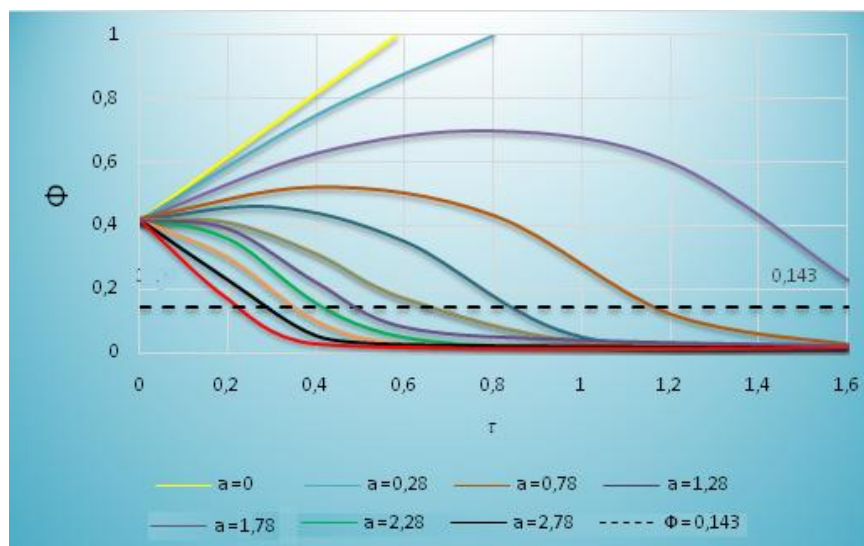


Рисунок 4.2 – Изменение безразмерного перепада давлений  $\bar{\Phi}$  при различных значениях безразмерного параметра  $a$  в случае скачкообразного повышения давления  $p_H$  в начальный момент.

Если  $a = 0$ , то разность  $\bar{\Phi}(\tau)$  давлений, как и в предыдущем случае, линейно возрастает, оставаясь большей, чем пороговое значение  $\bar{\Phi}_{пор}$  открытия клапана, поэтому клапан всегда остается открытым. При  $a > 0$  разность  $\bar{\Phi}(\tau)$  давлений на клапане сначала возрастает, однако, после достижения максимума начинает убывать, и в некоторый момент  $\tau = \tau^*$ , в который  $\bar{\Phi}(\tau^*) = \bar{\Phi}_{пор}$ , клапан закрывается. Из графиков видно, чем меньше  $a$ , тем больше  $\tau^*$  и наоборот. Полученный эффект понятен: чем меньше жидкости пропускает дроссель, тем медленней увеличивается давление в газовой полости аккумулятора, тем дольше клапана ССВД остаются открытыми.

Если необходимо, чтобы клапан ССВД оставался открытым в течение заданного интервала времени, то  $a$  должно удовлетворять неравенствам

$0 < a < a^{**}$ . Здесь  $a^{**}$  - значение параметра, при котором решение уравнения (67), пересекается с прямой  $\bar{\Phi}(\tau^*) = \bar{\Phi}_{пор}$ . Таким образом, коэффициент расхода регулирующего дросселя  $Cv_{др}$  должен удовлетворять неравенству:

$$Cv_{др} \leq a^{**} \cdot \frac{vV_0\sqrt{G_{рж}}}{N_{пер}p_0\sqrt{p_0}} \quad (45)$$

В этом случае клапана ССВД остаются открытыми в течение времени, не менее заданного. Пусть, например, при скорости увеличения давления  $v = 0,01 \text{ МПа/с}$ , требуется, чтобы клапан ССВД оставался открытым в течение  $t = 80 \text{ с}$  ( $\tau = 1,16$ , кривая 5), тогда из графиков (см. рисунок 4.14) видно, что регулировочный дроссель нужно установить в положение  $a^{**} = 0,78$ . Например, если  $V_0 = 0,3 \text{ м}^3$ ,  $p_0 = 0,7 \text{ МПа}$ , то ограничение для коэффициента  $Cv_{др}$  определяется из следующего неравенства:

$$Cv_{др} \leq 5,3 \quad (46)$$

В отдельных случаях удается настроить систему ССВД так, чтобы коэффициент  $Cv_{др}$ , регулирующего дросселя удовлетворял сразу обоим неравенствам (67) и (65):

$$a^* \cdot \frac{vV_0\sqrt{G_{рж}}}{N_{пер}p_0\sqrt{p_0}} < Cv_{др} \leq a^{**} \cdot \frac{vV_0\sqrt{G_{рж}}}{N_{пер}p_0\sqrt{p_0}} \quad (47)$$

в этих случаях ССВД не реагирует на малые скорости увеличения давления, и клапан остается закрытым, а при быстром увеличении давления, клапан открывается и обеспечивает сброс нефти в резервуар.

В тех случаях, когда  $a^{**} > a^*$ , полную настройку ССВД выполнить не удастся и приходится настраивать систему таким образом, чтобы она выполняла свою основную цель — сглаживала волны повышенного давления, возникающие при остановке ПС. Однако в таком случае могут возникать ложные срабатывания ССВД при медленном повышении давления в трубопроводе.

Рассмотрим на конкретном примере влияние параметров системы управления ССВД на режим работы всей системы. Основными параметрами системы управления ССВД являются: коэффициент расхода регулирующего дросселя  $Cv_{др}$ ; объем газового аккумулятора  $V_0$ ; начальное настроенное давление газового аккумулятора  $p_0$ .

В качестве примера рассматривается магистральный нефтепровод 1220 мм, перекачивающий нефть плотностью 850 кг/м<sup>3</sup> с расходом 6650 м<sup>3</sup>/ч. Проводится расчет переходных процессов, вызванных остановкой промежуточной ПС, установленной на данном трубопроводе. ПС оборудована ССВД. Давление на входе рассматриваемой станции на исходном режиме составляет 0,8 МПа. Параметры сбросного клапана ССВД выбраны таким образом, что он обеспечивает необходимый расход сброса без дополнительного повышения давления. Для того, чтобы клапан ССВД открылся давление в трубопроводе должно превысить давление в газовом аккумуляторе на 0,2 МПа. В качестве исходных параметров системы управления ССВД принимаются:  $p_0 = 0,8$  МПа;  $V_0 = 0,75$  м<sup>3</sup>;  $Cv_{др} = 3$ .

На рисунка 4.3 представлены результаты серии расчетов срабатывания ССВД с разными коэффициентами расхода регулирующего дросселя  $Cv_{др}$ . Из рисунка видно, что при увеличении коэффициента  $Cv_{др}$  скорость нарастания давления на входе ПС увеличивается. Темп нарастания давления в газовом аккумуляторе ССВД определяется расходом разделительной жидкости, которая поступает в него. Натекание жидкости в газовый аккумулятор регулируется дросселем. Чем больше коэффициент расхода дросселя, тем больше разделительной жидкости поступает в аккумулятор, это приводит к более быстрому заполнению аккумулятора и соответственно к более быстрому увеличению давления в нем.

Таблица 4.3 – Координаты точек соответствующих коэффициентов  $Cv_{др}$  при изменении давления на входе ПС с ССВД при её остановке.

$Cv_{др}$	t	P
0	12,3	10
	140	10
2	12,3	10
	140	15

3	12,3	10
	118	18
	140	18
4	12,3	10
	98	20
	140	20
6,5	12,3	10
	80	22,5
	140	22,5
8,5	12,3	10
	70	24
	140	24
10	12,3	10
	53	25
	140	25
20	12,3	10
	38	26
	140	26
ССВД не сработало	0	7,6
	11	7,6
	21	27,5
	21	27,5
	140	27,5

Из рисунка также видно, что при стремлении коэффициента расхода регулирующего дросселя ССВД к бесконечности характер изменения давления на входе станции не отличается от случая остановки ПС без ССВД. В этом случае разделительная жидкость натекает в газовый аккумулятор настолько быстро, что время работы ССВД ничтожно. Также быстрое натекание жидкости в аккумулятор может привести к тому, что сбросные клапана ССВД просто не откроются.



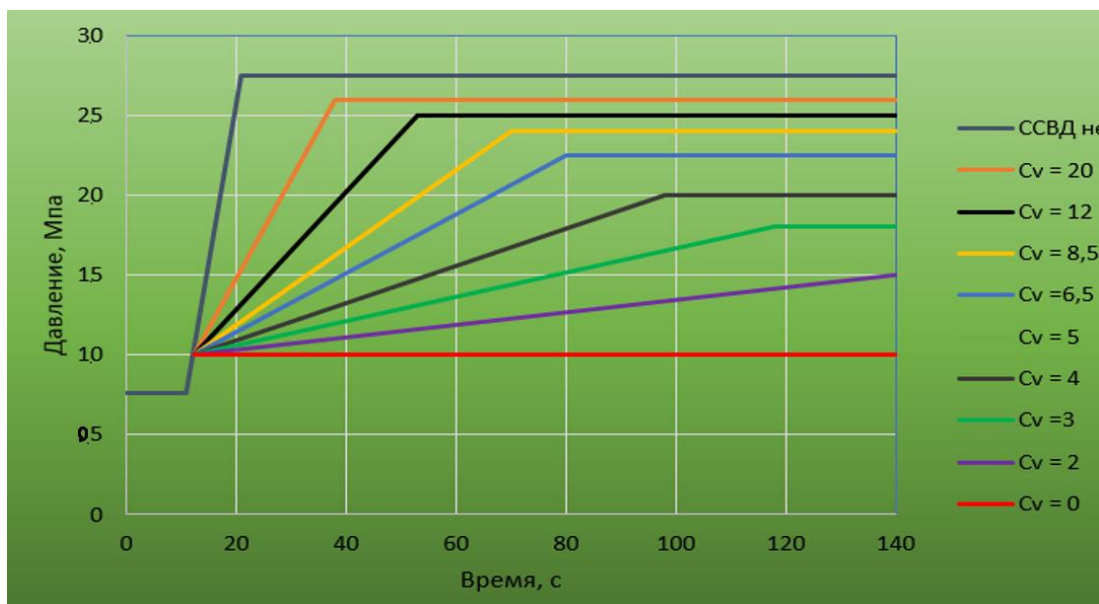


Рисунок 4.3 – Изменение давления на входе ПС с ССВД при её остановке для различных значений коэффициента расхода регулирующего дросселя ССВД  $C\nu_{др}$ .

Когда коэффициент  $C\nu_{др} = 0$  натекания жидкости в аккумулятор не происходит, поэтому давление в нем не увеличивается. В этом случае ССВД работает как предохранительный клапан: ограничивает давление в трубопроводе на заданном уровне.

На рисунке 4.4 представлены результаты серии расчетов срабатывания ССВД с разным объемом газового аккумулятора  $V_0$ . Из рисунка видно, что при уменьшении объема газового аккумулятора ССВД скорость нарастания давления на входе ПС увеличивается. Темп нарастания давления в аккумуляторе ССВД определяется тем, как быстро он заполняется разделительной жидкостью. При постоянном коэффициенте  $C\nu_{кл}$  можно считать, что расход жидкости в аккумулятор во время работы ССВД не изменяется, в этом случае очевидно, что заполнение аккумулятора с меньшим объемом происходит быстрее, следовательно, быстрее повышается давление в нем, и наоборот.

Координаты точек, необходимые для построения графика «Изменение давления на входе ПС при её остановке для различных значений полного объема  $V_0$  газового аккумулятора ССВД» отражены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Координаты точек соответствующих значений полного объема  $V_0$  при изменении давления на входе ПС с ССВД при её остановке.

$V_0$	t	P
$\infty$	12,3	10
	140	10
0,75	12,3	10
	118	18
	140	18
0,6	12,3	10
	98	20
	140	20
0,5	12,3	10
	98	20
	140	20
0,4	12,3	10
	80	22,5
	140	22,5
0,3	12,3	10
	80	22,5
	140	22,5
0,23	12,3	10
	53	25
	140	25
0,15	12,3	10
	38	26
	140	26
ССВД не сработало	0	7,6
	11	7,6
	21	27,5
	21	27,5
	140	27,5

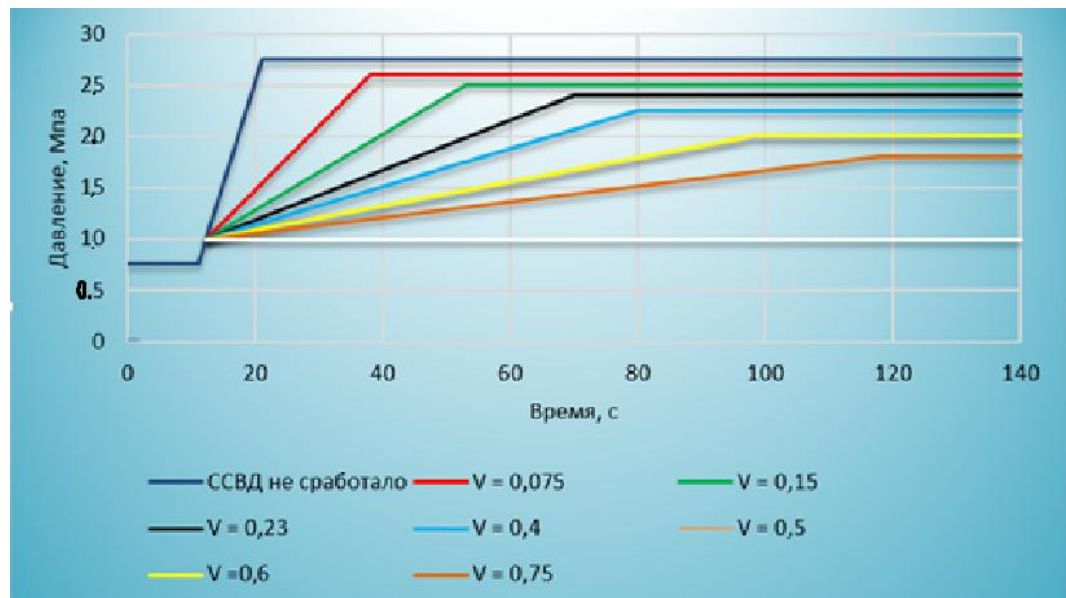


Рисунок 4.4 – Изменение давления на входе ПС при её остановке для различных значений полного объема  $V_0$  газового аккумулятора ССВД.

Если объем аккумулятора ССВД стремится к бесконечности  $V_0 \rightarrow \infty$ , то натекание разделительной жидкости в аккумулятор не будет влиять на давление в нем. В этом случае, аналогично случаю  $Cv_{кл} = 0$ , ССВД будет работать как предохранительный клапан, будет ограничивать давление в трубопроводе на заданном уровне. В обратном случае  $V_0 \rightarrow 0$  заполнение аккумулятора будет происходить настолько быстро, что время работы ССВД стремится к нулю. Уменьшение объема аккумулятора с определенного момента приводит к тому, что ССВД просто не срабатывает.

Координаты точек, необходимые для построения графика «изменение давления на входе ПС при её остановке для различных значений начального настроечного давления  $p_0$  газового аккумулятора ССВД» отражены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Координаты точек соответствующих значений настроечного давления  $p_0$  газового аккумулятора ССВД на входе ПС при её остановке.

$p_0$	t	P
0,8	12,9	10
	140	10

1	12,3	10
	110	9
	130	18
	140	32
1,2	12,4	10
	99	21
	140	21
1,4	12,3	10
	99	22
	140	22
1,6	12,3	10
	81	22,3
	140	22,3
1,8	12,3	10
	83	23,5
	140	23,5
2	12,3	10
	53	25
	140	25
ССВД не сработало	0	8,6
	13	8,6
	23	28,5
	23	28,5
	140	30,5

На рисунке 4.5 представлены результаты серии расчетов срабатывания ССВД с разным начальным настроечным давлением газового аккумулятора  $p_0$ .

Из рисунка видно, что при увеличении начального настроечного давления скорость нарастания давления не изменяется. Отличие состоит только в давлении срабатывания ССВД и в продолжительности работы системы. Скорость нарастания давления на входе станции не изменяется с изменением величины  $p_0$ , т.к. объем аккумулятора фиксирован, а расход разделительной жидкости в аккумулятор задан соответствующим

коэффициентом  $Cv_{кл}$ , поэтому скорость заполнения не меняется.

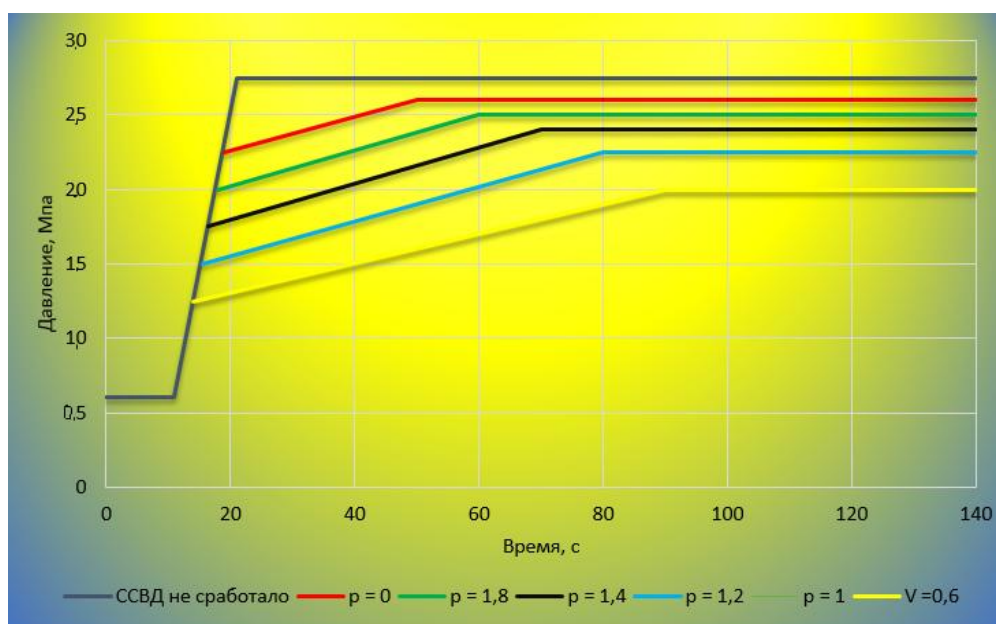


Рисунок 4.5 – Изменение давления на входе ПС при её остановке для различных значений начального настроечного давления  $p_0$  газопого аккумулятора ССВД.

## 5. Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys

### 5.1 Создание расчетной модели нефтепровода.

Таблица 5.1 – Технические характеристики МН «Александровское – Анжеро - Судженск»:

Диаметр трубопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Толщина стенки трубы, мм	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Марка стали	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Глубина заложения трубы, м
1220	4,3	14	850	17ГС	510	350	0,8

Расчетная схема трубопровода представлена на следующем рисунке:

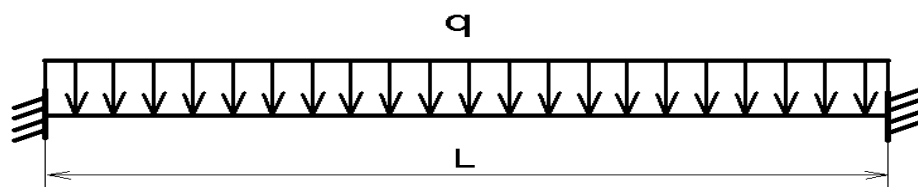


Рисунок 5.1 – Расчетная схема трубопровода

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом можно определить по формуле:

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_n}; \quad (55)$$

<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>				
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дат
Разраб.		Холкин В.С.		
Руковод.		Антропова Н.А.		
Консульт.				
Рук-ль ООП.		Бурков П.В.		
<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys</i>				
		Лит.	Лист	Листов
			86	9
<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>				

где  $\gamma_{гр}=27,1$  кН/м<sup>3</sup> - удельный вес грунта;

$n_{гр}=0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\varphi_{cp} = 17^0$  - угол внутреннего трения грунта;

$h_0=0,8$ м - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта.

$q_{гр}$  — расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{гр} = q_m + q_u + q_{пр} \quad (56)$$

Формула для расчета нагрузки от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,192^2) = 3953,7 \text{ Н/м.}; \quad (57)$$

где  $n_{св} = 0,95$  - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость;

$\gamma_m$  - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500$  Н/м<sup>3</sup>.

Рассчитаем нагрузку от собственного веса изоляции трубопровода по формуле:

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 3953,7 = 395,37 \text{ Н/м.} \quad (58)$$

Рассчитаем нагрузку от веса нефти по формуле:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,192^2}{4} = 9300,6 \text{ Н/м.} \quad (59)$$

Расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{гр} = 3953,7 + 395,37 + 9300,6 = 13649,67 \text{ Н/м.} \quad (60)$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansvs	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_n \left[ \left( h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi \cdot D_n} =$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 27100 \cdot 1,22 \cdot \left[ \left( 0,8 + \frac{1,22}{8} \right) + \left( 0,8 + \frac{1,22}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{17^\circ}{2} \right) \right] + 13659,67}{3,14 \cdot 1,22} = 23814 \text{ Па}$$

; (61)

После проведения всех необходимых расчетов приступаем к созданию модели нефтепровода.

Первым этапом создаем модель участка магистрального нефтепровода (рис 5.2).

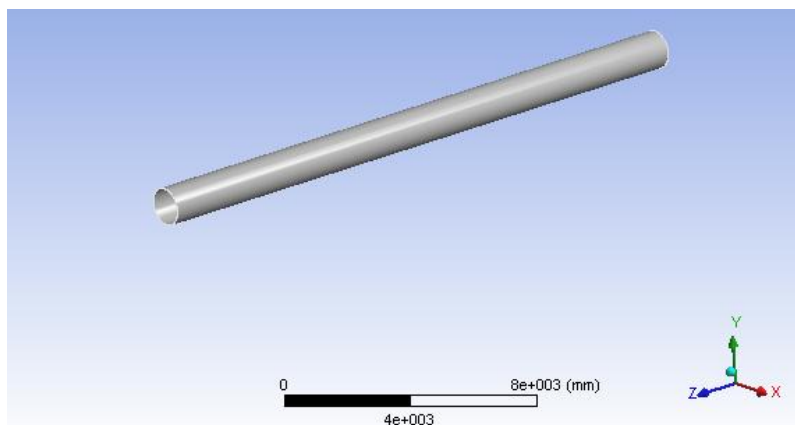


Рисунок 5.2 – Модель участка трубопровода.

Строим сетку, разбиваем модель на конечные элементы (рис 5.3).

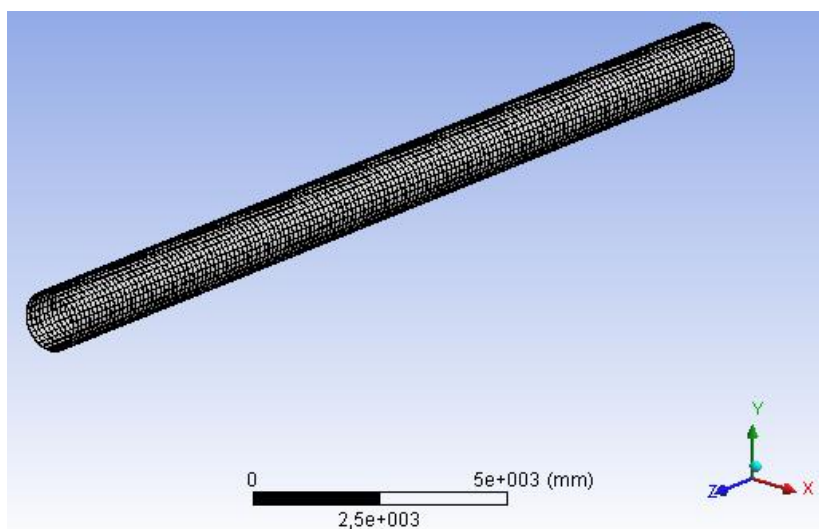


Рисунок 5.3 – Конечно-элементная сетка.



## 5.2 Моделирование участка нефтепровода с рабочим давлением

1. В нефтепроводе при отсутствии гидравлического удара рабочее давление на стенки трубы равно 4,3 Мпа.

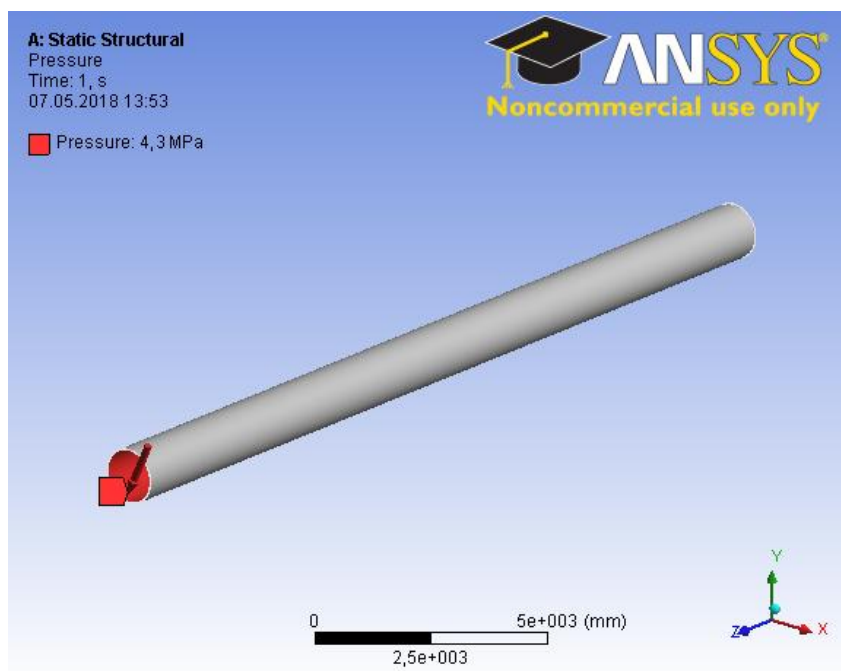


Рисунок 5.4 – Закрепление внутреннего давления на стенку нефтепровода, равного 4,3 Мпа.

2. Производится закрепления грунта, в данном случае глины, в котором проложен нефтепровод.

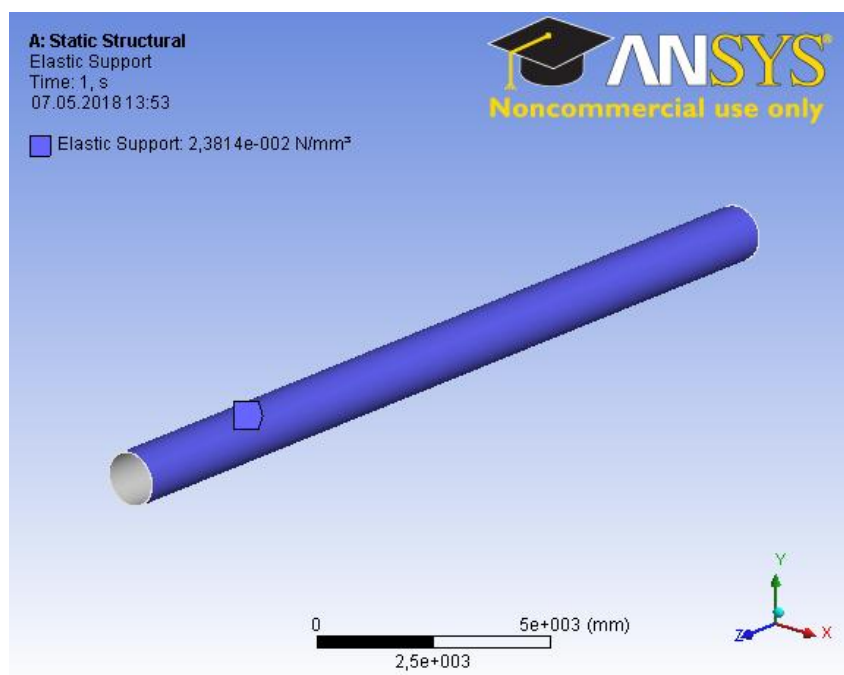


Рисунок 5.5 – Закрепление грунта.

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		89

3. Определено давление флюида.

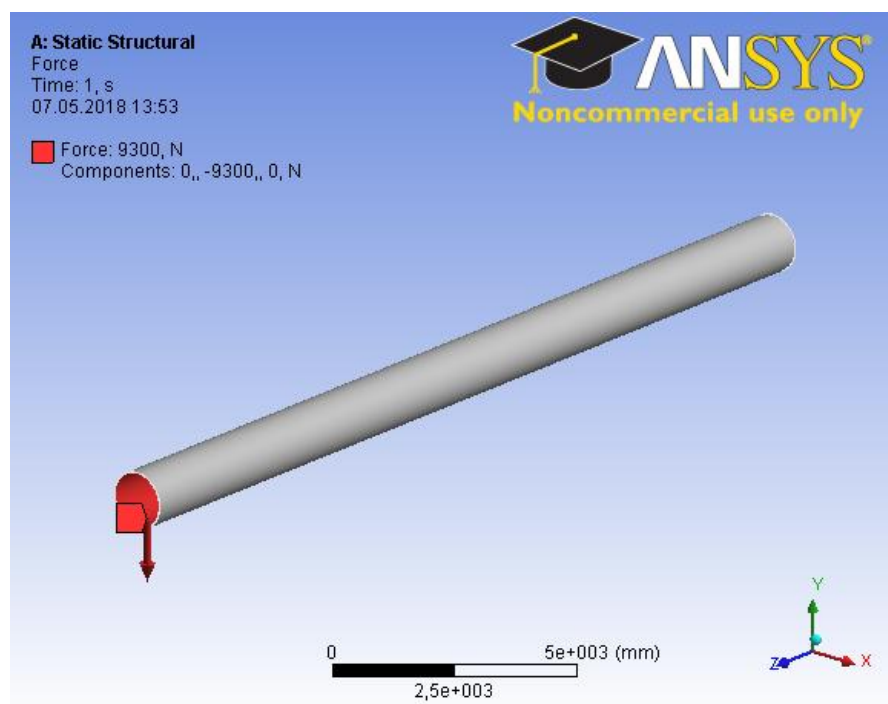


Рисунок 5.6 – Закрепление веса нефти.

4. Приложена сила гравитации к нефтепроводу.

На рисунке 5.7 показан результат расчета участка нефтепровода «Александровское – Анжеро–Судженск» при нормальном рабочем давлении 4,3 Мпа, полученный с помощью программы ANSYS.

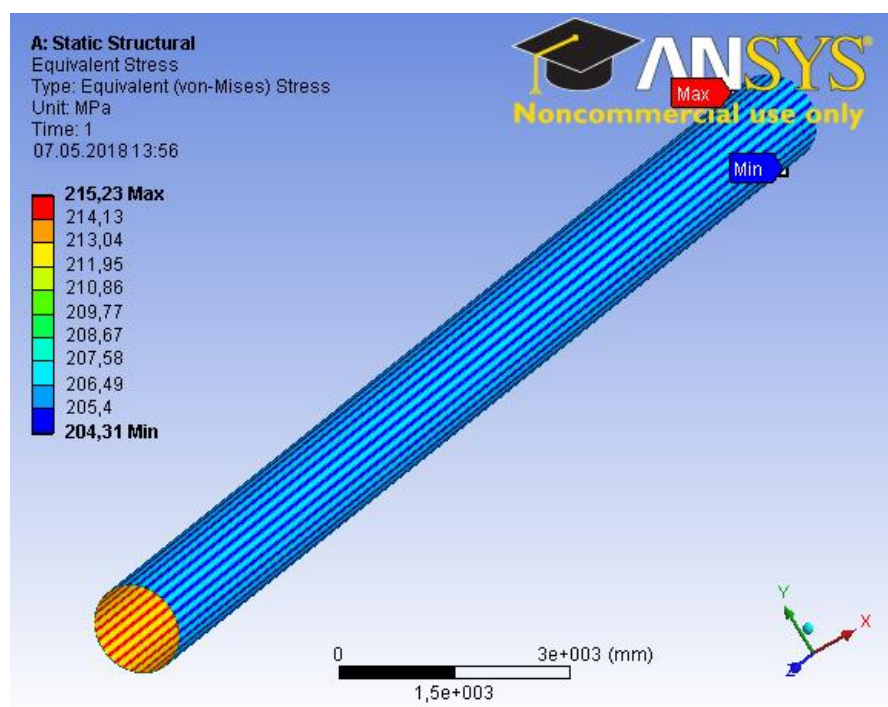


Рисунок 5.7 – Расчетные напряжения по Мизесу при рабочем давлении.

Из рисунка видно, что эквивалентные напряжения находятся в допустимых пределах текучести и прочности, запас прочности составляет 57,79 %.

### 5.3 Моделирование участка нефтепровода при гидравлическом ударе

В случае отсутствия системы сглаживания волн давления на стенки трубопровода в результате гидравлического удара действует давления, равное 5,81 МПа. На рисунке 5.8 показано закрепление данной силы.



Рисунок 5.8 – Добавление внутреннего давления на стенку нефтепровода, равного 5,81 Мпа.

На рисунке 5.9 смоделированы результаты расчета для магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск», не оборудованного системой сглаживания волн давления при возникновении гидравлического удара.

Как видно из рисунка максимальные напряжения составляют 281,55 МПа, которые стремятся к пределу текучести. Максимальные напряжения на стенки нефтепровода по отношению к рабочему делению 4,3 МПа увеличились на 30,81%. Запас прочности составляет 44,79 %.

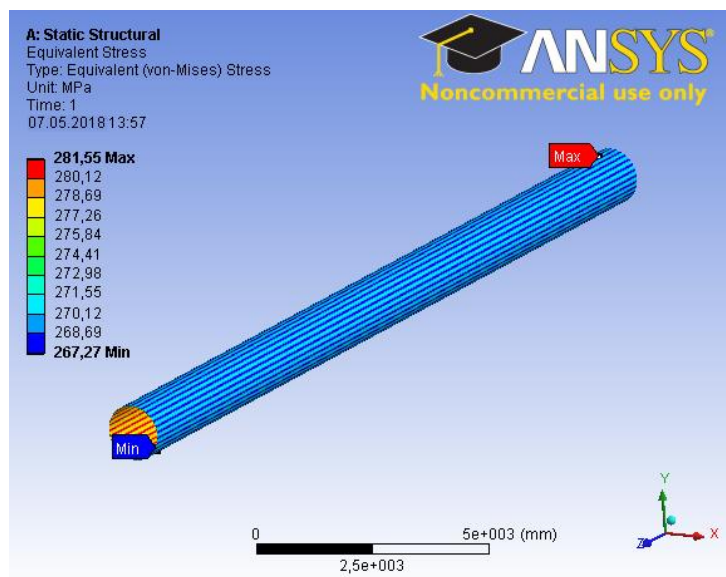


Рисунок 5.9 – Расчетные напряжения по Мизесу при гидравлическом ударе.

#### 5.4 Моделирование участка нефтепровода при гидравлическом ударе, оборудованном системой сглаживания волн давления

В магистральном нефтепроводе, оборудованном системой сглаживания волн давления, при возникновении гидравлического удара происходит плавный сброс давления со скоростью 0,1-0,3 МПа/с. Смоделирован участок нефтепровода с максимально возможным давлением при ударной волне 4,6 МПа/с. Результаты расчета представлены на рисунке 5.10.

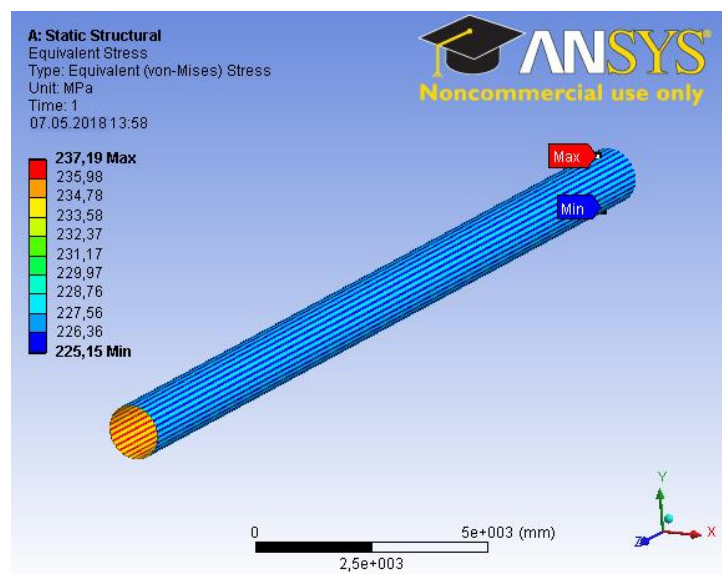


Рисунок 5.10. - Расчетные напряжения по Мизесу при гидравлическом ударе в нефтепроводе, оборудованном системой сглаживания волн давления.

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Максимальные напряжения при срабатывании системы сглаживания волн давления составляют 237,19 МПа. Запас прочности составляет 53,49 %. Происходит нормальное бесперебойное функционирование магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск».

## 5.5 Результаты расчета модели нефтепровода

### в программном комплексе Ansys.

На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемой нефти, сила гравитации. В исследовательской части рассматривались 3 случая:

- Влияние рабочего давления 4,3 Мпа на стенки магистрального нефтепровода

- Влияние давления при гидравлическом ударе, равном 5,81 Мпа, на стенки магистрального нефтепровода, не оборудованного системой сглаживания волн давления

- Влияние максимального давления при гидравлическом ударе, равном 4,6 Мпа, на стенки магистрального нефтепровода, оборудованного системой сглаживания волн давления

Исходя из полученных результатов, делаем выводы:

- На участке нефтепровода, не оборудованного системой сглаживания волн давления, при возникновении гидравлического удара напряжения, действующие на стенки трубы стремятся к пределу текучести, а в связи с тем, что магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро – Судженск» подходит к своему проектному сроку эксплуатации предел прочности и текучести становится значительно ниже установленных параметров. В результате этого в некоторых случаях напряжения могут превышать предел текучести, что приводит к пластическим деформациям трубопровода или разрыву трубы.

- Сравнив полученные результаты, выявлено, что эквивалентные

					Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

напряжения при гидравлическом ударе, действующие на стенки магистрального нефтепровода, превышают аналогичные напряжения при рабочем давлении на 30,81%, что способствует повышению усталостной прочности трубопровода.

- При возникновении гидравлического удара в магистральном нефтепроводе, оборудованном системой сглаживания волн давления максимальные эквивалентные напряжения незначительны по сравнению с аналогичными напряжениями при рабочем давлении на стенки трубопровода, что уменьшает возможность возникновения усталостных напряжений металла.

					<i>Исследование напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода в программном комплексе Ansys</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		94

## 6. Оценка экономических затрат при проведении работ по ликвидации последствий гидравлического удара

### 6.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Целью данного исследования является расчет ресурсоэффективности работ по ликвидации последствий гидравлического удара методом замены трубы 12 метров.

Сегмент рынка, на котором в будущем будет продаваться разработка, называется целевой рынок. В данном случае целевым рынком будет являться предприятие, занимающиеся транспортировкой и хранением товарной нефти.

Основой для определения размера капитальных вложений, формирования договорных цен на строительную продукцию, финансирования строительства является сметная стоимость. Также она выступает основой для расчетов за выполненные монтажные и строительные работы, оплаты расходов по приобретению оборудования и доставке его на стройки, а также возмещения других затрат за счет средств, предусмотренных сводным сметным расчетом (например, затрат в ремонтный фонд) [62].

Основным потребителем данного исследования является компания АО «Транснефть» - российская монополия по транспорту нефти.

На каждой стадии важно определять степень готовности научной разработки к коммерциализации и уровень знаний для проведения данной разработки. Не смотря на какой стадии жизненного цикла находится научная разработка полезно оценивать степень ее готовности для коммерциализации и определить уровень своих познаний для ее проведения. В связи с этим следует заполнить специальную форму, в которой содержатся показатели о степени готовности проекта с позиции внедрения и компетенциям разработчика

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дат	Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах		
Разраб.		Холкин В.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Макашева Ю.С.				95	21
Консульт.					<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
Рук-льООП.		Бурков П.В.					

данного научного проекта. В таблице 6.1. представлены результаты анализа степени готовности проекта, а именно показатели о степени проработки научного проекта и компетенции разработчика.

Таблица 6.1. – Оценка степени готовности научного проекта к коммерческой реализации.

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Существует научно-технический задел	4	3
2	Определены будущие направления коммерческой реализации данного задела	4	3
3	Имеются отрасли и возможности для рыночного предложения	4	3
4	Выбрана форма товара научного задела для продвижения на рынке	4	3
5	Определены авторы и произведена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости умственной собственности	3	3
7	Осуществлено маркетинговое исследование для сбыта продукта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерческой реализации данной разработки	3	3
9	Имеются пути для дальнейшей реализации научной работы на рынке	5	3
10	Разработана стратегия (форма) создания научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного взаимодействия и выхода на заграничный рынок	3	3



12	Имеются вопросы при использовании услуг инфраструктуры поддержки, получении льгот	3	3
13	Разобраны вопросы финансирования коммерциализации данной разработки	3	3
14	Создана команда для коммерциализации данной разработки	3	3
15	Проработан механизм выхода на рынок научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	53	46

Оценка готовности разработанного научного проекта к внедрению в производство (или уровень компетенции разработчика) необходимо определить по формуле[63]:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (62)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – общее количество баллов присущее каждому направлению;

$B_i$  – показатель балла по  $i$ -му компоненту.

Значение  $B_{\text{сум}}$  показывает меру способности данной разработки и ее создателя к внедрению на производстве. Показатель степени проработанности текущего проекта составил 53. Это свидетельствует о наличии хороших перспектив, а знаний создателя достаточно для успешной ее коммерческой реализации. Значение уровня имеющихся навыков у разработчика составило 46 баллов, что говорит о перспективности выше среднего значения.

Подводя итоги результатов оценки можно сделать вывод о том, что изначально требуется проработка вопросов, связанных с созданием команды для коммерциализации данной разработки. Следующей задачей ставится проработка возможности финансирования коммерциализации текущей разработки и механизма выхода на рынок научного проекта.

## 6.2 План проекта

Календарный и сетевые графики проекта строим для планирования научного проекта. При планировании научных проектов имеется потребность в построении календарных и сетевых графиков. В таблице 6.2 представлен линейный график.



Таблица 6.2. – Календарный план научного проекта


Код работ (из ИСР)	Наименование	Продолжительность, дни	Дата начала проведения работы	Дата окончания проведения работы	Состав лиц, участвующих в создании
1	Введение	7	01.02.2018	07.02.18	Холкин В.С. Антропова Н.А.
2	Постановка задач и цели исследования, актуальность, научная новизна	10	08.02.2018	17.02.18	Холкин В.С. Антропова Н.А.
3	Литературный обзор	15	18.02.2018	05.03.18	Холкин В.С.
4	Экспериментальная часть	35	06.03.2018	10.04.18	Холкин В.С. Антропова Н.А.
5	Результаты и обсуждения	20	11.04.2018	1.05.18	Холкин В.С. Антропова Н.А.
6	Оформление пояснительной записки	15	02.05.2018	16.05.18	Холкин В.С.
Итого:		102			

В целях иллюстрации составленного календарного плана проекта представлена диаграмма Ганта(таблица 6.3.). Согласно этой диаграмме работы по теме представлены временными отрезками, которые характеризуют дату начала и окончания выполненной работы.

Таблица 6.3.– Календарный план-график проведения диплома по теме.

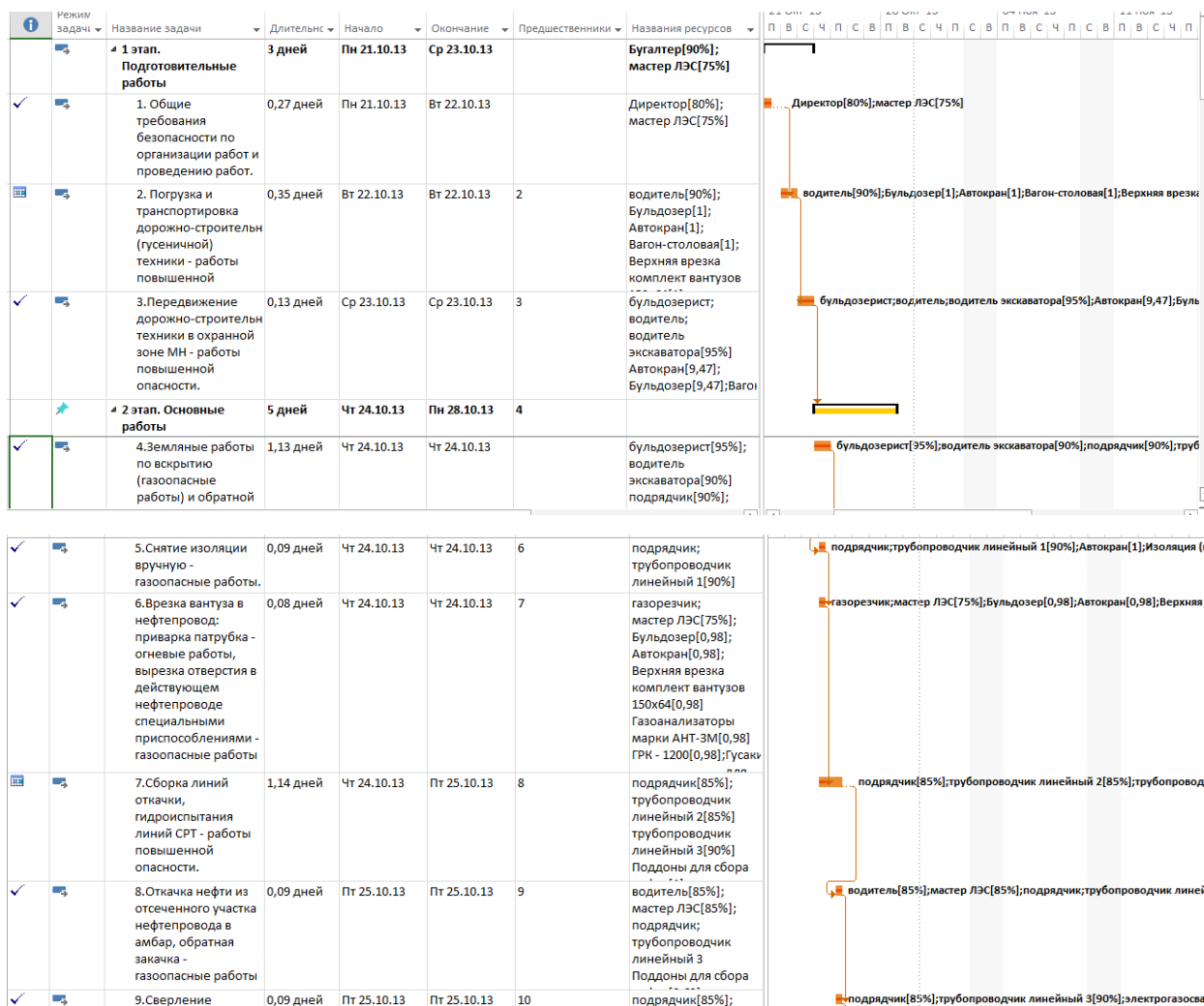
Наименование работ	Состав лиц, участвующих в создании	Т <sub>к</sub> , раб дн.	Продолжительность выполнения работ														
			февраль			март			апрель			май					
			1 3	2 2	33	1 1	2 2	3 3	1 1	22 22	33 33	1 1	2 2	2 3			
Введение	Магистр Руководитель	17															
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Магистр Руководитель	21 0															
Литературный обзор	Магистр	21 5															
Экспериментальная часть	Магистр Руководитель	33 5															
Работы в трассовых условиях	Мастер Дефектоскопист Лин.труб. Экскаваторщик Газорезчик Электрогазосварщик Водитель	8															
Результаты и обсуждения	Магистр	32 0															
Оформление пояснительной записки	Магистр Руководитель	11 5															

 - магистр  
 - руководитель

 - персонал, участвующий в работах по ликвидации гидравлического удара методом замены трубы

В свою очередь процесс ликвидации последствия гидравлического удара методом замены трубы подразделяется на подгруппы, которые представлены на диаграмме Ганта (таблица 6.4). На диаграмме отображены время проведения каждого этапа замены трубы, персонал, необходимый для производства работ, трудовые и материальные ресурсы, процент времени занятости обслуживающего от общего времени, требуемого для выполнения работы по замене трубы. Благодаря данной диаграмме можно визуальнo наблюдать график выполнения работ с момента начала и завершения работ, и процент трудозатрат для каждого материального и трудового ресурса.

Таблица 6.4.– Диаграмма Ганта «Проведение капитального ремонта МН «А-А-С» на участке 503,34 с заменой трубы»



✓		11. Пропарка внутренней полости трубопровода (газоопасные работы)	0,8 дней?	Пт 25.10.13	Пт 25.10.13	12	Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[0,8] мастер ЛЭС[55%];под	Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[0,8];мастер ЛЭС[55%];подрядчик[95]
✓		12. Герметизация внутренней полости нефтепровода (газоопасные работы), с применением ГПМ (работы повышенной опасности)	0,7 дней?	Пт 25.10.13	Пт 25.10.13	13	Газоанализаторы марки АНТ-3М[0,7] ГРК - 1200[0,7]; Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[0,7] мастер ЛЭС[50%]; Сорбенты «Экосорб»,	Газоанализаторы марки АНТ-3М[0,7];ГРК - 1200[0,7];Манометр МП
		13. Работы с применением грузоподъемного механизма - работы повышенной опасности	0,75 дней?	Пт 25.10.13	Пт 25.10.13	14	Автокран[0,75]; Бульдозер[0,75]; бульдозерист[95%]; подрядчик[75%]; Пожарная автоцистерна	Автокран[0,75];Бульдозер[0,75];бульдозерист[95%];подрядчик[75]; Пожарная автоцистерна
✓		14.Сварочно-монтаж (огневые работы), с использованием ГПМ - (работы повышенной опасности) по	0,78 дней?	Пт 25.10.13	Пт 25.10.13	15	газорезчик[99%]; Кислород[0,78]; Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[0,78] мастер ЛЭС[55%];Осе	газорезчик[99%];Кислород[0,78];Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[0,7
✓		15.Откачка нефти из	0,85 дней?	Пт 25.10.13	Пт 25.10.13	16	Гусак	Гусак для отвода ГВС Ду 150[0,85];Патрубок 150x12[0,85];Поддон
✓		15.Откачка нефти из отсеченного участка нефтепровода с помощью АНН — газоопасные работы.	0,85 дней?	Пт 25.10.13	Пт 25.10.13	16	Гусак для отвода ГВС Ду 150[0,85] Патрубок 150x12[0,85] Поддоны для сбора	Гусак для отвода ГВС Ду 150[0,85];Патрубок 150x12[0,85];Поддон
		16.Вырезка «катушек» с использованием отрезных машинок - газоопасные работы, работы по демонтажу «катушки» с применением грузоподъемных механизмов - работы повышенной опасности.	1 день?	Сб 26.10.13	Сб 26.10.13	17	Газоанализаторы марки АНТ-3М[1] газорезчик; Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[1] мастер ЛЭС[54%]; Машина «Малютка» [1] Фреза МРТ[1]; Центраторы 1220 мм[1]	Газоанализаторы марки АНТ-3М[1];газорезчик;Манометр МПТ
✓		17.Работы по заварке контрольных и технологических отверстий, (шлифовка, сварка) - огневые работы.	0,74 дней?	Сб 26.10.13	Сб 26.10.13	18	Газоанализаторы марки АНТ-3М[0,74] Манометр МПТИ-У2-150.0 -0.6[0,74] Пожарная автоцистерна	Газоанализаторы марки АНТ-3М[0,74];Манометр МПТИ-У2-150.0
✓		17.Сверление технологических отверстий на участке МН - газоопасные работы	1 день?	Сб 26.10.13	Сб 26.10.13	19	трубопроводчик линейный 4[86%]	трубопроводчик линейный 4[86%]
		18.Дефектоскопия сварных швов - газоопасные работы	1 день?	Вс 27.10.13	Вс 27.10.13	20	Дефектоскопист[1]	Дефектоскопист[1]
		18.Работа с линейными задвижками - технологические переключения запорной арматуры для отсечения участка МН и обеспечения его опорожнения от нефти - газоопасные работы.	1 день?	Вс 27.10.13	Вс 27.10.13	21	мастер ЛЭС[5%]; подрядчик[65%]	мастер ЛЭС[5%];подрядчик[65%]
✓		19.Заполнение участка нефтью с выпуском газо-воздушной смеси - газоопасные работы.	1 день?	Вс 27.10.13	Вс 27.10.13	22	мастер ЛЭС[35%]	мастер ЛЭС[35%]
		20.Нанесение изоляции (с приготвлением праймера) - газоопасные работы.	1 день?	Пн 28.10.13	Пн 28.10.13	23	Изоляция (праймер-транскор)[; Пожарная автоцистерна АД[1] Скребки для зачистки	Изоляция (праймер-транскор)[1];Пожарная автоцистерна
		21.Работы по ликвидации вантуза с помощью герметизирующего устройства «Пакер» -огневые работы	0,9 дней	Пн 28.10.13	Вт 29.10.13	24	Кислород[0,9]; Пакер - ПП-150[0,9]; Пропан[0,9]; Сварочный аюегат АЛЛ. сварочный выпрямитель ВД[0,9]	Кислород[0,9];Пакер - ПП-150[0,9];Пропан[0,9];Сварочн
		4 этап. Заключительные работы	0,72 дней	Вт 29.10.13	Вт 29.10.13	25	Директор[5%]	Директор[5%]
		21.Работы по зачистке рабочего котлована - газоопасные работы	0,22 дней	Вт 29.10.13	Вт 29.10.13		бульдозерист[90%]; водитель[90%]; водитель экскаватора[90%]	бульдозерист[90%];водитель[90%];водитель экскавато
		22.Пропарка внутренней полости трубопровода (газоопасные работы);	0,5 дней	Вт 29.10.13	Вт 29.10.13	27	мастер ЛЭС[85%]; электрогазосварщик; Пожарная автоцистерна АД[1]	мастер ЛЭС[85%];электрогазосварщик;Пожарная авто

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

Оценка экономических затрат при проведении работ по ликвидации последствий гидравлического удара

### 6.3 Бюджет научного исследования

Для выполнения научного исследования должен быть произведен полный расчет планируемых расходов, которые необходимы для выполнения. Многие из материалов уже находились в наличии, поэтому в статьях отражены малые расходы. В таблице 6.5. представлены затраты по статье «Спецоборудование для полевых работ» [62].

Таблица 6.5. – Затраты на оборудование для полевых работ.

Перечень оборудования	Количество оборудования	Цена за единица оборудования, руб.	Рассчитываемое время амортизации, дни.	Амортизация, руб.
Ноутбук	1	30 000,00	122	866,6658
Жилой вагон	2	627 700	8	2719,6
Экскаватор V= 0,65 м3	1	8 960 000	8	27733,33
Автокран	1	4 530 000	8	9815
Сварочный агрегат АЛЛ. сварочный выпрямитель ВД	3	41 000	8	380,718
Труборез тина МРТ	1	485 000	8	1501,188
Компрессор + шланг высокого давления 50м ПНС 150\50	1	534 000	8	2314
ГРК - 1200	4	8 912	8	9268,48

Бортовой автомобиль КАМАЗ	2	2 563 000	8	5553,166
		ИТОГО:		60152,15

Амортизационные отчисления по статье «спецоборудование для проведения работ» составили 60 152,15 руб.

#### 6.4 Расчет затрат на проведение работ

Затраты на смазочные и горючие материалы определим по формуле :

$$Z_{ГСМ} = V_{бен} \cdot C_{бен} + V_{мас.мот.} \cdot C_{мас.мот} + V_{диз} \cdot C_{диз} + V_{мас.тран.} \cdot C_{мас.тран.} + V_{плас.смаз.} \cdot C_{плас.смаз} + V_{мас.спец.} \cdot C_{мас.спец.} \quad (63)$$

где  $V_{бен}, V_{мас.мот.}, V_{диз.}, V_{мас.тран.}, V_{плас.смаз.}, V_{мас.спец.}$  – объем необходимого количества бензина, масла моторного, дизельного топлива, масла трансмиссионного, смазок пластичных, масел специальных, л;

$C_{бен}, C_{мас.мот.}, C_{диз.}, C_{мас.тран.}, C_{плас.смаз.}, C_{мас.спец.}$  – стоимость одного литра бензина, масла моторного, дизельного топлива, масла трансмиссионного, смазок пластичных, масел специальных, л/руб.

Ниже приведены цены (за 1 л) на топливо и горюче-смазочные материалы:

- Дизельное топливо – 42 рубля;
- Бензин – 37 рублей;
- Масло трансмиссионное – 538 рублей;
- Масло моторное – 495 рублей;
- Масло специальное – 470 рублей;
- Смазка пластическая – 205 рублей.

Наименование транспортных средств, которые необходимы во время проведения капитального ремонта с заменой трубы, представлены в таблице 6.6..

Таблица 6.6. – Транспортные средства и нормы расхода горюче-смазочных материалов.

Тип транспортного средства	Количество	Суточный расход дизельного топлива, л	Расход масла мот./ транс./ спец., л	Расход пластичной смазки, кг
Экскаватор	1	234	2,1/0,3/0,1	0,25
Автокран	1	132	2,1/0,3/0,1	0,25
Бортовой автомобиль	2	233	2,2/0,3/0,1	0,2
ИТОГО		599	6,4/0,9/0,3	0,7

Общие затраты на ГСМ составят:

$$Z_{\text{ГСМ}} = 599 \times 42 + 6,4 \times 495 + 0,9 \times 538 + 0,3 \times 470 + 0,7 \times 205 = 25158 + 3168 + 484,2 + 141 + 143,5 = 29095 \text{ руб.} \quad (64)$$

Если учитывать, что работы по замене трубы будут проводиться 8 дней, то затраты на горюче-смазочные материалы составят 232760 рублей.

Плата за электроэнергию является отдельной статьей расходов. Чтобы ее рассчитать необходимо знать количество потребляемой энергии для всего оборудования (таблица 6.7.).

Таблица 6.7. – Количество потребляемой электроэнергии оборудованием

Перечень оборудования	Количество оборудования	Мощность потребляемая, кВт/ч	Часы работы в сутки	Энергия потребляемая за сутки, кВт
Машинка «Малютка»	1	0,5	4	2



Труборез типа МРТ	1	0,5	5	2,5
Ноутбук	1	0,09	8	0,72
ИТОГО:				5,22

Затем необходимо определить стоимость электроэнергии за рабочий период (при стоимости 2,8 руб. за кВт/час).

Таблица 6.8. – Расчет стоимости электроэнергии.

Месяц	Количество рабочих дней	Количество потребляемой энергии за день, кВт	Стоимость электроэнергии за время проведения работ, руб (при 2,8 руб. за кВт/час)
март	8	5,22	116,928
ИТОГО:			116,928

Стоимость электроэнергии составляет 116,928 руб.

Таблица 6.9. – Количество необходимого материала.

№ п/п	Перечень затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу с учетом НДС, руб	Сумма, руб
1	Труба Ду 1220 11,5 м	шт	1	51200	51200
2	Труба Ду 1220 3 м	шт	1	11000	11000
3	Электроды	Уп.	2	300	600
4	Пропан	кг	50	100	5000
5	Праймер	кг	30	80	2400
6	Верхняя врезка комплект вантузов 150х64	шт.	1	5 340	5340
7	Нижняя врезка комплект вантузов 150х64	шт.	3	5160	15480
8	Патрубок 150х12	шт.	1	3250	3250

9	Задвижка 150х64	шт.	1	15 345	15 345
10	Дорожная плита	шт.	4	8960	35840
11	Кислород	баллон	5	3900	19500
12	Пропан	баллон	5	1200	6000
13	Изоляция	комплект	1	18303	18303
14	Круг отрезной 150х3х22	шт.	10	283	2830
15	Круг шлифовальный 150х6х22	шт.	10	186	1860
16	Щётка крацовка 175	шт.	3	345	1035
17	Рукавицы по составу бригады и по видам работ	шт.	12	340	4080
18	Ветошь	кг	50	52	2600
Общая сумма за материалы					201663
Транспортно-заготовительные отчисления (3-5%)					10083,15
Итого					211746,15

Таким образом на материальные затраты для проведения работ по замене участка трубы, подверженного гидравлическому дефекту необходимо потратить 211746,15 руб.

Рассчитаем основную заработную плату по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{м}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (65)$$

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

$Z_{\text{м}}$  – месячный оклад, руб.;

$T_{\text{р}}$  – продолжительность работ, месяцев.

Таблица 6.10. – Расчет затрат на проживание персонала за период проведения работ

Месяц	Количество дней	Количество рабочих дней	Количество человек	Количество средств за месяц, руб.(при стоимости суток на человека 1500 руб.)
Март	8	8	7	84 000
ИТОГО:				84 000

Месячный оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_M = Z_6 \cdot k_p, \quad (66)$$

где  $Z_6$  – базовый оклад, руб.;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,5 (для с. Молчаново).

Найдем основную заработную плату за период проведения работ по замене трубы за 8 дней для персонала, принимающего участие в работах:

$$Z_M = 71156,79 \cdot 0,35 = 24503 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{труб}} = 50503,82 \cdot 0,35 = 17657 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{водителя}} = 40503,82 \cdot 0,35 = 14175,85 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{электрогазосварщик}} = 43408,72 \cdot 0,35 = 15193,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{эксковаторщик}} = 80\,452 \cdot 0,35 = 28\,158,2 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{газорезчик}} = 48365 \cdot 0,35 = 16927,75 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дефектоскопист}} = 48365 \cdot 0,35 = 16927,75 \text{ руб.}$$

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 6.12.

Таблица 6.11. – Расчёт основной заработной платы за период проведения работ по ликвидации аварии на магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро –Судженск».

Исполнители	$Z_{\text{за}}$ проведение работ, руб.	$k_p$	$Z_{\text{за}}$ месяц, руб	Количество рабочих	Сумма выплат рабочему персоналу	Страховые взносы во внебюджетные фонды (30%)
Мастер	24503	1,5	71156,79	1	24503	7350,9
Трубопроводчик линейный	17657	1,5	50503,82	4	70628	21188
Водитель	14175,85	1,5	40503,82	1	14175,85	4252
Электрогазосварщик	15193,5	1,5	43408,72	1	15193,5	4557
Экскаваторщик	28158,2	1,5	80452	1	28158,2	8447,4
Газорезчик	16927,75	1,5	48365,46	1	16927,75	5078,3
Дефектоскопист	16927,75	1,5	48365	1	16927,75	5078,3
Итого:186513						55952

Для проведения работ по ликвидации последствий гидравлического удара средством замены трубы потребуются материальные затраты на зарплаты обслуживающему персоналу в размере 186 513.

Отчисления на страховые взносы включают в себя отчисления во внебюджетные фонды [62].

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (67)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 30%.

$$C_{\text{внеб}} \text{ мастера} = 0,3 \cdot 71156,79 = 21702,82 \text{ руб.}$$

Таблица 6.12. – Группировка затрат по статьям

Тип	Затраты
Материалы	211746,15

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	231 354,3
Стоимость электроэнергии	116,928
Расходы на проживание	84 000
Расходы на ГСМ	232760
Зарботная плата	186513
Отчисления на социальные нужды	55952
Итого плановая себестоимость	1 338 850,14

На круговой диаграмме определено соотношение трудовых и материальных затрат (рисунок 6.1).



Рисунок 6.1. – Соотношение трудовых и материальных ресурсов на проведение НТР

Круговая диаграмма на рисунке 6.2. отражает все основные затраты на проведение научно-технического исследования.

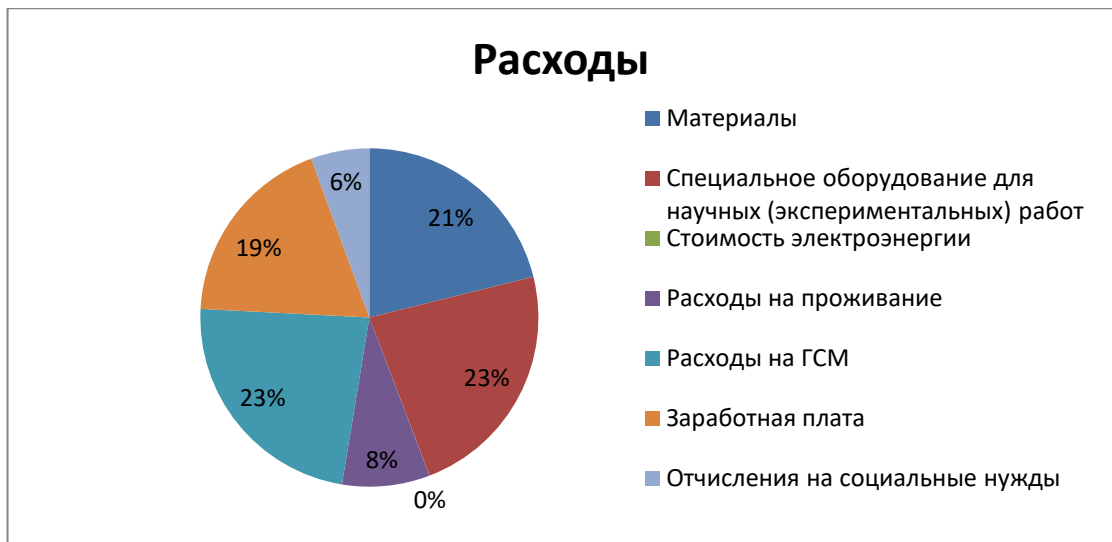


Рисунок 6.2. – Основные затраты на проведение научно-технического исследования

К наиболее затратным частям, как видно из диаграммы, можно отнести в первую очередь затраты на заработную плату, расходы на ГСМ, сырье, материалы, комплектующие изделия.

### 6.5 Организационная структура проекта

Из всех существующих основных вариантов организационных структур, используемых на практике, большое внимание следует уделить рассмотрению проектной структуры, изображенной на рисунке 6.3:

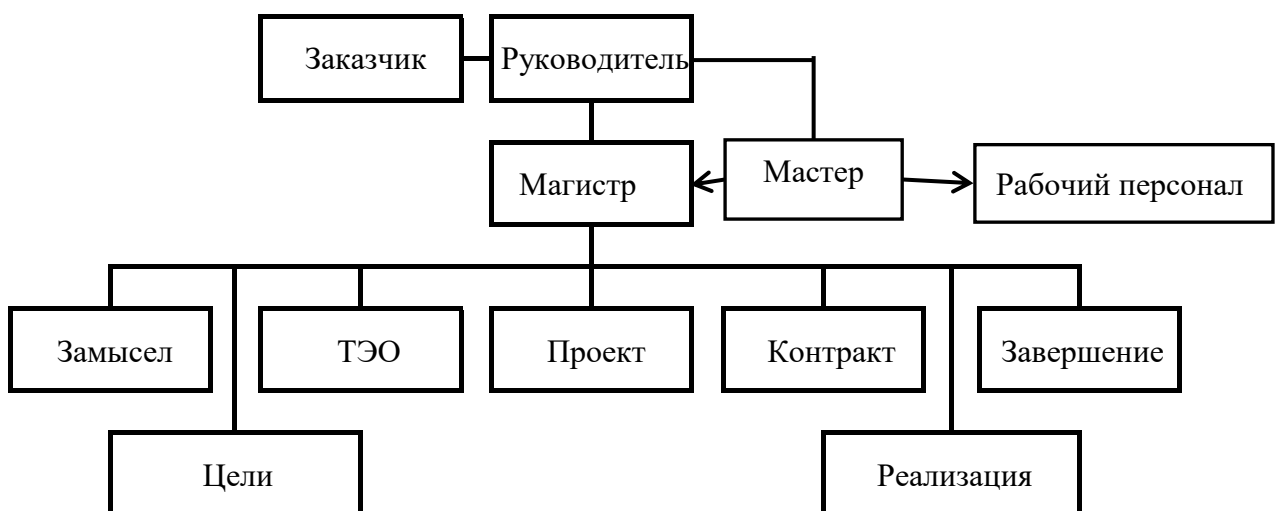


Рисунок 6.3. – Организационная структура проекта

В процессе реализации проекта зачастую возникают различные риски, несущие угрозу поставленным целям проекта, которые могут быть достигнуты частично или не достигнуты вовсе. Невозможно избежать риска полностью, но вполне реально ослабить его угрозу, снижая действие неблагоприятных факторов. В таблице 6.13 и на рисунке 6.4 представлены возможные риски.

Таблица 6.13. – Перечень рисков.

№	Риск	Вероятность наступления (от 1 до 5)	Влияние риска (от 1 до 5)	Уровень риска	Способ уменьшения риска
Технические риски					
1	Требования	2	4	средний	Контроль изменений требований и условий к материалам, посредством которых совершается исследование. Непрерывный поиск путей и способов оптимизации производства.
2	Технология	1	4	средний	
3	Использование ненадежных источников	2	4	средний	
4	Качество	1	4	средний	
Внешние риски					
5	Качество предоставляемых расходных материалов	2	4	низкий	Изучение ситуации на рынке. Изучение изменений в законодательстве Российской Федерации. Страхование имущества. Определение мер наказаний и поощрений рабочих.
6	Предписания контролирующих органов	3	3	средний	
7	Рынок	3	4	средний	
8	Обстоятельства непредвиденные	2	3	средний	
9	Изменения российского законодательства	3	2	средний	
10	Недобросовестность и неаккуратность сотрудников	3	3	низкий	
Организационные риски					

11	Организации, от которых зависит проект	2	3	низкий	Поиск альтернативных инвесторов и поставщиков. Непрерывный надзор за работой всех вспомогательных служб. Возможность проведения исследования на новых научных площадках.
12	Ресурсы	1	5	средний	
13	Финансирование	5	4	высокий	
14	Расстановка приоритетов	3	3	низкий	
Риски управления проектом					
15	Оценка	2	4	средний	Ответственность подхода к разработке проекта. Рациональное и обоснованное управление проектом. Повышение уровня квалификации работников, ответственных за управление проектом.
16	Планирование	2	3	низкий	
17	Контроль	3	4	средний	
18	Коммуникации	1	3	средний	

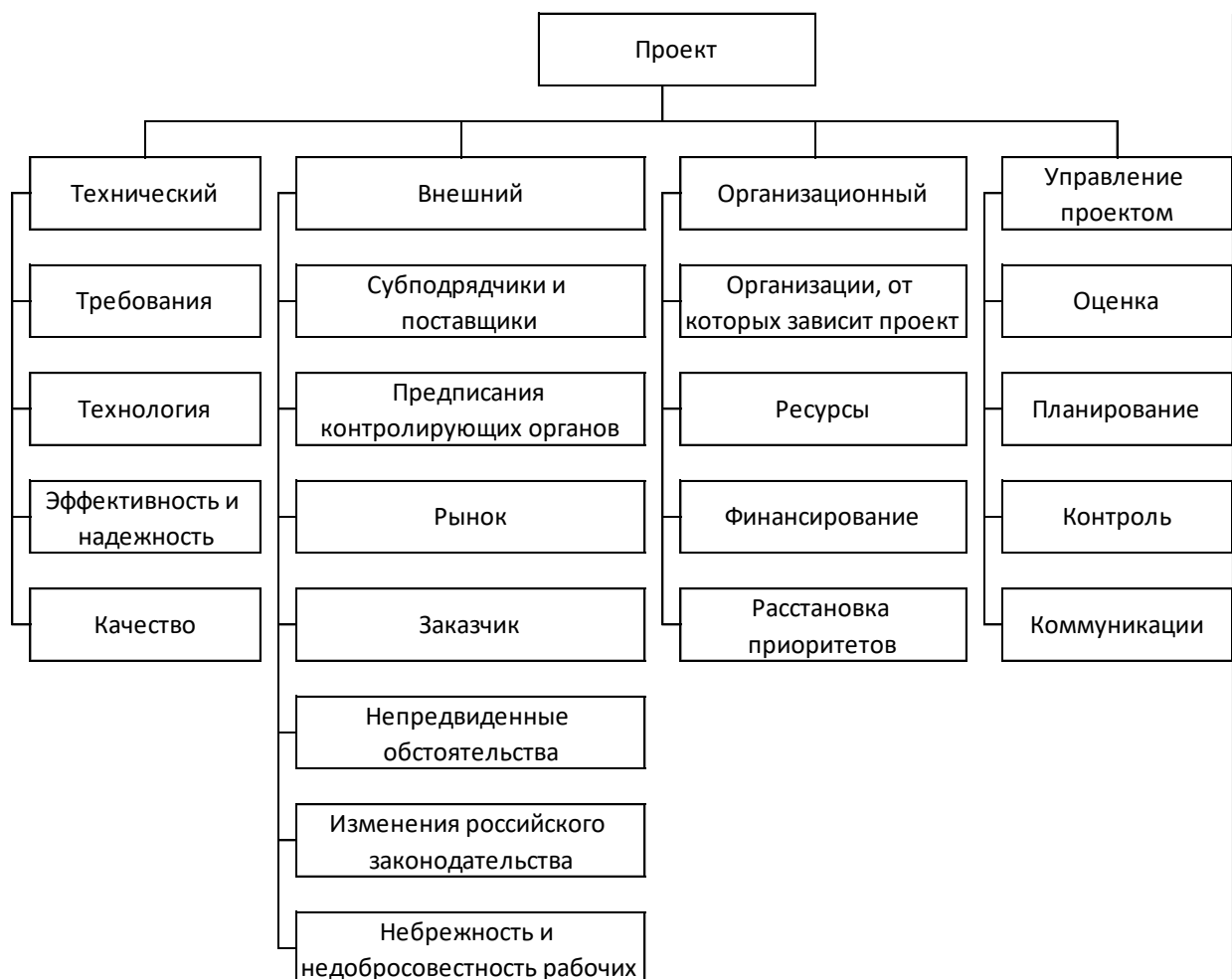


Рисунок 6.4. – Структурная иерархия рисков.



## 6.6 Определение финансовой, ресурсосберегающей, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для научного проекта эффективность исследования представляет собой совокупность социальной, экономической и бюджетной эффективности. При реализации инвестиционного проекта показатель общественной эффективности учитывает социально-экономические последствия для общества, в том числе непосредственные затраты и результаты проекта.

Эффективность исследования следует находить через расчет интегрального показателя эффективного исследования. Для данного расчета нужно знать две средневзвешенные величины, такие как ресурсоэффективность и финансовая эффективность.

Финансовый интегральный показатель можно рассчитать по формуле:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (68)$$

где  $I_{\phi}^p$  - финансовый интегральный показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость одного варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения (в том числе аналогов).

Таблица 6.14 – Затраты по статьям аналогов разработки.

	Разработка	Аналог
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	231 354,3	213455,4
Материалы	211 746,15	241444,2
Стоимость электроэнергии	116,928	160,55
Расходы на проживание	84 000	115 000
Расходы на ГСМ	232 760	191 928
Заработная плата	186 513	332 023,12
Отчисления на социальные нужды	55952	101 267,05
Итого плановая себестоимость	1 002 442,4	1 195 278,32

Далее необходимо для всех вариантов научного исследования найти значение интегрального финансового показателя:

$$\text{Наша разработка: } I_{\Phi}^P = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{1\,002\,442,4}{1\,195\,278,32} = 0,89$$

$$\text{Аналог: } I_{\Phi}^P = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{1\,195\,278,32}{1\,195\,278,32} = 1$$

Глядя на результаты интегрального финансового показателя разработки можно наблюдать снижение стоимости разработки. Таким образом, разработка имеет меньшую стоимость, чем аналоговая.

Определим интегральный показатель ресурсоэффективности:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^P = \sum_{i=1}^n a_i b_i^P, \quad (69)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$b_i^a, b_i^P$  – бальная оценка одного параметра для разработки и аналога,

которую устанавливают экспертным путем по шкале оценивания;

$a_i$  – весовой коэффициент одного параметра;

$n$  – число параметров сравнения.

Таблица 6.15. – Сравнение характеристик проектов.

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Аналог
1. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
2. Рост производительности труда	0,35	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5
4. Надежность	0,07	5	5
5. Энергосбережение	0,2	4	4
6. Материалоемкость	0,08	4	4
ИТОГО	1	4,5	4,16

Аналог ( $I_{\text{финр}}^a$ ) и интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{\text{финр}}^P$ ) определяются отношением интегрального финансового показателя и показателя ресурсоэффективности.

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}, \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a}, \quad (70)$$

Для нашей разработки:  $I_{финр}^p = \frac{4,5}{0,89} = 5,05$

Для первого аналога:  $I_{финр}^{a1} = \frac{4,16}{1} = 4,16$

Сравнение аналога и интегрального показателя эффективности текущего проекта позволяет определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}, \quad (71)$$

где  $\mathcal{E}_{cp}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{финр}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{финр}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 6.16. – Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом

№ п/п	Показатели	Аналог	Разработка
1	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,16	4,5
2	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,89
3	Интегральный показатель эффективности	4,16	5,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,04	0,96

Сопоставление и сравнение выявленных значений интегральных показателей эффективности позволяет определить, что действующий вариант решения, поставленной в магистерской диссертации, технической задачи с финансовой и ресурсной позиции эффективности является приемлемым.

## 7. Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны

Для обеспечения безопасности проведения работ при защите коммуникаций НПС от воздействия гидравлического удара необходимо выполнение на практике норм и принципов социальной ответственности.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные климатические условия, высокая напряженность электрического поля. Опасными факторами при работе движущиеся машины и механизмы, поражение электрическим током, пожаро- и взрывоопасность.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.[44]

Работы, связанные с защитой коммуникаций НПС от действия гидроудара выполняются в соответствии с руководящей документацией, принятой в эксплуатирующей организации и строительными нормами и правилами на территории Российской Федерации.

Надежная и эффективная работа магистральных нефтепроводов зависит от характеристик надежности, которые закладываются на стадии

					<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Холкин В.С.</i>			<i>Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Немцова О.А.</i>					116	16
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
<i>Рук-льООП.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

проектирования и строительства и поддерживаются на стадии эксплуатации путем технического обслуживания и ремонта. В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

В территориальном отношении нефтеперекачивающая станция находится в четырех километрах на северо-запад от села Молчаново.

### 7.1 Производственная безопасность

Таблица 7.1. – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Полевые работы 1.1. Остановка насосов на перекачивающей станции 1.2. Закрытие задвижки. Сброс и подкачка нефти 1.3. Срабатывание системы сглаживания волн давления 1.4. Ликвидация гидравлического удара	1. Превышение уровня шума; 2. Повышенный уровень вибрации; 3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Взрывоопасность и пожароопасность	ГОСТ 12.0.003-2015 [32] ГОСТ 12.1.007-76 [33] ГОСТ 12.1.012-90 [34] ГОСТ 12.1.003-83 [35] СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002 [36]
2. Камеральные работы 2.1 Подготовка к магистерской диссертации	1. Отклонение параметров микроклимата 2. Недостаточная освещенность.	Электрический ток; Пожарная безопасность.	ГОСТ 12.1.005-88 [37] СП 52.13330.2011 [84] ГОСТ 12.2.003-91 [39] ГОСТ 12.1.019-79 [40] ГОСТ 12.1.030-81 [41] ФЗ №123 от 22.07.2008 [42] ГОСТ 12.4.026-76 [43]

### 7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Полевой этап работ:

#### *1. Повышенный уровень шума.*

Источниками шума при функционировании системы сглаживания волн давления являются звуки, производимые насосными агрегатами, работающими механизмами и предохранительными клапанами до 90 дБА.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 нормативный эквивалентный уровень звука равен 80 дБА. Громкость ниже 80 дБА обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 80 дБА приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом:

1. Снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
2. Снижение шума на пути распространения звука;
3. Средства индивидуальной защиты (СИЗ), наушники;
4. Использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
5. Соблюдение режима труда и отдыха.

При выполнении указанных мер по борьбе с влиянием шума и понижению звукового давления, при выполнении диагностического обследования, не превышают 80 дБА, что соответствует норме.[52]

Так как рассматриваются НПС с центробежными насосными агрегатами возможно возникновение высоких уровней вибрации.

#### *2. Повышенный уровень вибрации.*

					Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		118

Вибрация — это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная скорость, колебательное ускорение. Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин [43].

При воздействии на человека внешних колебаний таких частот происходит возникновение резонансных явлений во внутренних органах, способных вызвать травмы. Собственные частоты колебаний тела в положении лежа составляют 3–6 Гц, стоя — 5–12 Гц, грудной клетки — 5–8 Гц. Воздействие на человека вибраций таких частот угнетает центральную нервную систему, вызывая чувство дискомфорта [43].

К способам борьбы с вибрацией относятся:

1. Снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин);
2. Статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин;
3. Виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту);
4. Виброизоляция (применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.);
5. Вибродемпфирование (применение материалов с большим внутренним трением);
6. Применение индивидуальных средств защиты (виброзащитные обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию) [42].

### *3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*

Замеры концентрации загазованности помещения проводит лаборатория НПС непосредственно на рабочем месте и в местах установки насосного оборудования с периодичностью не реже 1 час, а так же по первому требованию работника [48].

					Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В случае достижения в помещении концентрации паров газа 0,3 г/м<sup>3</sup> (ПДК) работы должны быть немедленно прекращены, оборудование отключено, люди выведены из зоны производства работ. Работы могут быть возобновлены после устранения причин загазованности.

Перед началом работ переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 7.2. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

Таблица 7. 2. – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны[48]

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub>	3
Углеводороды C <sub>1</sub> – C <sub>10</sub>	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

#### 4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

В период эксплуатации, ремонта объектов НПС источниками воздействия на приземный слой атмосферы являются: строительномонтажная техника, работы по демонтажу существующего оборудования, сварочные работы при монтаже новых объектов, временная емкость для сбора нефти, отопительный комплекс рабочего поселка, дизельная электростанция.



В таблице 7.3. представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и веществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов.

Таблица 7.3 – Перечень и характеристики вредных веществ.

Наименование загрязняющего вещества	Предельно-допустимая концентрация (ПДК м.р.), мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Товарная нефть	10	3
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Оксиды азота	5	2
Оксид углерода	20	4

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».
- Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов

обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

Камеральные работы:

*1. Отклонение параметров микроклимата*

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Камеральные работы, относятся к средней категории работы Пб с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), т.к. связаны с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Микроклимат в производственных условиях определяется следующими параметрами:

- 1) температура воздуха;
- 2) относительная влажность воздуха;
- 3) скорость движения воздуха.

Оптимальные показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений соответствуют значениям таблицы 7.4.

Таблица 7.4 – Оптимальные величины параметров микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с, не более
Холодный	Пб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
Теплый	Пб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2

Для оптимизации микроклимата и состава воздуха в кабинете должны быть обеспечены надлежащий воздухообмен и отопление, возможная замена вредных веществ безвредными, тепловая изоляция нагретых поверхностей оборудования, воздухопроводов и трубопроводов.

## 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Неправильная освещенность, наличие бликов, недостаточная освещенность могут привести к повышенной утомляемости, снижению внимания и, как следствие, могут служить предпосылкой к производственному травматизму или несчастному случаю. Длительная работа в условиях недостаточной освещенности может привести к потере остроты зрения. В соответствии все производственные объекты НПС подразделяются на разряды зрительной работы, в соответствии с которыми устанавливается освещенность рабочих мест. Основные требования к освещению по СНиП 23-05-95 представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Требования к освещению.

Помещения и производственные участки	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк
Зал насосной с постоянно работающим персоналом	VI	150
Центральные операторные залы нефтеперекачивающих станций	VI	200
Кабинеты и рабочие комнаты, офисы	III	300
Места заправки и слива нефтепродуктов	VI	20
Склады и кладовые	VI	200

В качестве источников света для искусственного освещения помещения используются люминесцентные лампы накаливания, которые обладают большим сроком службы и высокой световой отдачей.

Благодаря этому, на рабочих поверхностях отсутствуют резкие тени, которые создавали бы неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажало бы размеры и формы объектов различия, в результате чего повышалась бы утомляемость и снижалась производительность труда.

## 7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. [44].

Полевые работы

### 1. Движущиеся машины и механизмы

Источниками опасности могут быть машины, движущиеся части насосного агрегата, подъемные механизмы, машины, предназначенные для перевозки различных материалов. Оборудование должно соответствовать нормам. В полевых условиях возможность получения механических травм при работе машин и механизмов очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо строго соблюдать технику безопасности.

### 2. Электрический ток

Электробезопасность представляет собой систему организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статистического электричества.

Безопасное напряжение соответствует 12 В [50].

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Общие требования разрабатывается согласно [50].

					Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Применяемая защита от электрического тока:

1. Коллективная:

- Применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;

- Изоляция;

- Заземление устанавливается по [50];

- Ограждение

2. Индивидуальная:

- Применение диэлектрической обуви, резиновых диэлектрических перчаток;

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;

- аттестация оборудования;

- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

### *3. Пожаровзрывоопасность*

Источниками возникновения пожара на нефтеперекачивающей станции могут быть:

- Устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы,
- Электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам  $300 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно

					<i>Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		125

превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м<sup>3</sup>[48].

При эксплуатации НПС, оборудованного системой сглаживания волн давления, работы согласуются с нормативно-техническими документами [70] и [72], а также другими утвержденными в установленном порядке региональными нормами и правилами, нормативными документами, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Таблица 7.6. - Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество	
	Насосный цех	Территория занятая зданиями и сооружениями (каждые 5000 м <sup>2</sup> )
Огнетушители ручные воздушно-пенные	3	2
Огнетушители углекислотные (порошковые)	4	1
Ящики с песком (1 м <sup>3</sup> )	2	1
Ведро	2	2
Асбестовые полотна, кошма, войлок	1	1
Штыковые лопаты	4	2
Топоры	2	2
Ломы	2	2
Багры	2	2

Площадка КПП СОД должна быть укомплектована следующими первичными средствами пожаротушения: огнетушители, ломы, багры, топоры и лопаты.

*Камеральные работы:*

Электрический ток

Большинство ПЭВМ средств рассчитано на сеть переменного тока чаще всего с напряжением 220 В. Это требует неукоснительного соблюдения всех правил электробезопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий[50]:

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

**Пожароопасность**

Здания должны быть оборудованы средствами оповещения людей о пожаре. Для оповещения людей о пожаре могут быть использованы внутренняя телефонная и радиотрансляционная сети, специально смонтированные сети вещания, звонки и другие звуковые сигналы.

В кабинетах следует размещать только необходимые для обеспечения учебного процесса мебель, приборы, модели, принадлежности, пособия, транспаранты и т.п.

Так как помещение относится к категории Д (пониженная пожароопасность), оснащаем кабинет достаточным количеством огнетушителей типа ОП–5.

## **7.2 Экологическая безопасность**

Обеспечение экологической безопасности на территории НПС, оборудованной системой защиты от воздействия гидравлического удара

Необходимо предусматривать мероприятия против развития физико-геологических процессов в недрах, которые должны включать защиту территорий от проседаний земной поверхности. В районах распространения многолетнемерзлых пород необходимо предусматривать защиту территорий от процессов, связанных с нарушением геокриологических условий и деградацией мерзлоты.

Должны предусматриваться мероприятия по охране недр, включающие мероприятия против загрязнения, агрессивности и

					<i>Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны</i>	<i>Лист</i>
						127
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

коррозионной активности геологической среды, а также мероприятия, направленные на устранение последствий загрязнения компонентов геологической среды.

Необходимо предусматривать учет наличия, образования, использования и размещения всех отходов собственного производства и отходов, завозимых со стороны.

Должны предусматриваться мероприятия по удалению опасных отходов (утилизации, обезвреживанию, складированию либо захоронению), разработанные в соответствии с требованиями нормативных документов, современными методами и технологиями утилизации и обезвреживания опасных отходов, исключающих их накопление на промплощадках, а также загрязнение ими атмосферного воздуха, подземных вод и недр. При этом следует определить оптимальный вариант удаления отходов:

- сбор продуктов очистки газопроводов и дренажей оборудования в закрытые резервуары;
- рациональное использование образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на других предприятиях;
- выбор установки для сжигания отходов с дальнейшей утилизацией продуктов термической обработки;
- создание условий хранения отходов, исключающих возможность попадания загрязняющих веществ в гидро- и литосферу даже в экстремальных условиях;
- складирование, обезвреживание и захоронение на соответствующих типу отходов полигонах.

### **7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации на НПС могут возникнуть по различным причинам, например возможными причинами аварий могут быть:

					<i>Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны</i>	<i>Лист</i>
						128
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		



- Ошибочные действия персонала при производстве работ;
- Отказ приборов контроля и сигнализации;
- Отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- Производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- Старение оборудования (моральный или физический износ);
- Коррозия оборудования;
- Гидравлический удар;
- Факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Распространенной причиной аварийного разлива нефти является гидравлический удар.

Подготовительные работы по ликвидации аварии[51]:

Проведению АВР на НПС предшествуют подготовительные организационно-технические мероприятия и работы, предусмотренные и, кроме того, другие работы, обусловленные спецификой производства АВР на подводных переходах:

- обследование зоны разлива нефти;
- установка опознавательных знаков;
- прокладка ориентира (трос окрашивают в белый цвет).

Ремонт дефектного участка в подводной части трубопровода включает следующие виды работ:

- земляные работы и ликвидация повреждения;
- освобождение аварийного участка от нефтепродукта;
- очистка дефектного участка от старого покрытия;
- герметизация места повреждения или замена дефектного участка;
- изоляция трубопровода.

Работы по опорожнению аварийного участка нефтепровода от продукта и промывка его водой:

- закрыть задвижки, отсекающие аварийный участок;

- врезать вантузы и подготовить обвязку для откачки нефтепродукта в резиноканевый резервуар или закачки его в параллельный трубопровод, закачки воды (воздуха);
- подготовить котлован или емкость для сбора нефтепродукта;
- подсоединить необходимые механизмы и оборудование;
- вытеснить нефтепродукт из трубопровода в параллельный трубопровод или котлован путем принудительной подачи воды (воздуха) в аварийный участок (или иным способом).

Аварийный ремонт подводного трубопровода с заменой дефектного участка может выполняться:

- с использованием конструкции «труба в трубе»;
- с заменой дефектного участка;
- с подъемом участка ПП над поверхностью воды (льда);
- с применением кессонов (полукессонов).

Порядок пуска нефтепродуктопровода после ликвидации аварии:

После завершения всех аварийно-восстановительных работ, при положительных результатах качества выполненных работ руководитель работ по ликвидации аварии организует:

- доставку групп для открытия задвижек;
- сообщение телефонограммой диспетчеру ПО об окончании работ и готовности трубопровода к возобновлению перекачки;
- открытие береговых задвижек по указанию диспетчера ПО, проверку герметичности отремонтированного участка статическим давлением;
- проверку на герметичность и прочность отремонтированного участка и технологических соединений после вывода нефтепродуктопровода на режим перекачки.

При удовлетворительном состоянии участка в дальнейшем выполняется:

- очистка и изоляция мест присоединения отремонтированного участка к нефтепродуктопроводу;

					Социальная ответственность при защите коммуникаций нефтеперекачивающей станции от воздействия ударной волны	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- засыпка ремонтного котлована;
- установка на вантузах заглушек, установки щитов с запрещающими знаками.

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

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты[42]. Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматривают специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складировемыми материалами и конструкциями.

В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279[54]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

## Заключение

Анализ исследований в области защиты нефтепроводов от повышения давления показал, что из основных средств защиты магистральных нефтепроводов от волн давления наиболее эффективным способом является система сглаживания волн давления, срабатывающая при повышении давления в магистральном нефтепроводе на 0,1 – 0,3 МПа и обеспечивающая плавный рост давления со скоростью 0,01 – 0,03 Мпа/с.

Определена скорость распространения гидравлической ударной волны в магистральном нефтепроводе «Александровское – Анжеро - Судженск», а также ударное давление при гидравлическом ударе в случае остановки НПС «Молчаново».

Был исследован выбор основных параметров управления ССВД, влияние параметров системы управления ССВД на режим работы всей системы в целом. Выяснили, что чем больше значение коэффициента расхода дросселя, тем быстрее происходит увеличение давления в газовом аккумуляторе, а следовательно, сбросной клапан быстрее перекрывается и прекращается сброс нефти в емкость. Настройку ССВД можно осуществлять на математической модели, при этом необходимо изменять безразмерный критерий  $a$ , в который входят основные параметры управления ССВД. Если настроечные параметры сбросного клапана выбраны неверно, то велика вероятность того, что ССВД не сработает при повышении давления и произойдет разрушение нефтепровода или сработает, но будет происходить чрезмерный сброс нефти в емкость.

Моделирование участка нефтепровода в системе Ansys показало, что эквивалентные напряжения при гидравлическом ударе, действующие на стенки магистрального нефтепровода, превышают аналогичные напряжения

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дат	Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах			
Разраб.		Холкин В.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					132	2
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-льООП.		Бурков П.В.						

при рабочем давлении на 30,81%, что способствует повышению усталостной прочности трубопровода. При возникновении гидравлического удара в магистральном нефтепроводе, оборудованном ССВД максимальные эквивалентные напряжения незначительны по сравнению с аналогичными напряжениями при рабочем давлении на стенки трубопровода, что уменьшает возможность возникновения усталостных напряжений металла.

					<b>Заключение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		133

### Список использованных источников

1. Адоевский, А.В. Моделирование работы нефтепроводов, оборудованных системами сглаживания волн давления: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Адоевский Александр Валентинович. – М., 2011. – 170 с.
2. Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 1982. – 224 с.
3. Адоевский А.В. ССВД как средство защиты магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления. Промышленная безопасность и экология, 2010, № 8.
4. Адоевский А.В. Теория для расчета нестационарных процессов в нефтепроводах, оборудованных ССВД. Изв. вузов, Нефть и газ, 2010, № 3.
5. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с..
6. Арбузов Н.С. Быстродействующий запорный клапан как альтернативный способ защиты от гидроудара / - Нефтяное хозяйство, №2, 2012, 106 с – 108 с.
7. Арбузов Н.С. Эффективное время закрытия секущей задвижки и гидроудар в трубопроводной системе/ – Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, №4. 2011, 21 с - 23 с.
8. Арбузов Н.С., Левченко Е.Л., Лурье М.В. Защита нефтепроводов от гидроударных явлений системами сглаживания волн давления. — «Нефтяное хозяйство», 2010, №12.
9. Бабин Л. А., Быков Л. И. «Типовые расчеты по сооружению трубопроводов». – М.: Недра, 1979.
10. Бауэман Н. Э. «Автоматическое регулирование давления на

					<i>Защита коммуникаций нефтеперекачивающих станций от воздействия ударных волн в магистральных нефтепроводах</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		Холкин В.С.				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					134
<i>Консульт.</i>							154
<i>Рук-ль ООП.</i>		Бурков П.В.			<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
					<b>Список использованных источников</b>		

входе в магистральный насос при аварийном выключении привода»  
1.01.2013.

11. Белоусов В. А., Э.М. Блейхер и др. «Трубопроводный транспорт нефти и газа. – «М.: Недра, 1978.

12. Верушин А.Ю., Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П. О расчете гид-роудара при закрытии шарового затвора в промежутке времени, большем продолжительности фазы. — «Нефтяное хозяйство», 2010, №3

13. Вязунов, Е.В. Быстродействие системы регулирования давления насосной станции при заданной скорости хода регулирующего элемента [Электронный ресурс] / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №2. – режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV_2.pdf).

14. Гинзбург И.П., Гриб А.А. Гидравлический удар реальных жидкостей в сложных трубопроводах. Вестн. ЛГУ, серия математики, физики и химии, № 8, 1954.

15. Голосовкер Б.И., Голосовкер В.И. Исследование переходных процессов в трубопроводе. - «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», 1970, №10. с.3-6 с ил.

16. Голосовкер Б.И., Мозгалин Г.А. Система защиты нефтепровода от повышенного давления типа «АРКРОН-ЮОО». «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», №2, М., ВНИИОЭНГ, 1980.

17. Гусейн-Заде М.А., Юфин В.А. Методы расчета неустановившегося движения нефтепродуктов и нефтей в магистральных трубопроводах с промежуточными насосными станциями. М., Недра, 1973.

18. Дронговский Ю.М. Технические требования к устройствам защиты трубопроводов от повышения давления при переходных процессах. - «Нефтяное хозяйство», 1973, №9. 50 с.

19. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1980. – 186с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		135

20. Кандауров А.А., Новоселов В.Ф. Неустановившееся движение жидкости в трубопроводе при дросселировании потока. - «Нефтяное хозяйство», 1971, № 4.

21. Лепешкин, А.В. Гидравлические и пневматические системы / А.В. Лепешкин, А.А. Михайлин: под общ. ред. Ю.А. Беленкова – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 336 с.

22. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с

23. Лурье, М.В. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от волн повышенного давления встречными волнами разрежения / М.В. Лурье, Е.В. Ферищенко // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2007. – №6. – С 4-7.

24. Лурье М.В., Адоевский А.В. Моделирование и предварительная настройка систем сглаживания волн давления. Изв. вузов, Нефть и газ, 2009, №6.

25. Перевоицков С.И., Безус А.А. О настройке системы сглаживания волн давления на НПС нефтепроводов. «Нефтяное хозяйство», 1993, №10.

26. Станев В.С., Гумеров А.Г., Гумеров К.М., Рахматуллин Ш.И. Оценка прочности участка магистрального трубопровода с учетом гидроудара.- «Нефтяное хозяйство», 2004, № 4. с. 112-114.

27. Станев В.С., Рахматуллин Ш.И. Учет затухания гидроудара в магистральном трубопроводе. «Нефтяное хозяйство», 2003, № 9.

28. Тугунов П. И. «Определение ударного давления в нефтепроводе с газонасыщенной нефтью при переходных режимах». – том 3, 2005.

29. Чарный И.А. К теории одномерного неустановившегося движения в трубах и расчету воздушных колпаков и уравнительных башен. Изв. АН СССР, ОТН, № 6, 1938.



30. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубопроводах. М., «Недра», 1975, 297 с. с ил.

31. Шварц М.Э. Устройство для гашения гидравлических ударов в трубопроводе. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. М., изд. ЦНИИТЭнефтехим, 1977, № 2, с. 9-12.

32. Штурмин А.Б. Исследование переходных процессов, возникающих при аварийных разрывах трубопроводов. — «Нефтяное хозяйство», 1973, №9.

33. Юфин В.А., Крылов Ю.В. Расчет изменения давления в магистральных нефтепроводах, оборудованных предохранительными клапанами. -«Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», №10, М., ВНИИОЭНГ, 1975.

34. Ахатов Ш.Н. Транспорт и хранение нефти и газа: Учеб. пособие для вузов. Уфа: Из-до УНИ, 1979, —106с.

35. Министерство экономического развития Российской Федерации.  
— Режим доступа:  
<http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325>.

36. ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения. –М.: Стандартиформ, 2015. – 78 с.

37. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» [Электронный ресурс] // ГАРАНТ.РУ Информационно-правовой портал. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/70644238/>.

38. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. Учеб- ник под. ред. В.Ф. Дунаева – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2004.– 372 с.

39. Гумеров, А.Г. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / А.Г. Гумеров, К.А. Борисов, А.Ю. Козловский // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №3. – С. 85-88

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		137

40. СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений, М., Минстрой России, 1995 г.

41. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов. – Введ. 28.12.2006. – Уфа: ИПТЭР, 2006. – 62 с.

42. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1988. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с

43. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16 с.

44. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»; IC S SR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»;

45. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях».

46. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

47. СП 52.13330.2011 (от 27 декабря 2010 г.) «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95”

48. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»;

49. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;

50. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;

51. РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»

52. ГОСТ 12.0.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»

53. ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»

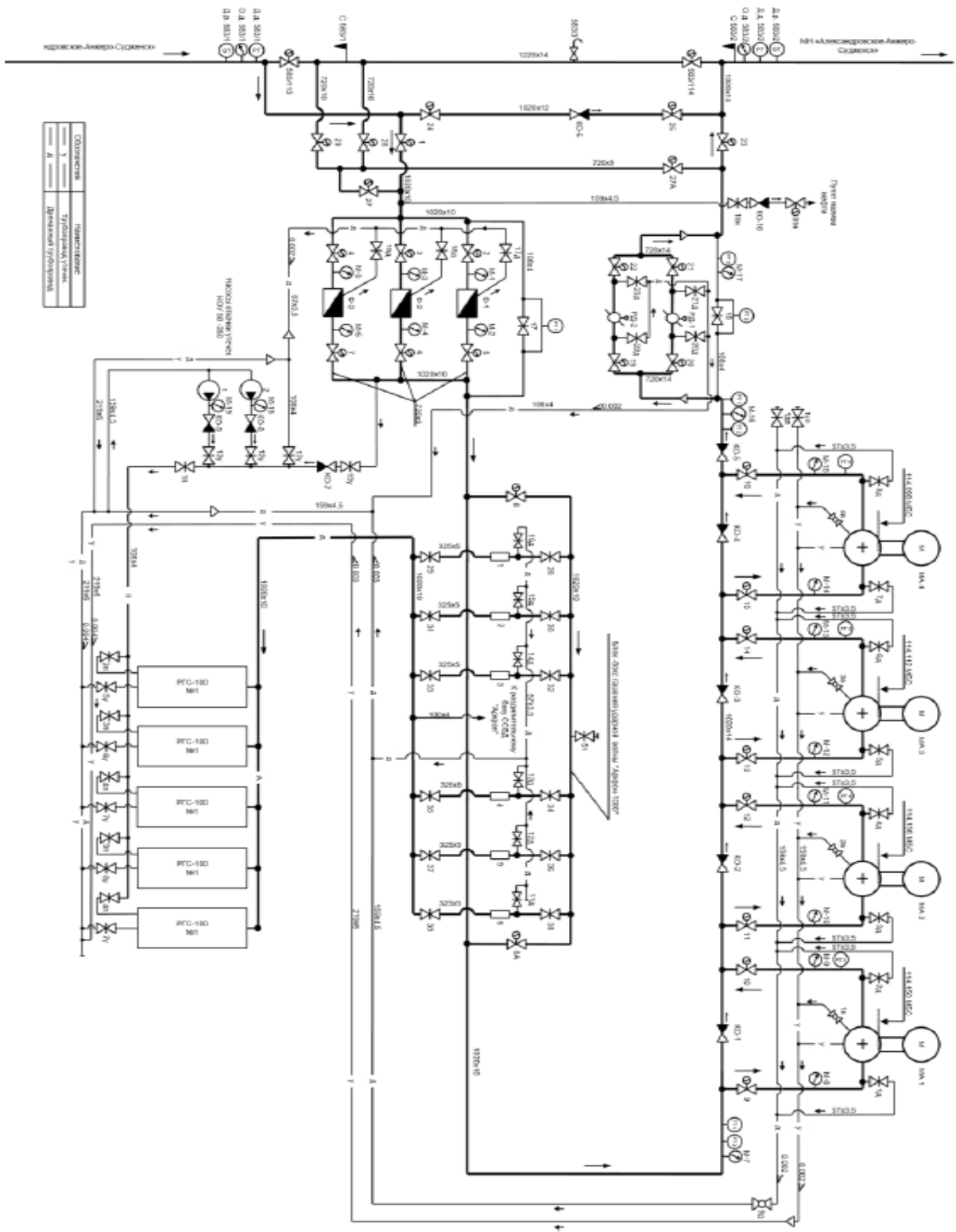
					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		138

Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве»

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		139

# Приложение А

## Технологическая схема НПС «Молчаново»



Содержание	Исполнитель
1	Технический отдел
А	Дирекция трубопровода

## Приложение Б

(Английская часть)

### Раздел 2 Water hammer

---

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Холкин В.С.		

Консультант отделения ОИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

## **Water hammer**

Water hammer in pump installations is caused by changes in flow and especially by rapid flow changes. Rapid flow changes occur during:

- Rapid valve movement
- Starting and stopping of pumps
- Special situations

Since the shock of water hammer can reach considerable magnitude there is risk of damage to the pump installation. Apart from the pressure oscillations which occur with normal variations, the prediction of unintentional operational conditions must also be considered. Accidental pump stoppage caused by a power failure or power cut is one such situation which a pump installation must contend with sooner or later. An estimation of the magnitude of the line shock must therefore be carried out for every installation.

Water hammer caused by cavitation in the pipeline is difficult to estimate. If the absolute pressure somewhere in the pipeline is allowed to fall below the vapour pressure of the liquid, vapour is formed in the pipeline. The original column of liquid divides itself into two which, with different speeds and separated by a growing vapour bubble, flows on through the pipeline. Eventually the two columns of liquid begin to approach each other causing the vapour bubble to implode as the liquid columns reunite, resulting in a large pressure surge. The magnitude of the water hammer shock depends upon the instantaneous difference in velocity of the two columns of liquid at the moment when they reunite, which, in the worst case, can be greater than the steady flow velocity in the pipeline.

Cavitation in pipelines must, therefore, be avoided which also underlines the need to control  $H_{\text{min}}$ . The risk of unacceptable negative pressures is the greatest at high points, downstream of valves and pumps and in long suction lines.

The following situations are especially susceptible to water hammer:

- Cavitation due to heating or insufficient cooling in thermal installations

- Trapped air-pockets; pump starts against closed or nearly closed valves in an insufficiently vented system
- Automatic re-start of pump, which rotates backwards after a power failure or after reverse flushing
- Acoustic resonance effects due to periodical disturbances caused by valve oscillations, pump vane passing frequency, positive displacement pump flow variations

### **Hydraulic gradient**

In order to obtain a better understanding of the distribution of pressure throughout a pump installation, hydraulic gradient is used. By definition, for a pressure head  $H_t$ :

$$H_t = \frac{P}{rg} + z$$

where  $H_t$  - pressure head above liquid surface (m)

$P$  - static pressure above atmospheric (Pa)

$r$  = density of the liquid ( $\text{kg/m}^3$ )

$g$  = acceleration due to gravity ( $\text{m/s}^2$ )

$z$  = elevation above liquid surface (m)

In this method of representation, the pipeline inner positive pressure is the difference between the  $H_t$ -line and the elevation of the pipeline, Figure 1. The Figure also shows a high point where there is negative pressure, that is below atmospheric pressure. Parameters which should be observed are the prevailing inner positive and negative pressures as regards sizing for stress and margins of safety against the risk of cavitation. The cavitation risk is great in pumps, valves and other installation components having restricted sections together with high points in the system.

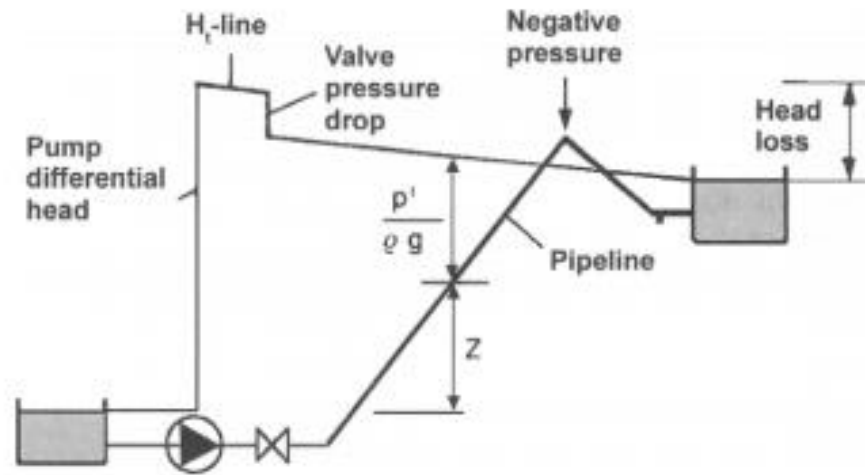


Figure 1. Illustration of hydraulic gradient for a pump installation.

The hydraulic gradients for steady flow are taken for different operating points. The extreme value for the  $H_t$ -line often occurs, however, in conjunction with load changes associated with a transient, a time dependent process.

When closing a valve, the pressure increases in front of the valve, see Figure 2. Increasing pressure gives rise to a pressure wave, which travels through the pipeline at the speed of wave propagation "a". The magnitude of the wave speed "a" is a function of the liquid and the pipe. Pressure waves would normally travel at the speed of acoustic waves in the liquid, which is a function of the liquid properties only.

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho}}$$

where:  $c$  = acoustic velocity (m/s)

$K$  = liquid bulk modulus (Pa)

$\rho$  = liquid density ( $\text{kg/m}^3$ )



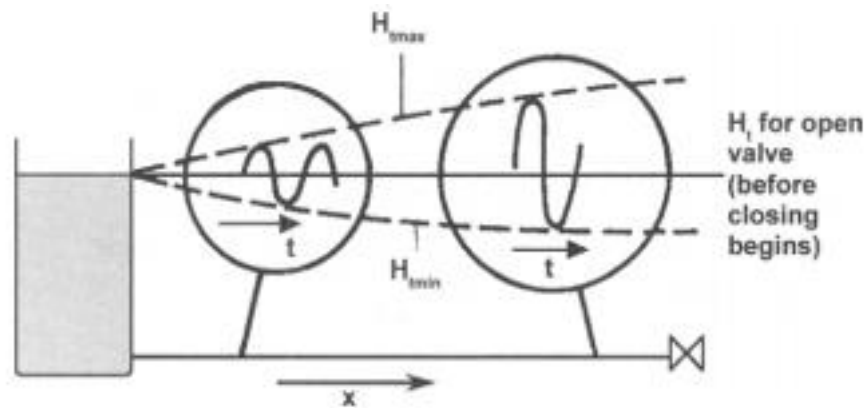


Figure 2. Pressure head lines for closing valve.

Water has an acoustic velocity of approximately 1450 m/s. Constraining the liquid within a pipe reduces the acoustic velocity because of the flexibility of the pipe wall

The elasticity of the pipe wall has a significant effect on the wave speed, but air or gas bubbles have a much more severe effect and can reduce it to 100 m/s. The pressure wave is reflected at the end of the pipe as a negative pressure wave, returns to the valve, is reflected again and so on. In this way a process of pressure oscillation is set up in the pipeline and continues, even after the valve is completely closed, until the oscillations are dampened out by friction. The hydraulic gradient lines  $H_{tmax}$  and  $H_{tmin}$  connect the highest and lowest pressures which occur at different points along the pipeline during the oscillation process. The greatest pressure variations are to be found in the valve and occur when the valve is closed rapidly. The greatest amplitude of pressure surge is:

$$\Delta P_{max} = \rho \cdot a \cdot v$$

where:  $\Delta P_{max}$  = max. pressure variation (Pa)

$\rho$  = density of the liquid (kg/m<sup>3</sup>)

$a$  = speed of wave propagation (m/s)

$v$  = velocity of flow before valve begins to close (m/s)

For water in steel pipes  $\rho \sim 1000 \text{ kg/m}^3$ ,  $a \sim 1100 \text{ m/s}$ , and a flow velocity of 1 m/s creates, for rapid valve closing, a water hammer pressure of  $1.1 \times 10^6 \text{ Pa} = 11 \text{ bar} \sim 110 \text{ m}$ . The pressure process at the valve cannot be affected before the

pressure wave has been reflected from the end of the pipe and returned to the valve. This time is referred to as the pipeline reflection time and is designated  $t_r$ .

$$t_r = 2 \frac{L}{a}$$

where:  $t_r$  = pipeline reflection time (s)

L = the pipe length (m)

a = wave speed (m/s)

If for example the length of pipe is 1100 m, then  $t_r \sim 2$  s. All valve closing times  $< 2$  s thus give maximum water hammer pressure.

For a plastic pipe  $\Delta P_{\max} = 3 \times 10^5$  Pa  $\sim 30$  m is obtained for valve closing times  $< 7.36$  s. Increasing the closing time reduces the magnitude of water hammer and very slow closing valves result in no line shock at all.

### **Protection against water hammer**

Protection equipment is necessary when the pump installation would be damaged by the resultant:

- Excess pressure
- Risk of cavitation
- Negative pressure in the line
- Reverse running and overspeed

Rotodynamic pumps should usually be fitted with non-return valves; this is not considered protection in this context. Installations subjected to repeated water hammer must be designed to withstand fatigue.

Detailed water hammer calculations are complicated and costly. Specialist consultants can be employed to investigate the effects and make recommendations for protection. This raises the question as to when a detailed investigation is necessary. For certain installations simple estimations can give an indication as to the magnitude of water hammer.

### **Protection equipment**

Water hammer is avoided during normal operation by ensuring that load changes are carried out sufficiently slowly. Starting and stopping of pumps is

carried out against closed valves and/or by using by-passes. Extra protection equipment is therefore usually installed in order to protect the pump installation against power failure.

A large proportion of protection equipment attempts to eliminate the basic cause of water hammer, namely the too rapid flow reduction resulting from a power failure.

A surge column of sufficient diameter and height provides good protection (Figure 3). In the event of power failure the non-return valve closes and isolates the pump from the pipeline. Liquid from the surge column flows out into the pipeline and prolongs the retardation process, weakening the negative pressure wave. The column refills when the flow in the pipeline has changed direction. The mouth of the column can be throttled to increase dampening in the system. A disadvantage of the surge column is that it must be at least as high as the maximum pressure head at the non-return valve. This problem can be avoided by means of an air chamber, Figure 4.

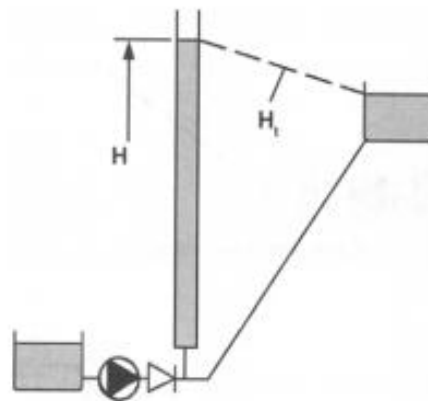


Figure 3. Surge column.

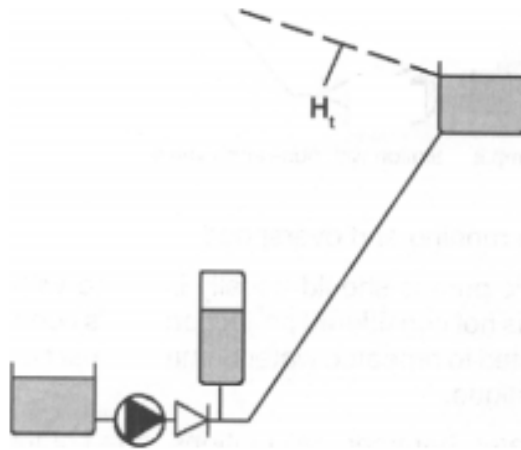


Figure 4. Air chamber.

During normal operation the air pressure in the air chamber is equal to the pump delivery head. When pumping stops liquid flows out of the air chamber and the air pressure reduces. The greater the volume of air the smoother the process. The system can be suitably dampened by throttling the chamber at the flow inlet. A disadvantage with the air chamber is the need to provide a compressor to replace the air which is dissolved in the liquid and carried away in the pipeline. This may still be considerably cheaper than building a much taller water column.

The problem of air dissolution in the water can be greatly reduced by using a proprietary surge arrester which uses a nitrogen charge stored within an elastomer envelope. Direct contact of gas and water is eliminated. The elastomer envelope is not 100% gas tight and a very small gas loss is experienced. The gas volume can be topped up as necessary during routine maintenance.

The retardation of the pump rotor is also affected by the moment of inertia of the rotating parts. By fitting the pump with a flywheel (Figure 5) it is possible to prolong the run-down time. The method is most effective for high speed pumps and moderate pipe sizes. A disadvantage is increased starting difficulties. The starting problems can be alleviated by using modern soft starters. Variable speed pumps should not have starting problems.

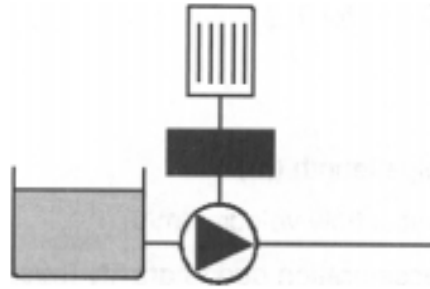


Figure 5. Pump with flywheel.

With low or negative static heads, there is a risk of negative pressure on the pressure side of the pump. The pressure drop across the pump is reduced by means of a by-pass line to augment forward flow when the pump has stopped, Figure 6.

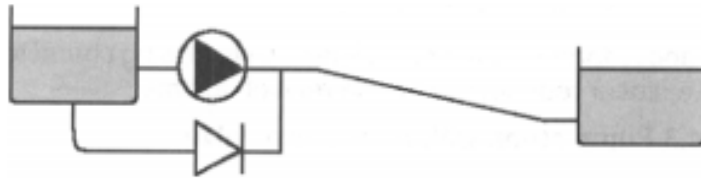


Figure 6. Pump with reverse by-pass

The other main group of protection equipment is intended to eliminate water hammer at a somewhat later stage of the transient process.

Negative pressure, with the associated cavitation risks can be avoided by placing a surge tank at critical points. In the event of negative pressure, liquid flows from the tank into the pipeline. The tank is refilled during normal operation via a separate level controlled filling line.

An alternative method is to let air into the pipeline when the pressure falls below atmospheric pressure. The pipeline must be vented, however, prior to re-starting. In installations having large static delivery heads it is often the excess pressures which occur upon reversal of the liquid column and in bringing it to rest, which are most critical. These pressures can be reduced with the aid of control valves.

In order not to amplify the initial pressure wave, the negative pressure wave, the controlled by-pass valve remains closed, in principle, until the flow at the pump is reversed. It then opens rapidly, thereby relieving pressure in the pipeline and finally it closes slowly.

The controlled valve in the main line should remain open until the flow at the pump reverses. It then closes rapidly to its optimum position, ideally to retard the reversed flow with optimum distribution of pressure drop between the pump and valve.

Pump reverse rotation can be prevented by means of a reverse running clutch. The reversed pump flow is then retarded more smoothly and the pressure surge is dampened. The risk of reverse overspeed is eliminated.

Apart from the pure pressure surge dampening characteristics, the choice of protection equipment is also affected by other factors; for example, liquid characteristics, construction, maintenance and procurement costs. Each case must be judged on its own merits as to the most suitable choice.

### **Devices for obtaining a minimum flow**

A minimum pump flow at  $Q = 0$  in the system can be maintained by introducing a by-pass line into the system.

The return line should return the liquid to the pump sump in order that a large liquid volume should be available if circulation pumping is protracted. The by-pass flow can be controlled in various ways:

- Constant throttling
- Loaded check valve
- Pressure sensor after the pump
- Flow sensor in the main line
- Temperature sensor after the pump

In cases applying constant throttling, such as an orifice plate or locked needle valve, a certain flow will pass through the by-pass pipe even at  $Q_{max}$  in the main line and should then be added to  $Q_{max}$  when defining the pump size. A loaded non-return valve or pressure sensor requires a stable pump curve whose differential head falls continuously as pump flow increases.

In the case of positive displacement pumps a relief valve or other overpressure protection device must always be provided as protection against blockage in the discharge line. Flow regulation cannot be carried out by throttling in the main line. Regulation of fixed speed pumps is usually by means of a by-pass line. Other alternatives are speed regulation and variable displacement.

### **Pressure drop across valves**

#### **General**

For pump installations which use valves as a means of controlling the flow, the pressure drop across the valves may constitute a considerable proportion of the piping system head losses. The system curve which is the basis for the determination of the required differential head for the pump, cannot be defined with sufficient accuracy if the pressure drop across the valves, particularly control valves, is not considered. The following considerations apply to the choice of valves and the pressure drop across the valves for the purpose of determining the required pump performance.

#### **Isolating valves**

Isolating valves are those valves which are intended to be either fully open or fully closed. Isolating or stop valves are installed in an installation in order to make components accessible for service; to direct flow in another direction and for other similar functions.

The key requirements of an isolating valve are low pressure drop in the open position and good leak-free sealing in the shut position. The most reliable method, however, is to obtain the value of the loss coefficient;~ or flow coefficient  $K_v$  from the valve manufacturer.

#### **Non-return valves**

Non-return or check valves are installed in a pipe system in order to prevent the reverse flow of liquids. There are many different types of non-return valves available, and it is normal to select the one which gives least pressure drop. In some cases it is necessary to have exceptionally fast-closing check valves. These are biased, by means of spring loading for example, and give rise to large pressure

drops. These valves can also give rise to tremendous pressure surges due to the water hammer effects they create. Very slow closing valves are available specially designed to eliminate water hammer. Since the effective flow area varies with the flow through the valves, the loss coefficient also varies with flow in non-return valves. Pressure drop calculations are best made by using data supplied by the valve manufacturer.

### **Control valves**

The purpose of control valves, in contrast to the other valve groups, is to create head losses and thereby regulate the flow in the pipework system. The choice of valve is therefore made on the basis of entirely different criteria than for isolating or non-return valves.

The principal requirements of a control valve are based upon its regulating characteristics. These characteristics are also dependent upon the interaction between the pump, control valves, pipe system and other control equipment. The valve can only regulate flow by increasing the liquid velocity locally to create a high pressure drop. The capability of the valve to regulate ceases when the pressure drop across the valve approaches zero. If it is required to sustain regulation capability even at  $Q_{max}$ , maximum flow in the proposed process, the valve must have an available pressure drop at that flow which is somewhat greater than that for the fully open valve position. Control valves are sized so that they are never fully open or closed; a 10% margin of travel at each end of the stroke is a minimum safety margin.

Table 1. Comparison of Devices for Controlling Hydraulic Transients

Method and application	Advantages	Disadvantages
Pump-control valve (electric, hydraulic, or pneumatic);	Effective in controlling surges due to pump start-up and shut-down. Allows automatic control system. Can control surges at any	Ineffective in controlling surges due to power failure. Must have auxiliary power source (e.g., batteries or compressed air) to operate valve when power fails; even



	operating pressure for the pump and pipeline system	then, it may not protect against downsurge and column separation.
Hydropneumatic tanks	Pressurized vessel can be used in almost any pipe and pumping system encountered in the waterworks industry; can be sized to control pressure changes to prescribed ranges; commonly used on pumping station discharge header, high points, or “knees” in pipeline; reliable. Can control both upsurge and downsurge	Requires a fair amount of complex auxiliary equipment and controls. Requires frequent maintenance like any other mechanical-electrical system; large tanks can be expensive; additional land area required at site, especially for large tanks. Not recommended for wastewater due to buildup of grease and settleable solids and production of gases; if used, specify frequent blow-down to minimize wastewater in tank.
Standpipe	Nonpressurized tank or tower; simple to construct and operate. Used at high points in pipelines to supply water to pipe to prevent column separation. Does not require electrical power at site.	Cannot be used if normal HGL at high point is more than about 9 m (30 ft) above ground level because tank would be uneconomical. Overflow drain, piping, and water disposal area must be provided if later pressure cycles in pipe system cause water to overflow standpipe. Requires tall tower, which may not be aesthetically acceptable at site; impractical in a pipeline that experiences large variations in the HGL.
One-way tank	Similar to standpipe in function; contains check valve on connecting pipe so tank can be used in system in which the HGL is much above the top of the tank; used at high points in pipelines to supply water to pipe to prevent column separation.	Not useful usually on pump discharge if discharge head is greater than about 15 m (50 ft). Requires tall tower, which may not be aesthetically acceptable at site. Requires special attention to selection and specification of the

	Also sometimes used at pumping station discharge header in low-head applications (usually discharge head)	connecting check valve; requires separate fluid supply to maintain water in the tank.
Surge relief valves	Effective in reducing positive surges caused by reversal of water column in the pipeline after power failure.	Cannot prevent downstream column separation in pipeline if that is the problem. Requires drain piping and disposal area to dispose of the water that drains from the pipeline.