

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций»

УДК 622.692.4:532.595.7-044.944

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Буленков А.С.		05.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		05.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		21.05.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			15.05.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		05.06.2019

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) **Брусник О.В.**
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Буленкову Анатолию Сергеевичу

Тема работы:

«Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 931/с от 06.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.06.2019г.

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.).*

Разработка мероприятий по
 повышению эффективности систем
 сглаживания волн давления в
 технологических трубопроводах
 нефтеперекачивающих станций.

Объектом исследования является
 система сглаживания волн давления
 Аркрон 1000.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Проведения анализа существующих средств и методов сглаживания волн давления в трубопроводах; 2. На основе проведенных анализов разработать мероприятия по повышению эффективности систем сглаживая волн давления; 3. Провести гидравлический расчет нефтепровода; 4. Провести расчет упругого элемента клапана на устойчивость к сжатию 5. Разработать модель клапана Дополнительные разделы: • «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; • «Социальная ответственность».
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Принципиальная схема системы сглаживания волн давления Аркрон 1000; 2. Чертеж разработанного клапана сглаживания волн давления.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Наталья Валерьевна, профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД ШБИП

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.02.2019
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н, доцент		04.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Буленков Анатолий Сергеевич		04.02.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Буленкову Анатолию Сергеевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Зарботная плата по тарифной ставке руководителя исследовательской работы 23264 руб; Стипендия студента 1900 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент; 30% премии; 12% надбавки.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды 27,1%;

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Формирование бюджета исследовательской работы; расчет интегрального показателя эффективности и сравнительной эффективности вариантов исполнения.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Технология QuaD
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.04.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н		08.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Буленков А.С.		08.04.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б01	Иванову Ивану Ивановичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место - Нефтеперекачивающая станция. НПС находится в нескольких километрах к югу от жилой зоны города, магистрального нефтепровода. Климат района расположения объекта - резко континентальный, характеризующийся суровой зимой с устойчивыми низкими температурами воздуха и сравнительно жарким летом, большой изменчивостью погоды, частыми сильными ветрами и интенсивной солнечной радиацией. Назначение ЛПДС - эксплуатация закреплённого участка магистрального нефтепровода, обеспечение технологических режимов, транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу на участке ЛПДС, НПС. Транспортировка нефти осуществляется с востока на запад или с запада на восток.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы». Правила производства и приёмки работ». ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);	Вредные факторы: 1. Отклонение микроклимата; 2. Повышенный уровень шума 3. Повышенный уровень вибрации; 4.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны
--	---

– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы, производственного оборудования (в т.ч. грузоподъёмные); 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; 3. Взрывоопасность и пожароопасность
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов при выполнении производственных работ.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара. Рассмотреть наиболее вероятную ЧС. Разработать меры по предупреждению ЧС и ликвидации ее последствий
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.04.2019г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			15.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Буленков Анатолий Сергеевич		15.04.2019

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.02.2019	Анализ существующих средств и методов сглаживания волн давления в трубопроводах	10
19.02.2019	Разработка модели клапана сглаживания волн давления	20
11.03.2019	Создание чертежа клапана	15
18.03.2019	Гидравлический расчет нефтепровода. Расчет пропускной способности клапана	10
27.03.2019	Расчет упругого элемента клапана на устойчивость к сжатию	10
08.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.04.2019	Социальная ответственность	10
22.04.2019	Заключение	5
29.04.2019	Презентация	10
Итого		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 с., 14 рис., 29 источников, 2 прил.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, насосный агрегат, система сглаживания волн давления, гидравлический удар, авария, волна давления, повышенное давление.

Объект исследования: система сглаживания волн давления «АРКРОН» 1000.

Цель работы – повышение эффективности систем сглаживания волн давления в магистральных нефтепроводах.

В процессе исследования проводились анализ существующих средств и методов сглаживания волн давления, описан принцип действия и приведен состав системы сглаживания волн давления Аркрон 1000, а также проведен гидравлический расчет нефтепровода, расчет коэффициента пропускной способности клапана и расчет упругого элемента клапана на устойчивость к сжатию.

В результате исследования был разработан проект клапана сглаживания волн давления, приведен его состав и принцип действия.

Область применения данный клапан может устанавливаться в систему сглаживания волн давления на нефтеперекачивающих станциях, а также в тупиковых трубопроводах и на перевальных точках прокладки трубопровода.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Гидравлический удар: резкое изменение давления жидкости в напорном трубопроводе, вызванное мгновенным изменением скорости его течения.

Трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения издания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

Нефтеперекачивающая станция: комплекс сооружений и устройств, для приема и перекачки нефти по одному магистральному нефтепроводу.

Система сглаживания волн давления: Сооружение, оснащенное комплексом технических устройств, обеспечивающее защиту магистральных трубопроводов и промежуточных нефтеперекачивающих (перекачивающих) станций от перегрузок по давлению при аварийной остановке одного или нескольких насосных агрегатов.

Станция насосная промежуточная: нефтеперекачивающая станция без резервуарного парка, предназначенная для поддержания необходимого режима транспорта нефти по магистральному нефтепроводу и имеющая технологическую схему, позволяющую работать только по схеме «из насоса в насос».

Перекачка: процесс перемещения жидкостей по трубопроводу с помощью насосных установок.

В настоящей работе были использованы следующие обозначения и сокращения

МН	- магистральный нефтепровод
ЛПДС	- линейная производственная диспетчерская станция
НПС	- нефтеперекачивающая станция
ССВД	- система сглаживая волн давления
ЕСН	- единый социальный налог
ПДК	- предельно допустимая концентрация
ПДВК	- предельно допустимая взрывобезопасная концентрация
ФОТ	- фонд оплаты труда
ОВПФ	- опасные и вредные факторы

Оглавление

Введение.....	15
Краткая характеристика существующих средств защиты МН от волн повышенного и пониженного давления.....	16
1. Общая часть.....	22
1.1 Система сглаживания волн давления. Принцип действия.....	22
1.2 Существующие системы сглаживания волн давления	25
1.3 Описание системы сглаживания волн давления типа «Аркрон 1000»	26
1.3.1 Клапан «ФлексФло»	28
1.3.2 Аккумулятор давления	29
1.3.3 Разделительная емкость	29
1.3.4 Дроссельный клапан	30
1.3.5 Резервуарно-насосный узел	31
1.3.6 Сборник сбрасываемой нефти	31
1.3.7 Описание работы ССВД Аркрон 1000.....	31
1.4 Описание ССВД на базе клапанов ДанФло.....	33
1.4.1 Аккумулятор давления	34
1.4.2 Разделительная емкость	36
1.4.3 Регулятор давления	37
1.4.5 Недостатки ССВД на базе клапанов ДанФло	38
2. Анализ существующих средств по повышению эффективности системы сглаживания волн давления	39
3. Клапан для сглаживания волн давления. Принцип действия	42
4. Расчетная часть	44
4.1 Гидравлический расчет нефтепровода	44
4.1.1 Расчет коэффициента пропускной способности клапана	51

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Буленков А.С.			Оглавление				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.									13	92	
Консульт.									НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

4.2 Расчет упругого элемента клапана на устойчивость к сжатию.....	52
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	58
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	58
5.2 Планирование научно-исследовательской работы	63
6. Социальная ответственность при проведении работ на нефтеперекачивающей станции.....	76
6.1 Производственная безопасность	76
6.2 Экологическая безопасность	82
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
Заключение	88
Список использованных источников	89
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	92

Введение

Актуальность выпускной квалификационной работы. Существующие модели систем сглаживания волн давления типа «АРКРОН» 1000 и «Deniel Vaive» построенные на базе клапанов работающих по принципу дросселирования, то есть при повышении давления в нефтепроводе над давлением в рабочей камере клапанов на определенную величину часть потока нефти сбрасывается в безнапорную емкость. Для откачки нефтепродукта из безнапорной емкости требуется установка подпорных насосов, что влечет за собой дополнительные энергетические затраты. Во избежание этих затрат в данной работе будет предложен проект клапана, который позволит избавиться от дополнительной энергетической затраты, так как данный клапан работает по принципу изменения объема рабочего пространства, что в свою очередь позволяет избежать установки безнапорных емкостей, подпорных насосов и тем самым конструктивно упростить установку ССВД отрицательно, не влияя на ее рабочую эффективность.

Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проведение анализа существующих средств и методов сглаживания волн давления в магистральных нефтепроводах. Поиск по реестрам патентов существующих средств повышения эффективности ССВД;
2. На основе проведенных анализов разработать мероприятия по повышению эффективности ССВД;
3. Провести гидравлический расчет и расчет упругого элемента клапана на устойчивость к сжатию;
4. Разработать модель клапана

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Буленков А.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов			
Руковод.		Рудаченко А.В.						15	92		
Консульт.											
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									
					НИ ТПУ		ИШПР				
					ГРУППА		2Б5А				

Краткая характеристика существующих средств защиты МН от волн повышенного и пониженного давления

Защита трубопровода от повышения и понижения волн давления обеспечивается различными методами и техническими средствами. Более того, эти средства стремительно совершенствуются, наряду с этим разрабатываются новые, с большим диапазоном возможностей их использования. Так как в данной выпускной квалификационной работе рассматривается вариант установки системы защиты нефтепровода от перегрузок, приведем краткое описание существующих систем защиты.

-Уравнительный резервуар [1]: представляет собой трубу вертикального исполнения небольшого диаметра, присоединенную к основному трубопроводу. Применяются в качестве защиты трубопроводных систем низкого давления, от пониженного или повышенного давления, возникающего в переходном процессе жидкости.

Принцип действия: при закрытие регулирующего органа возле которого обычно располагается уравнительный резервуар, происходит торможение жидкости, в результате этого давление в трубопроводе повышается. При этом явление происходит натекание жидкости в уравнительный резервуар. По мере натекания жидкости увеличивается уровень жидкости находящейся в уравнительном резервуаре. За счет поступления жидкости в уравнительный резервуар, медленно происходит торможение потока, и амплитуда волны давления заметно уменьшается. То же самое происходит при открытии регулирующего органа, ускорение жидкости и давление в трубопроводе понижается, вследствие этого жидкость из уравнительного резервуара вытекает, чем частично компенсирует падение давления в полости трубопровода.

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Буленков А.С.				Краткая характеристика существующих средств защиты МН от гидравлического удара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.						16	92
Консульт.						НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

-Воздушный колпак (один из типов уравнительных резервуаров) [1]:
устройство так же предназначено для сглаживания волн повышенных и пониженных давлений в трубопроводе. Помимо этого воздушный колпак преобразовывает высокочастотные колебания в трубах с низкочастотными и небольшими амплитудами давления.

Принцип действия: при пуске или остановке перекачивающей станции, давление на ее выходе стремительно повышается распространение повышенной волны идет вниз по потоку. Воздушный колпак устанавливается на выходе станции, для сглаживания образовавшейся волны. После запуска насосных агрегатов в трубопроводе происходит увеличение расхода жидкости, и ее часть начинает поступать в воздушный колпак, вторая часть в основной трубопровод. Газ внутри колпака сжимается по мере заполнения жидкостью и его давление увеличивается, в связи с этим и давление в трубе возрастает на соответствующую величину.

При остановке перекачивающей станции происходит обратная ситуация, на входе станции начинает быстро повышаться давление вверх по потоку проходит волна повышенного давления. Воздушный колпак устанавливается на входе станции, жидкость тормозится все больше и больше по мере повышения давления, до полной остановки. Таким образом, при остановке перекачивающей станции, воздушный колпак, может обеспечить сглаживание волны давления, на входе перекачивающей станции. Воздушный колпак имеет существенный недостаток, для обеспечения сглаживания волны давления в трубопроводе, объем колпака должен составлять не менее 100м^5 , это затрудняет его практическое использование в МН, из-за достаточно высокого давления внутри колпака.

					Краткая характеристика существующих средств защиты МН от гидравлического удара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17



Рисунок 1 – Воздушный колпак на выходе перекачивающей станции

Установка маховика на ось насоса [2] (рис. 2): еще один метод для борьбы с волнами давления, возникающими из-за остановки перекачивающей станции.

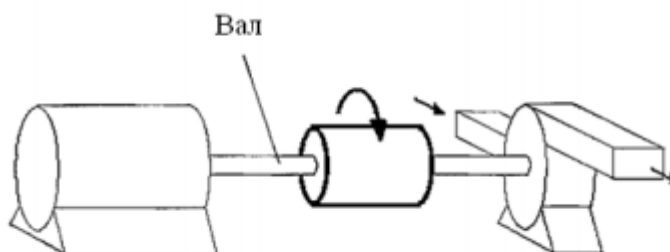


Рисунок 2 – Принципиальная схема маховика, установленного на валу насосного агрегата

Принцип действия: время остановки насосно-силовых агрегатов может быть определено моментов инерции электродвигателя и непосредственно самого насоса. Время остановки для магистральных насосных агрегатов составляет 10 с. С установкой маховика увеличивается момент инерции самого маховика, что в дальнейшем затягивает повышение давления на входе и понижение давления на выходе перекачивающей станции при ее остановке. Необходим маховик с большим моментом инерции- это нужно для того чтобы значительно затян timer ход изменения давления на входе и выходе перекачивающей станции.

Недостаток этого метода: высокая стоимость маховиков и значительные затраты энергии при пуске насосного агрегата с установленным на нем маховиком.

Обратный клапан [3]: служит для предотвращения перетока жидкости. Обратный клапан устанавливают на выходе перекачивающей станции, на всех МН.

Принцип действия: пуск насосного агрегата при прохождении через него перетока жидкости, в обратную сторону, не редко приводит к чрезмерным нагрузкам на электродвигатель, которые в свою очередь не допустимы при его работе. По этой причине предусматривают установку обратных клапанов на выходе всех насосных агрегатов, клапан не позволяет жидкости, протекать через насос в обратном направлении.

-Разрывная мембрана [3]: имеет вид цельнометаллического куполообразного диска. Используются для защиты оборудования трубопровода от повышения давления.

Принцип действия: рабочее давление действует на вогнутость поверхности разрывной мембраны. По мере нарастания давления происходит истончение купола мембран, он истончается до тех пор пока может выдержать давление, далее происходит разрыв мембраны. После разрыва начинает происходить сброс части жидкости в емкость. Давление в трубопроводе при этом снижается (рис. 3).

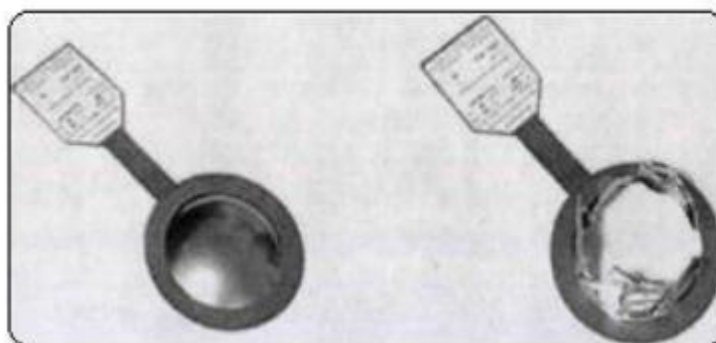


Рисунок 3 – Разрывная мембрана до и после разрыва

Недостатки: неконтролируемый объем сброса, так как мембрана не закрывается; возможный запуск системы в работу возможен только после замены мембраны.

Предохранительный клапан [4]: это более совершенное средство для трубопроводов защиты от чрезмерного повышения давления. При повышении давления выше настроенного, клапан автоматически открывается, что вызывает процесс сброса жидкости в резервную емкость. Предохранительный клапан обеспечивает расход жидкости, гарантирующий поддержание давления на заданном уровне. На магистральном нефтепроводе предохранительный клапан устанавливают в следующих местах: на технологическом трубопроводе; перед резервуарными парками; на нефтеналивных терминалах, на промежуточных нефтеперекачивающих станциях.

Предохранительные клапаны представлены в двух основных видах: пружинный тип; с газовым аккумулятором (рис. 4).

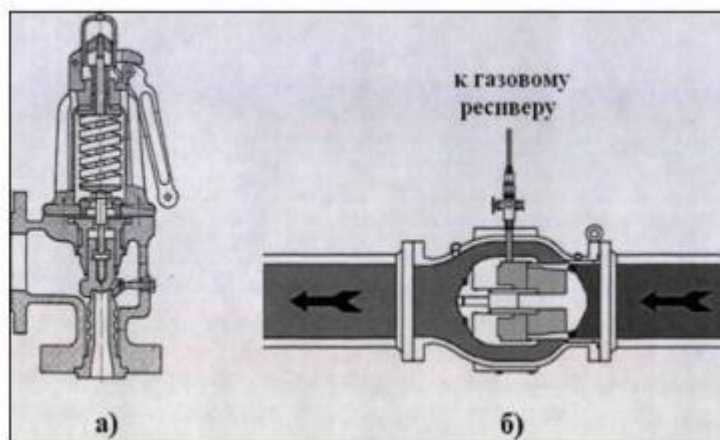


Рисунок 4 – Клапан предохранительный: а) пружинный; б) клапан с газовым аккумулятором

Принцип действия: клапанов с газовым аккумулятором подобен принципу действия пружинных, отличие лишь в том, что вместо механической пружины применяю газовую.

Главное отличие предохранительного клапана от разрывной мембраны – клапан закрывается при снижении давления ниже настроенного.

					Краткая характеристика существующих средств защиты МН от гидравлического удара	Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основной недостаток: при одинаковых проходных диаметрах у пружинных клапанов пропускная способность в два раза меньше клапана с газовым аккумулятором.

Система автоматического регулирования [5]: регулирование давления может осуществляться следующими методами: 1) перепуск части потока (часть жидкости из линии нагнетания по байпасу возвращается в линию нагнетания, дифференциальный напор, уменьшается в связи с этим давление на входе перекачивающей станции увеличивается, а на выходе уменьшается); 2) дросселирование потока (установка регулирующих заслонок на линии нагнетания перекачивающей станции, при повышении или понижении давления происходит прикрытие заслонки, тем самым создается искусственное местное сопротивление потоку, это приводит к тому, что расход жидкости через перекачивающую станцию уменьшается, давление на входе станции повышается, на выходе снижается); 3) изменение частоты вращения насосных агрегатов (осуществляется по средствам электропривода с регулируемой частотой вращения или установка гидромукты на валу между электродвигателем и насосом, давление снижается по такому же принципу, как описано выше в методе «перепуска части потока»).

					Краткая характеристика существующих средств защиты МН от гидравлического удара	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Общая часть

1.1 Система сглаживания волн давления. Принцип действия.

Сглаживание с помощью ССВД волны давления, образующейся на входе в НПС при ее остановке, достигается за счет значительного замедления торможения потока нефти в нефтепроводе перед НПС, по отношению к тому, что имело бы место при остановке НПС в отсутствии ССВД. Практически ССВД, установленная на входе в НПС, в самом начале быстрого роста давления на входе в НПС при ее остановке, сбрасывает значительную часть потока из трубопровода в предназначенную для этого безнапорную емкость, тем самым, исключая быстрое торможение потока нефти в трубопроводе, приводящее к резкому росту давления. После этого ССВД производит медленное перекрытие проходного сечения канала сброса в емкость, чем достигается медленное торможение потока с образованием волны давления с пологим фронтом[6].

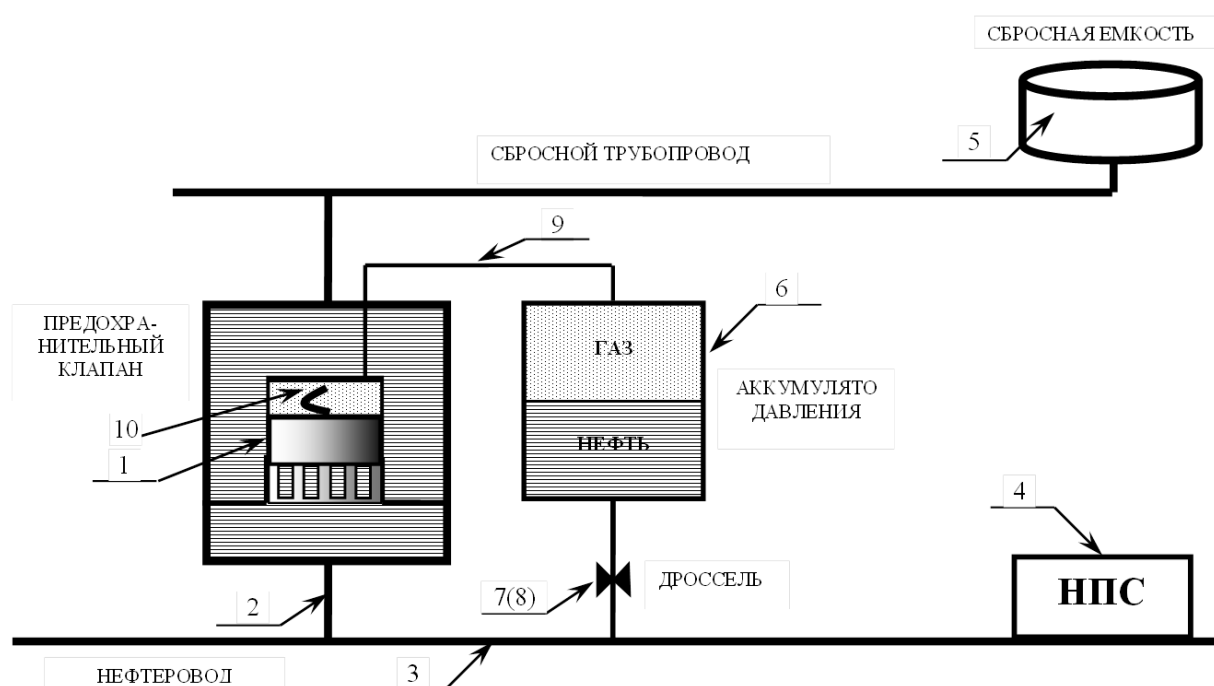


Рисунок 5 – Принципиальная схема работы ССВД

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Буленков А.С.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.					22	92	
Консульт.						НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

На рис. 5 изображена упрощенная принципиальная схема ССВД. ССВД состоит из клапана (1), установленного в отводе (2) из трубопровода (3) вблизи входа в НПС (4). При открытии клапана (1) нефть из трубопровода (3) сливается в безнапорную емкость (5). Клапан (1) открывается под действием перепада давлений в трубопроводе (3) и газовой полости аккумулятора (6). Газовая полость аккумулятора (6) сообщается с внутренней полостью трубопровода (3) через дросселирующий элемент (7). Проходное сечение дросселирующего элемента (7) регулируется с помощью лимба (8). Пружина (10).

Принцип работы ССВД заключается в следующем:

Основным элементом ССВД является клапан, который начинает открываться, когда давление в трубопроводе превышает давление в управляющей (газовой) полости на определенную величину, называемую нечувствительностью клапана. Нечувствительность клапана определяется жесткостью пружины и разностью эффективных площадей воздействия на рабочий орган клапана со стороны нефти и управляющей полости. Чем выше жесткость пружины и больше превышение площади воздействия со стороны управляющей полости, тем больше нечувствительность клапана. Чем выше нечувствительность клапана, тем выше амплитуда и скорость роста давления, начиная с которых клапан начинает работать.

Следующими по важности элементами ССВД являются газовый аккумулятор и дросселирующий элемент. Совместная работа этих элементов приводит к возникновению перепада между давлением в трубопроводе и давлением в управляющей полости клапана при изменении давления в трубопроводе. Чем больше газовый объем аккумулятора и выше гидравлическое сопротивление дросселирующего элемента, тем выше будет перепад между давлением в трубопроводе и давлением в газовой полости при изменении давления в трубопроводе. В свою очередь перепад давлений между

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводом и газовой полостью зависит от скорости изменения давления в трубопроводе, чем больше скорость изменения давления в трубопроводе, тем выше перепад давлений.

В результате, если давление в трубопроводе медленно дрейфует, что всегда имеет место при работе нефтепровода, то перепад давлений между трубопроводом и газовой полостью будет в пределах нечувствительности клапана, и клапан не будет открываться. Если же скорость изменения давления велика, например, при остановке НПС, то клапан откроется и начнет сбрасывать нефть в емкость сброса [6].

Другой важной характеристикой клапана является перепад давлений, соответствующий его полному открытию. Чем выше перепад давлений, соответствующий полному открытию клапана, тем выше будет скачок давления в трубопроводе при его открытии.

Пропускная способность клапана при рабочем давлении в трубопроводе должна обеспечивать сброс нефти близкий к производительности трубопровода. Если пропускной способности одного клапана не хватает, то в ССВД помещают несколько клапанов, включенных параллельно.

Таким образом, при остановке НПС из-за того, что давление на выходе НПС выше давления на входе в НПС, обратный клапан на НПС закрывается с перекрытием потока нефти через НПС. Из-за инерции потока нефти перед остановившейся НПС происходит резкое повышение давления на ее входе. При этом из-за пониженного дросселирующим элементом расхода жидкости в газовую полость клапана рост давления в газовой полости задерживается, и возникающий перепад давлений в трубопроводе и газовой полости открывает клапан. Открытый клапан сбрасывает жидкость из трубопровода, оставляя в нем расход, а, следовательно, и давление близкими к исходным значениям. Затем из-за поджатия газовой полости в аккумуляторе натекающей в него жидкостью давление в аккумуляторе начинает медленно расти, прикрывая клапан. Из-за медленного снижения расхода сброса жидкости через медленно

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

закрывающийся клапан происходит медленный рост давления в трубопроводе, в чем и состоит эффект сглаживания фронта волны давления.

Чем выше гидравлическое сопротивление дросселирующего элемента и больше объем газовой полости, тем медленнее будет происходить рост давления в трубопроводе после остановки НПС [6].

1.2 Существующие системы сглаживания волн давления

Долгое время в трубопроводной системе АК «Транснефть» использовались ССВД, поставляемые зарубежными разработчиками. Подавляющее большинство нефтепроводов АК «Транснефть» оснащено ССВД Аркрон 1000. В последние годы на некоторых НПС были установлены ССВД американской фирмы Дэниел. В 2005 году в АК «Транснефть» были разработаны отечественные ССВД, которые уже начали устанавливаться на НПС трубопроводной системы АК «Транснефть».

Принцип работы у ССВД всех трех типов один и тот же. Однако конструктивные реализации имеют существенные различия.

Здесь также следует отметить, что принципиальная схема ССВД, представленная на рис. 5, является упрощенной. В схемы ССВД, выпускаемых промышленностью, введены дополнительные элементы, основным назначением которых является повышение надежности работы и удобство эксплуатации. В частности во всех промышленных ССВД для повышения надежности работы каналов обратной связи между управляющей полостью клапанов и нефтью в трубопроводе, каналы обратной связи заполнены нейтральным жидкостным разделителем (антифризом), входящим в контакт с нефтью в трубопроводе в специальной разделительной емкости.

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3 Описание системы сглаживания волн давления типа «Аркрон 1000»

Аркрон 1000 подключается к трубопроводу на приеме НПС. Сброс нефти через устройство Аркрон 1000 осуществляется в сборник (резервуар) нефти, в который также поступают утечки нефти и нефть от разгрузки магистральных насосов. Нефть из сборника нефти откачивается насосами откачки утечек на прием магистральных насосов. Принципиальная схема ССВД типа Аркрон 1000 приведена на рис. 6 [7].

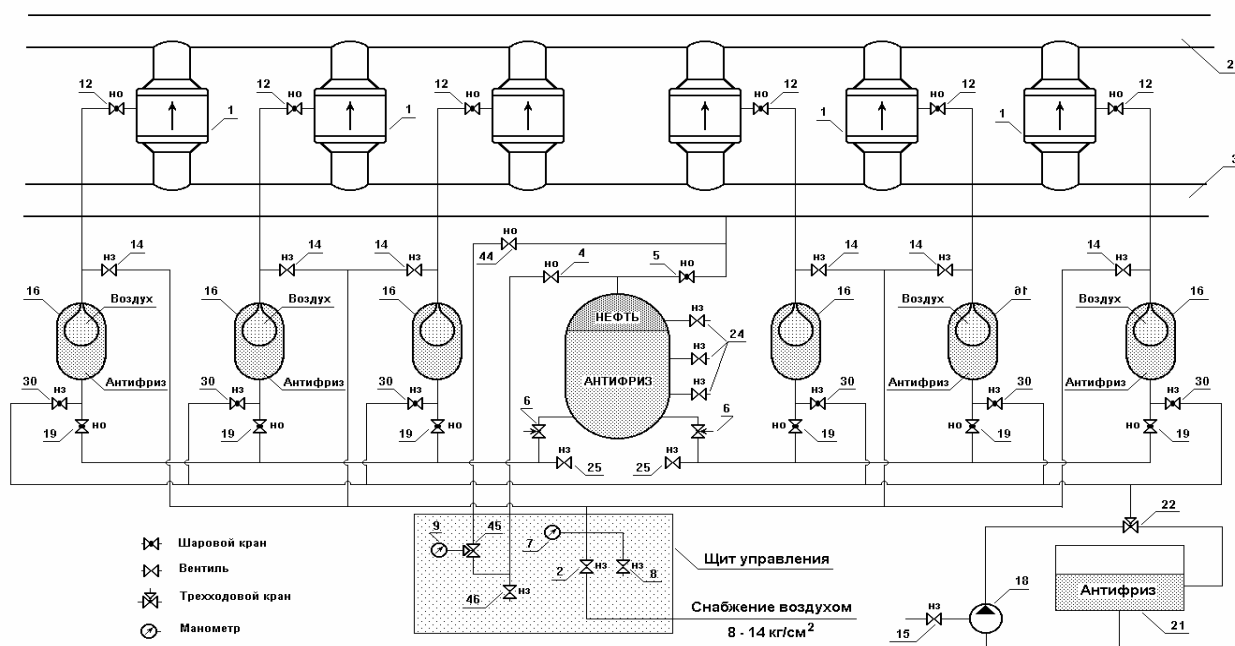


Рисунок 6 – Принципиальная схема ССВД типа Аркрон 1000

Аркрон 1000 состоит из двух групп клапанов регулирования давления Флексфло (1) (по два или три клапана в группе) и блока управления работой клапанов Флексфло. В конструкции клапанов Флексфло, газовая полость с управляющим давлением выделена и вынесена из корпуса клапана в отдельный воздушный аккумулятор (16).

Блок управления работой клапанов Флексфло состоит из разделительной емкости (15), которая подключена через кран (5) к нефтепроводу и через два дросселирующих крана (6) к воздушным аккумуляторам клапанов Флексфло. Большая часть разделительной емкости заполнена антифризом, над которым

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						26

располагается, поступающая из нефтепровода более легкая нефть. Антифриз в блоке управления используется для предотвращения засорения дросселирующих кранов (6) и, тем самым, для сохранения настроечных характеристик Аркрона.

Кроме того, в состав установки Аркрон 1000 входит бак для закачки антифриза (21) с насосом (18), обвязывающие трубопроводы с запорной арматурой. В воздушные аккумуляторы клапанов Флексфло через редуктор подается воздух с начальным настроечным давлением.

Пропускная способность установки Аркрон 1000: 13700 - 13900 м³/час.

Диапазон регулирования скорости повышения давления: 0,1 - 0,3 атм/с.

Установка рассчитана на работу в среде сырой нефти со следующими данными:

- вязкость: 0,4 см²/с;
- удельный вес: 0,7 - 0,9 т/м³;
- содержание парафина: до 7%;
- механические примеси: до 0,06%;
- сера в несвободном состоянии: до 3,5%;
- максимальное рабочее давление: 40 атм.
- окружающая среда: закрытое помещение с температурой от +5 до +30°C.

В качестве разделительной жидкости для установки Аркрон 1000 обычно применяется антифриз марки 40 (ГОСТ 159-52) или 40п (ВТУ 05-59). Маркировка антифриза указывает температуру его замерзания [7].

Антифриз представляет собой водный раствор этиленгликоля (мутно-желтого цвета) или пропиленгликоля с добавлением антикоррозионных присадок, предотвращающих коррозию металлических деталей системы.

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Антифриз ядовит, при обращении с ним следует соблюдать меры предосторожности.

1.3.1 Клапан «ФлексФло»

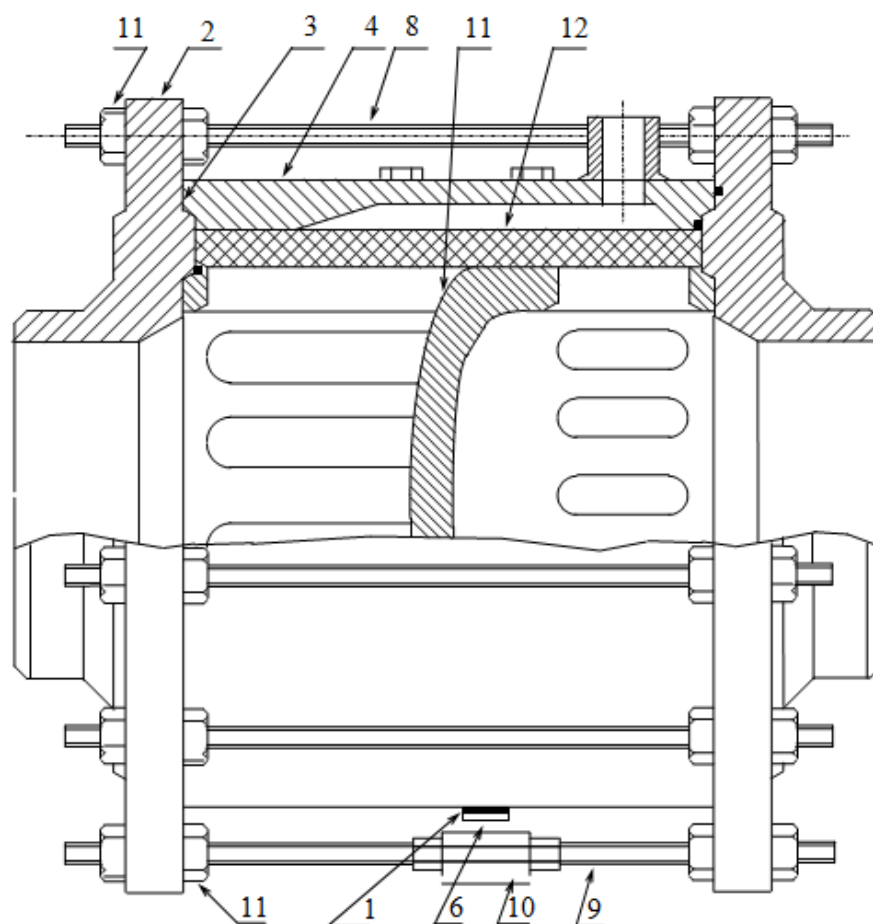


Рисунок 7 – Предохранительный клапан Флексфло

1–Кольцевая прокладка спускной заглушки; 2 – Крышка; 3 – Сердечник; 4 – Корпус; 5 – Кольцевая прокладка; 6 – Спускная заглушка; 7,8,9 –Шпилька; 10 – Муфта; 11– Гайка; 12 – Эластичная камера.

Чтобы через клапан Флексфло нефть начала перетекать в сборник нефти, давление нефти в трубопроводе должно примерно на 2 кг/см^2 превысить давление газа в воздушном аккумуляторе клапана Флексфло. В противном случае, когда давление в газовом объеме выше или равно давлению в нефти, эластичная камера прижимается к сердечнику и препятствует перетеканию нефти [8].

1.3.2 Аккумулятор давления

Аккумулятор (16) состоит из емкости объемом 0,150 м³ (см. рис. 6) разделенной на две части тонкостенным "пузырем" из синтетической резины. "Пузырь" крепится в верхней части аккумулятора и через воздушную трубку (на которой расположен клапан (12), находящийся нормально в открытом состоянии) сообщается с газовым объемом клапана Флексфло.

Нижняя сторона аккумулятора оборудована муфтой, в которой расположен кран (19), находящийся также нормально в открытом положении и соединяющий нижний объем аккумулятора с линией антифриза. В случае, когда давление нефти в трубопроводе ниже давления в газовой линии клапана Флексфло, "пузырь" расширяется и выдавливает из аккумулятора антифриз в разделительную емкость (15). При полном вытеснении антифриза из аккумулятора, "пузырь" прилегает к специальному посадочному месту (экрану с большим количеством отверстий), что предотвращает выталкивание "пузыря" из корпуса аккумулятора и его повреждение [8].

1.3.3 Разделительная емкость

Подключение Аркрона 1000 к магистральному нефтепроводу осуществляется через разделительную емкость (15) (см. рис. 6) объемом 1450 л. Большая часть объема разделительной емкости заполнена антифризом, имеющим более высокий удельный вес, чем нефть. В процессе работы Аркрона нефть "плавает" на поверхности антифриза в разделительной емкости и не перемешивается с ней. При выравнивании перепада между давлением в нефтепроводе (3) и давлением в газовых полостях аккумуляторов (16) антифриз перетекает из разделительной емкости в аккумуляторы или обратно по двум трубопроводам (присоединенным к разделительной емкости близко к днищу), на каждом из которых установлен дроссельный клапан (6).

Степень заполнения разделительной емкости антифризом определяется диапазоном рабочего давления нефти в магистральном трубопроводе. При минимальном рабочем давлении антифриз (который в этом случае из

					Общая часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аккумуляторов полностью вытесняется в разделительную емкость) не должен сбрасываться из разделительной емкости в магистральный трубопровод. При максимальном рабочем давлении поверхность раздела нефти и антифриза в разделительной емкости не должна опускаться ниже уровня подсоединения к разделительной емкости трубопроводов с дроссельными клапанами (6). В противном случае произойдет засорение дроссельных клапанов (6), что может привести к значительному изменению настройки Аркрона (в сторону уменьшения градиента изменения давления), к увеличению объема сливаемой нефти и в результате к переполнению сборника нефти.

Мехпримеси, попадающие из нефтепровода в разделительную емкость, осаждаются на ее днище и подлежат периодическому удалению через пробку в днище емкости. В емкости установлены вентили (24) для ее продувки, а так же для проверки высоты уровня жидкости в ней [8].

1.3.4 Дроссельный клапан

На каждой из двух линий антифриза между разделительной емкостью и группой из трех аккумуляторов установлен дроссельный клапан (6) (см. рис. 6). Настройка Аркрона осуществляется регулировкой пропускной способности дроссельных клапанов. На выдвижном штоке и на цилиндрической головке штурвала клапана нанесена градуировка, с помощью которой, путем совмещения рисок на штоке и цилиндре устанавливается пропускная способность дроссельного клапана, определяющая скорость повышения давления в нефтепроводе перед насосной станцией. Штурвал после установки дроссельного клапана на нужную пропускную способность стопорится в заданном положении.

					Общая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3.5 Резервуарно-насосный узел

Резервуарно-насосный узел (рис.6) состоит из насоса (18) с электроприводом, резервуара (21) емкостью 530 л и крана переключений (22). Установив ручку крана переключений в крайнее нижнее положение (“FILL”), закачивают антифриз в систему. При установке ручки крана в крайнее верхнее положение (“DRAIN”) сбрасывают антифриз из системы в резервуар. Среднее положение ручки крана - нейтральное.

1.3.6 Сборник сбрасываемой нефти

Сборник сбрасываемой нефти предназначен для приема нефти сбрасываемой Аркроном. Нефть из сборника откачивается автоматически погружными насосами

Обычно в сборнике нефти сброса ударной волны устанавливаются три уровня нефти:

- минимальный, при достижении которого отключаются погружные насосы, откачивающие нефть из сборника;
- максимальный, при достижении которого включается погружной насос;
- максимальный аварийный, при котором происходит отключение станции и закрываются задвижки, отсекающие блок-бокс гашения ударной волны.

1.3.7 Описание работы ССВД Аркрон 1000

При установившемся режиме транспортировки нефти по магистральному трубопроводу эластичные камеры клапанов Флексфло плотно прижаты к цилиндрическим сердечникам и нефть через Аркрон в емкости нефтесборника не поступает (давление на эластичную камеру со стороны нефти и давление воздуха одинаковы). Давление нефти из нефтепровода передается антифризом разделительной емкости через дросселирующие клапаны на

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздушную подушку аккумуляторов давления и затем, через давление газа в аккумуляторах давления, на эластичные камеры клапанов Флексфло [8].

При распространении по магистральному трубопроводу волны давления, давление антифриза в разделительной емкости (15), а значит и перед дроссельными клапанами (6), резко возрастет. Давление воздуха в аккумуляторах (16) однозначно определяется объемом воздушного “пузыря” и будет изменяться значительно медленнее, в процессе поджатия воздушного “пузыря” поступающим в аккумуляторы антифризом, который в свою очередь будет вытесняться нефтью из разделительной емкости. Скорость изменения давления газа в аккумуляторах (16) и над эластичной камерой клапанов Флексфло (1) определяется настройкой дросселирующих клапанов (6).

Когда перепад давления на эластичной камере со стороны нефти превысит 2 кг/см^2 , она отжимается от перфорированного сердечника, и нефть начинает перетекать в сбросную емкость. В процессе работы Аркрона давление нефти в нефтепроводе и воздуха в аккумуляторах плавно повышается с установленной дросселирующими клапанами скоростью.

До момента срабатывания Аркрона 1000 при отключении насосных агрегатов на насосной станции и после окончания его работы утечек нефти через Аркрона 1000 из приемного трубопровода происходить не должно.

При снижении перепада между давлением нефти в трубопроводе и давлением воздуха в аккумуляторах ниже 2 кг/см^2 , эластичная камера прижимается к сердечнику, закрывая щели и сброс нефти прекращается.

При достижении максимального уровня в сборнике сброса нефти автоматически включается погружной насос.

Если нефть в сборнике достигает максимального аварийного уровня, насосная станция автоматически отключается, задвижки, отсекающие установку Аркрон 1000 от нефтепровода, автоматически закрываются.

					Общая часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если после включения одного насоса в течение 30 сек напор нефти на выкиде погружного насоса не достигнет 50 м, то включается второй погружной насос [8].

1.4 Описание ССВД на базе клапанов ДанФло

Принципиальная схема ССВД на базе предохранительных клапанов Danflo фирмы Daniel приведена на рис. 8.

ССВД включает в себя группу клапанов регулирования давления Данфло (SRV – 01 ÷ SRV – 04) и блок управления работой клапанов Данфло. В конструкции клапанов Данфло, газовая полость с управляющим давлением вынесена из корпуса клапана в отдельный воздушный аккумулятор (ACC – 01 ÷ ACC – 04)[9].

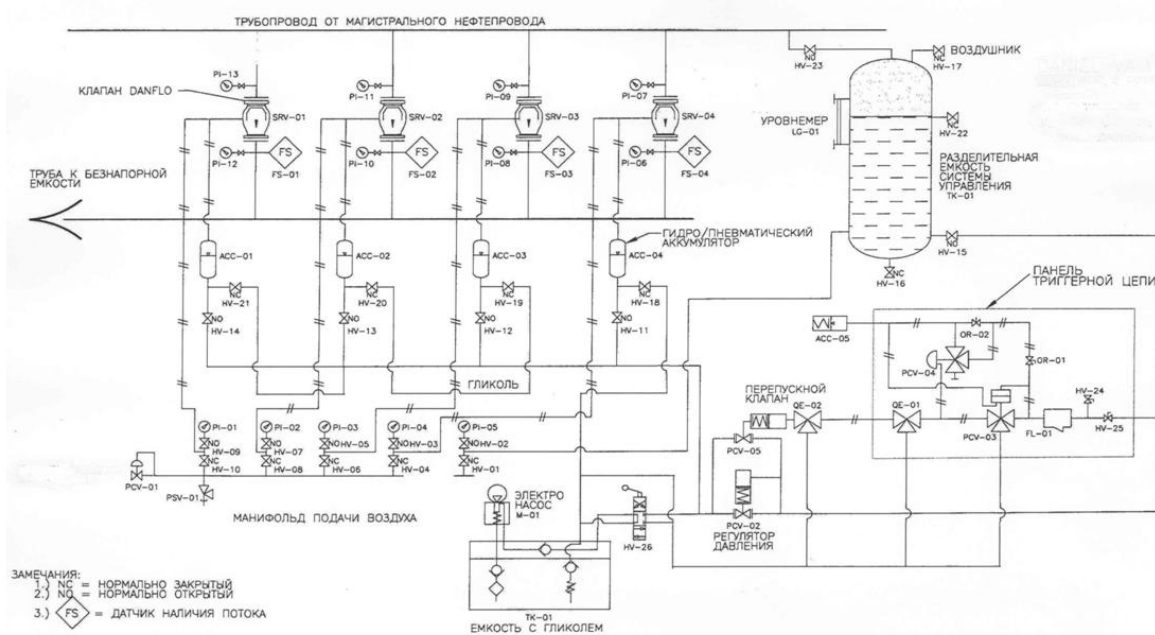


Рисунок 8 – Принципиальная схема ССВД на базе клапанов ДанФло

Блок управления настроенным давлением клапанов Данфло состоит из разделительной емкости (TK-01), которая подключена через кран (HV-23) к нефтепроводу и через регулятор давления (PCV – 02) к воздушным аккумуляторам клапанов Данфло. Между регулятором давления и разделительной емкостью располагается триггерная система, которая предотвращает перепуск нефти через клапаны Данфло в сбросную емкость в

					Общая часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

случае прохождения по нефтепроводу волн давления с низкой амплитудой и/или малым градиентом изменения давления во фронте волны.

Большая часть разделительной емкости заполнена антифризом, над которым располагается, поступающая из нефтепровода более легкая нефть. Антифриз в блоке управления используется для предотвращения засорения дроссельного крана (*PCV – 02*) и, тем самым, для сохранения настоячных характеристик ССВД.

Кроме того, в состав установки входит бак для закачки антифриза (*ТК – 01*) с насосом (*М – 01*), обвязывающие трубопроводы с запорной арматурой. В воздушные аккумуляторы клапанов Данфло через редуктор подается воздух с начальным настроенным давлением.

Пропускная способность установки ССВД зависит от количества и типоразмера входящих в ее состав клапанов Данфло.

ССВД настраивается для каждого нефтепровода индивидуально, в зависимости от его геометрических параметров и от пропускной способности.

1.4.1 Аккумулятор давления

Аккумулятор давления поршневого типа (АСС) состоит из цилиндрической емкости (см. рис. 10) разделенной на две части поршнем. Нижняя часть емкости, расположенная под поршнем заполнена этиленгликолем, по которому в аккумулятор передается давление от нефти в трубопроводе. Верхняя часть емкости, расположенная над поршнем, заполнена газом, через который управляющее давление передается непосредственно в газовую полость клапана регулирования давления Данфло [10].

					Общая часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

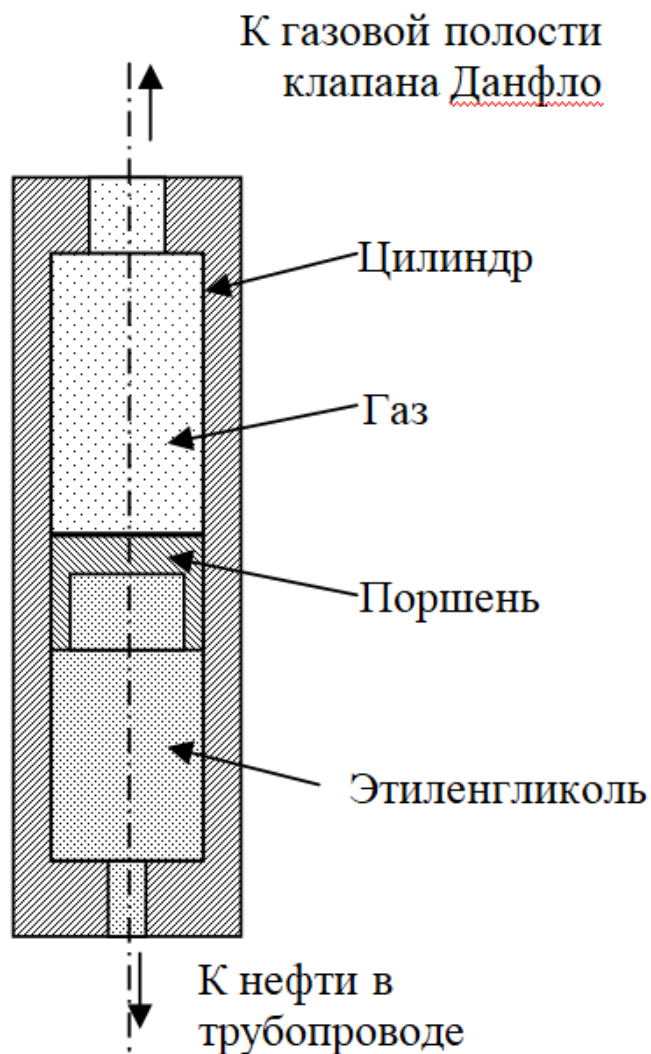


Рисунок 9 Схема аккумулятора давления

Инерционность поршня аккумулятора давления и его трение о стенки цилиндра должны быть достаточно малы для того, чтобы давления со стороны антифриза и газа были одинаковы. При этом конструкция поршня должна обеспечивать герметичность раздела газовой и жидкой сред.

В зависимости от размера клапана Дanflo используются аккумуляторы давления с различным объемом полости цилиндров:

8" - 75,7 литров (20 галлон);

10" - 94,6 литров (25 галлон);

12" - 113,6 литров (30 галлон).

					Общая часть	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Испытательное давление 77,6 бар (1125 psi)

Рабочее давление 51 бар (740 psi).

Рабочая температура от -45°C до 100°C.

1.4.2 Разделительная емкость

Подключение ССВД на базе клапанов Данфло к магистральному нефтепроводу осуществляется через разделительную емкость (ТК – 01) (см. рис. 8).

Большая часть объема разделительной емкости заполнена этиленгликолем, имеющим более высокий удельный вес, чем нефть. В процессе работы ССВД нефть "плавает" на поверхности этиленгликоля в разделительной емкости и не перемешивается с ней [10].

При выравнивании перепада между давлением в нефтепроводе и давлением в газовых полостях аккумуляторов (АСС – 01 ÷ АСС – 04) антифриз перетекает из разделительной емкости в аккумуляторы или обратно через клапан регулирования давления PCV – 02 (см. рис. 8).

Степень заполнения разделительной емкости антифризом определяется диапазоном рабочего давления нефти в магистральном трубопроводе. При минимальном рабочем давлении антифриз (который в этом случае из аккумуляторов полностью вытесняется в разделительную емкость) не должен сбрасываться из разделительной емкости в магистральный трубопровод. При максимальном рабочем давлении поверхность раздела нефти и антифриза в разделительной емкости не должна опускаться ниже уровня подсоединения к разделительной емкости трубопровода с клапаном регулирования давления (PCV – 02). В противном случае произойдет засорение клапана регулирования давления (PCV – 02), что может привести к изменению настройки ССВД (в сторону уменьшения градиента изменения давления), и к увеличению объема сливаемой нефти и в результате к переполнению сборника нефти. Граница

					Общая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

раздела между нефтью и этиленгликолем в разделительной емкости может контролироваться с помощью уровнемера LG – 01 (см. рис. 8.)

Механические примеси, попадающие из нефтепровода в разделительную емкость, осаждаются на ее днище и подлежат периодическому удалению [10].

1.4.3 Регулятор давления

На линии этиленгликоля между разделительной емкостью и аккумуляторами давления в отличие от ССВД типа Аркрон в качестве дросселирующего элемента установлен регулятор давления PCV – 02 (см. рис. 8).

Регулятор давления в ССВД на базе Данфло отличается от дросселирующего элемента в ССВД типа Аркрон тем, что его установленное начальное проходное сечение уменьшается с ростом давления в трубопроводе, благодаря чему обеспечиваемая им скорость роста давления в трубопроводе, в отличие от ССВД типа Аркрон, приблизительно одинаковая в течении всего времени работы ССВД.

В регуляторе предусмотрена настройка начального проходного сечения в зависимости от требуемой скорости роста давления в трубопроводе. Чем ниже потребная скорость роста давления, тем меньше начальное проходное сечение регулятора.

Настройка регулятора давления осуществляется с помощью винтовой стяжной муфты, которая позволяет менять положение регулирующего элемента регулятора давления за счет его перемещения относительно штока гидроцилиндра.

Привод регулятора давления представляет собой гидроцилиндр с возвратной пружиной управляемый давлением в трубопроводе. Регулирующий элемент регулятора давления жестко крепится к штоку гидроцилиндра, который обеспечивает его перемещение в вертикальном направлении.

					Общая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При минимальном давлении нефти в трубопроводе возвратная пружина приводит шток в полностью втянутое положение, при котором регулирующий элемент регулятора давления открыт на исходное настроечное значение.

Для блокировки срабатывания ССВД при скоростях роста давления в трубопроводе ниже 0,2 МПа/с параллельно к регулятору подключен байпасный клапан PCV – 05 (см. рис. 8) с диаметром проходного отверстия 100 мм. В исходном состоянии байпасный клапан открыт [11].

1.4.5 Недостатки ССВД на базе клапанов ДанФло

- Система может эксплуатироваться только в отапливаемом помещении.
- Применение этиленгликоля в системе управления ССВД удорожает систему и усложняет ее эксплуатацию.
- Наличие триггерной цепи снижает надежность работы системы, усложняет ее эксплуатацию и заметно повышает ее стоимость.
- Утечка антифриза полностью нарушает работу системы.
- Перетекание антифриза в газовую полость, например при износе уплотнений поршней, приводит к нарушению работы клапанов Данфло.
- Необходимо регулярно подкачивать антифриз в систему, т.к. при каждом срабатывании ССВД небольшая часть антифриз сливается из системы.
- Использование одного регулятора давления на все клапана приводит к тому, что выход из строя регулятора делает неработоспособной всю систему [11].

2. Анализ существующих средств по повышению эффективности системы сглаживания волн давления

Для повышения эффективности системы сглаживания волн давления в магистральных нефтепроводах могут применяться следующие типы устройств:

Гидравлический демпфер для гашения волн гидравлического удара в МН (рис. 11) [12]: предназначен для гашения волн гидравлического удара в магистральных нефтепроводах.

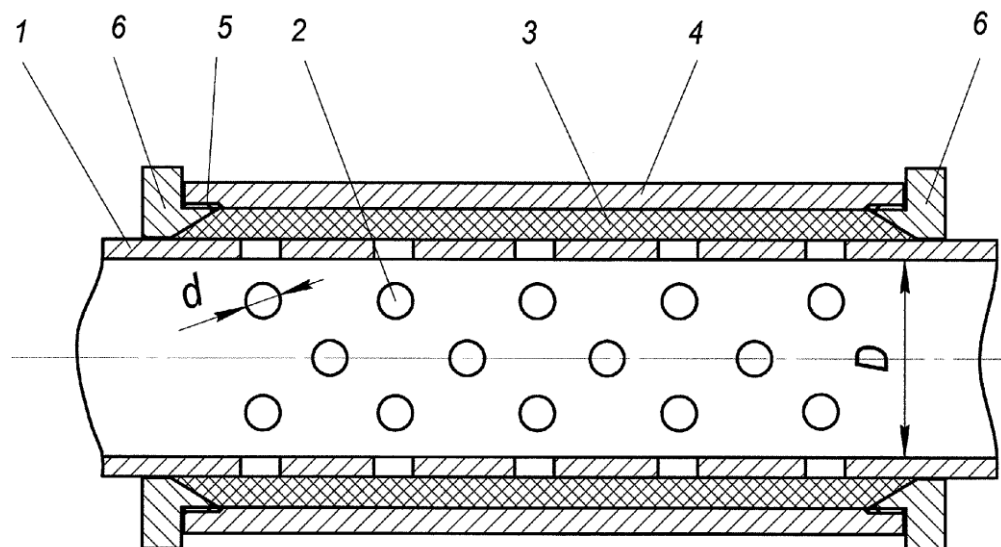


Рисунок 10 Устройство гидравлического демпфера для гашения волн гидравлического удара

Принцип действия: Демпфер гидравлического удара содержит основной трубопровод 1 в котором выполнены отверстия 2, для доступа рабочей жидкости к оболочке 3 из эластичного материала, диаметр (d) каждого из отверстий составляет 0.08-0.12 диаметра (D) основного трубопровода 1, данные значения соответствуют оптимальной работе демпфера гидравлического удара, при использовании отверстий меньшего диаметра снижается чувствительность демпфера гидравлического удара, а при использовании отверстий большего диаметра появляются дополнительные гидравлические сопротивления, снаружи оболочки 3 из эластичного материала размещена металлическая оболочка 4.

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Буленков А.С.				Анализ существующих средств по повышению эффективности ССВД	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					39	91
						НИ ТПУ ГРУППА	ИШПР 2Б5А

На каждом из торцов, на внутренней поверхности металлической оболочки 4 выполнена резьба 5, взаимодействующая с гайкой 6, позволяющая закрепить металлическую оболочку 4 на оболочке 3 и на основном трубопроводе 1. Для предотвращения утечек рабочей жидкости из демпфера гидравлического удара, на торцах оболочки 3 из эластичного материала и гайках 6 выполнены срезы, благодаря которым происходит прижим оболочки 3 к основному трубопроводу 1. Демпфер гидравлического удара работает следующим образом. При повышении давления в замкнутом объеме жидкости вследствие пульсации или гидроудара, жидкость через отверстия 2 в трубопроводе 1, действует на оболочку 3 из эластичного материала, которая благодаря сопротивлению металлической оболочке 4, уменьшается в объеме и таким образом компенсируется часть объема жидкости, что приводит к уменьшению максимальных забросов давления в системе.

Устройство для защиты от гидравлических ударов (рис. 12) [13]:
Устройство предназначено для предохранения трубопроводов от повреждения гидравлическим ударом.

На рисунке 8 представлено устройство, разрез. В трубопровод 1 установлен корпус устройства 2. В корпусе размещена мембрана 3, взаимодействующая с клапаном 4 посредством штока 5. На уровне оси трубопровода сделаны отверстия 6. На грибке мембраны сверху закреплена пластина 7 из упругого материала. На пластинку упирается стакан 8, размещенный в верхней части корпуса. В стакане установлена пружина сжатия 9. Натяг пружины регулируется вращением шпинделя 10, который управляется маховиком 11. В крышке 12 выполнена ходовая гайка 13. Отверстиями 14 пространство корпуса выше мембраны сообщено с атмосферой. Мембрана и седло затвора зажимаются резьбовыми кольцами 15. Граница оледенения трубопровода 16.

					Анализ существующих средств по повышению эффективности ССВД	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

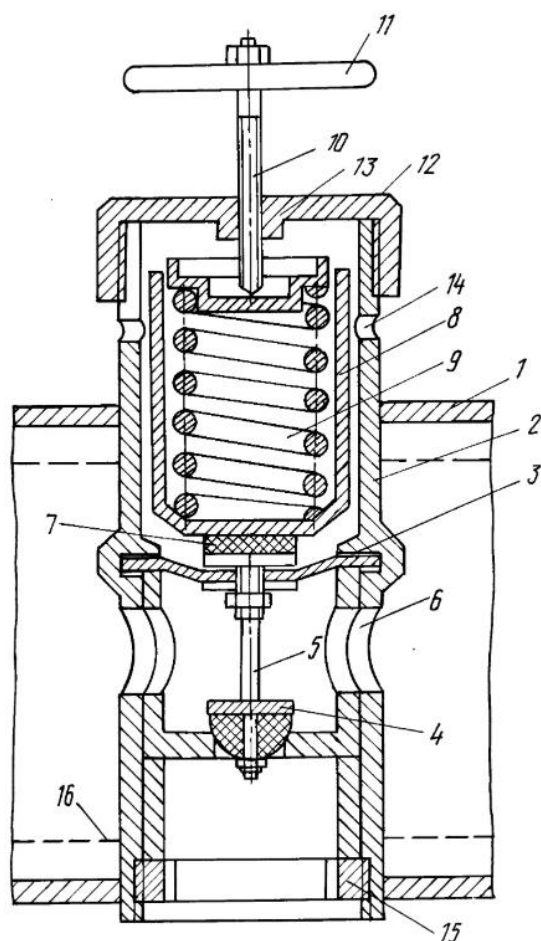


Рис. 11 Устройство для защиты от гидравлических ударов

Принцип действия: В обычном (рабочем) режиме трубопровода затвор устройства закрыт. Пружина преодолевает давление среды на мембрану, клапан при этом плотно закрывает проходное отверстие.

При возникновении гидравлического удара в трубопроводе ударная волна, достигая устройства, поднимает мембрану, сжимая пружину и открывая затвор, через который сбросится некоторая часть транспортируемой жидкости. Сброс жидкости из трубопровода наружу приведет к устранению или к значительному ослаблению гидравлического удара. Величина натяга пружины регулируется подъемом или опусканием шпинделя.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Анализ существующих средств по повышению
эффективности ССВД

Лист

41

3. Клапан для сглаживания волн давления. Принцип действия

На основе анализа существующих проектов по борьбе с гидравлическим ударом и учтенными достоинствами и недостатками данных устройств был спроектирован клапан для сглаживания волн давления [рис. 9].

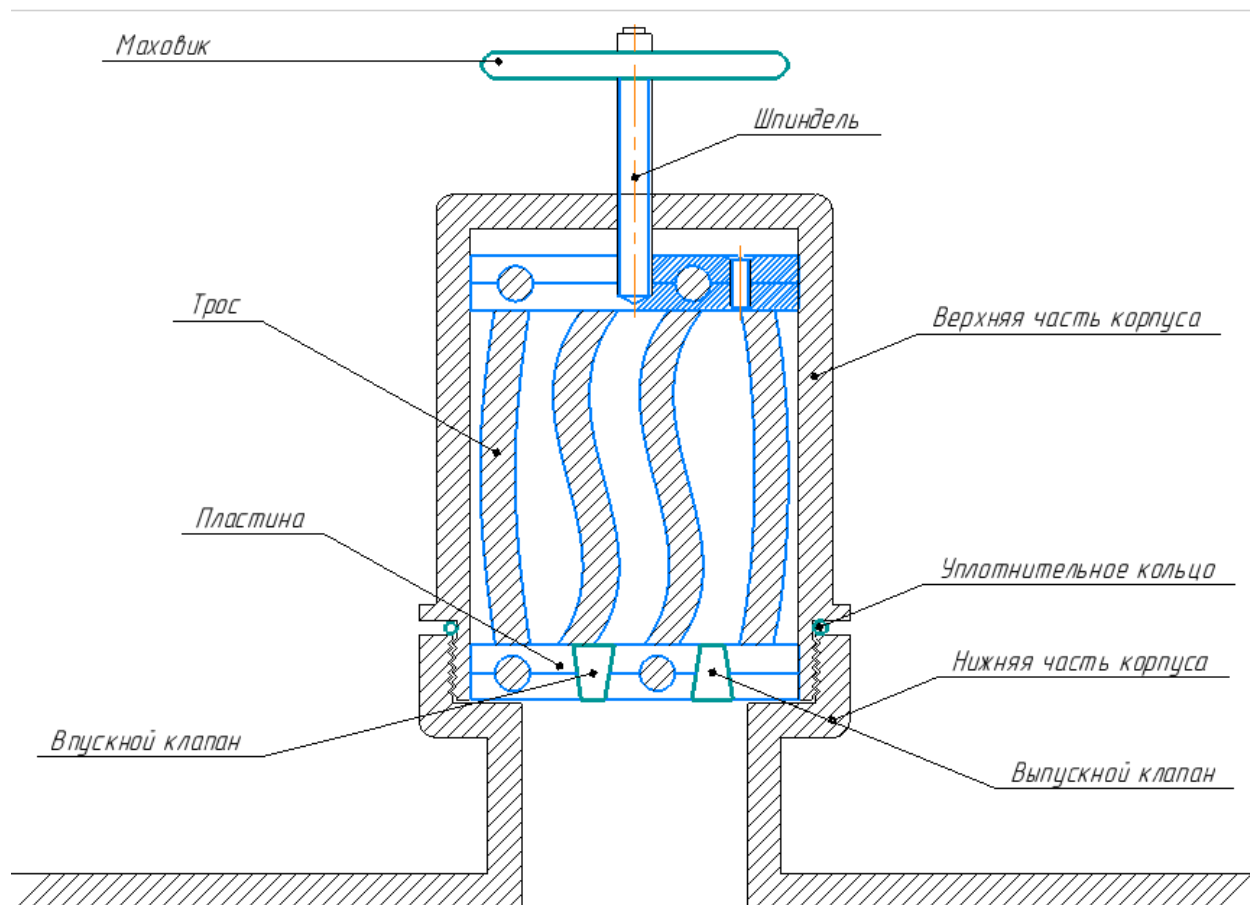


Рисунок 12 Чертеж клапана для сглаживания волн давления

В корпус данного клапана будет помещен тросовый амортизатор (рис.14) и зафиксирован шпинделем с резьбой, для регулирования упругости тросов. Регулирование будет происходить для того чтобы подобрать нужную жесткость тросов под определенные характеристики транспортируемой жидкости.

Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Буленков А.С.				Клапан для сглаживания волн давления. Принцип действия	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.							42
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						92
					НИ ТПУ ГРУППА		ИШПР 2Б5А



Рисунок 13 Тросовый амортизатор

Принцип действия: В обычном режиме пластина плотно прижимает проходное отверстие клапана. При возникновении гидравлического удара гидравлическая волна, достигая устройства, сжимает трос и часть нефтепродукта через входной клапан будет поступать в корпус клапана, тем самым уменьшая силу гидравлической волны, по мере спада давления тросы будут возвращаться в исходное положение и та часть нефтепродукта, которая поступила в корпус клапана во время гидравлического удара будет возвращаться в трубопровод через выходной клапан. Шток служит для регулирования жесткости троса.

					Клапан для сглаживания волн давления. Принцип действия	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Расчетная часть

4.1 Гидравлический расчет нефтепровода

Гидравлический расчет производится исходя из подачи, диаметра и длины расчетного участка трубопровода, физических характеристик перекачиваемой нефти или нефтепродукта, разности геодезических отметок начала и конца расчетного участка и наличия местных сопротивлений на участке [14].

Цель гидравлического расчета – определить скорость распространения гидравлической волны и силу гидравлического удара, которая выражается в превышении давления во время гидравлического удара. Для проверки применимости данного клапана к различным характеристикам транспортируемых углеводородов и различным параметрам трубопровода зададим несколько значений плотности транспортируемой жидкости, производительности трубопровода и наружным диаметром трубы. Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для гидравлического расчета

№ п/п	Производительность Q , м ³ /ч	Длина исследуемого участка L , м	Плотность нефти ρ , кг/м ³	Наружный диаметр D_n , мм
1	570	400	770	720
2	540		800	760
3	510		830	780
4	480		860	800
5	450		890	820

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Буленков А.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					44	92
Консульт.						НИ ТПУ ГРУППА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ИШПР 2Б5А		

Основой всякого гидравлического расчета является расчет подачи и расход в трубопроводе.

Расчетная суточная подача численно равна заданной годовой нагрузке G , деленной на число рабочих дней, принимаемое в соответствии с «Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями магистрального нефтепровода, нефтепродуктопровода» равна 350 дней.

Находим суточную производительность трубопровода:

$$q_{сут1} = \frac{G_1}{350} = \frac{3686900}{350} = 10534 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (1)$$

$$q_{сут2} = \frac{G_2}{350} = \frac{3628800}{350} = 10368 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (2)$$

$$q_{сут3} = \frac{G_3}{350} = \frac{3555650}{350} = 10159 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (3)$$

$$q_{сут4} = \frac{G_4}{350} = \frac{3467450}{350} = 9907 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (4)$$

$$q_{сут5} = \frac{G_5}{350} = \frac{3364200}{350} = 9612 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (5)$$

где: G_n – нагрузка в т/год.

Часовой расход в трубопроводе составляет:

$$Q_{час1} = \frac{G_1 \times K_H}{\rho_1 \times 24} = \frac{10534 \times 1}{24 \times 0,77} = 570 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (6)$$

$$Q_{час2} = \frac{G_2 \times K_H}{\rho_2 \times 24} = \frac{10368 \times 1}{0,8 \times 24} = 540 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (7)$$

$$Q_{час3} = \frac{G_3 \times K_H}{\rho_3 \times 24} = \frac{10159 \times 1}{0,83 \times 24} = 510 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (8)$$

$$Q_{час4} = \frac{G_4 \times K_H}{\rho_4 \times 24} = \frac{9907 \times 1}{0,86 \times 24} = 480 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (9)$$

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\text{час}5} = \frac{G_5 \times K_n}{\rho_5 \times 24} = \frac{9612 \times 1}{0,89 \times 24} = 450 \text{ м}^3/\text{час}; \quad (10)$$

где: K_n – односторонних нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается к нефтеперерабатывающему заводу, а также односторонних нефтепроводов, соединяющих систему;

ρ_n – плотность перекачиваемой нефти.

$$Q_{\text{сек}1} = \frac{570}{3600} = 0,158 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (11)$$

$$Q_{\text{сек}2} = \frac{540}{3600} = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (12)$$

$$Q_{\text{сек}3} = \frac{510}{3600} = 0,142 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (13)$$

$$Q_{\text{сек}4} = \frac{480}{3600} = 0,133 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (14)$$

$$Q_{\text{сек}5} = \frac{450}{3600} = 0,125 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (15)$$

где: G – производительность станции, т/год;

24 – число в сутках;

ρ_n – расчетная плотность жидкости, кг/м³;

τ - количество рабочих дней станции в году выбирается в зависимости от протяженности и диаметра нефтепровода = 350.

Скорость движения нефти в трубопроводе:

$$v_0 = \frac{4Q}{\pi d_0^2} \quad (16)$$

где: v – скорость течения жидкости, м/с;

$Q_{\text{сек}}$ - расчетная секундная подача станции, м³/сек;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр трубопровода, м.

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средняя производительность 5-ти нефтепроводов составляет $G = 3.540$ млн. т/год. По рекомендуемым значениям из РД 153-39.4-113-01 выбираем диаметр. Принимаем стали ТУ 14-158-146-2004, 12 ГСБ. Предел текучести материала трубы $\sigma_T = 350$ МПа; временное сопротивление растяжению $\sigma_B = 510$ МПа; коэффициент надежности $K_H = 1$.

В последующих расчетах будем использовать диаметр нефтепровода, толщину стенки определим следующим образом:

$$\delta = \frac{n \times P \times D_H}{2 \times R_1 + n \times P} \quad (17)$$

где: D_H - наружный диаметр трубопровода, мм;

P – допустимое рабочее давление трубопровода, рассчитываемое из условия прочности трубопровода. Так например для трубопровода диаметром 720 мм с толщиной стенки 8 мм рабочее давление – 5.6 МПа (в соответствии с РД 153-39.4-113-01) [15].

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, 1.15;

R_1 – расчетное сопротивление, определяемое по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \times m}{K_1 \times K_H}, \quad (18)$$

где: R_1^H - минимальное значение временного сопротивления σ_B , МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, $m = 0.75$;

K_1 – коэффициент безопасности по материалу, $K_1 = 1$;

K_H – коэффициент надежности. Коэффициент надежности по материалу K_H для нефтепроводов диаметром от 700 мм равен категории участков магистральных трубопроводов следует принимать по СП 36.13330.2012 [14].

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Находим расчетное сопротивление по (18):

$$R_1 = \frac{510 \times 0.75}{1 \times 1.34} = 285.44 \text{ МПа}$$

Тогда толщина стенок трубы будет равна:

$$\delta_1 = \frac{1.15 \times 5.6 \times 0.72}{2 \times (285.44 + 1.15 \times 5.6)} = 7.804 \text{ мм};$$

$$\delta_2 = \frac{1.15 \times 5.5 \times 0.76}{2 \times (285.44 + 1.15 \times 5.5)} = 8.24 \text{ мм};$$

$$\delta_3 = \frac{1.15 \times 5.5 \times 0.78}{2 \times (285.44 + 1.15 \times 5.5)} = 8.45 \text{ мм};$$

$$\delta_4 = \frac{1.15 \times 5.6 \times 0.8}{2 \times (285.44 + 1.15 \times 5.6)} = 8.83 \text{ мм};$$

$$\delta_5 = \frac{1.15 \times 5.5 \times 0.82}{2 \times (285.44 + 1.15 \times 5.5)} = 9.04 \text{ мм};$$

Определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{вн1} = 720 - 2 \times 8 = 704 \text{ мм}; \quad (19)$$

$$D_{вн2} = 760 - 2 \times 8 = 744 \text{ мм}; \quad (20)$$

$$D_{вн3} = 780 - 2 \times 9 = 762 \text{ мм}; \quad (21)$$

$$D_{вн4} = 800 - 2 \times 9 = 782 \text{ мм}; \quad (22)$$

$$D_{вн5} = 820 - 2 \times 9 = 802 \text{ мм}; \quad (23)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Рассчитываем скорость движения нефти в трубопроводе по (16):

$$v_1 = \frac{4Q_1}{\pi d_{\text{вн}1}^2} = \frac{4 \times 0,158}{3,14 \times 704^2} = 2,19 \text{ м/с};$$

$$v_2 = \frac{4Q_2}{\pi d_{\text{вн}2}^2} = \frac{4 \times 0,158}{3,14 \times 744^2} = 2,07 \text{ м/с};$$

$$v_3 = \frac{4Q_3}{\pi d_{\text{вн}3}^2} = \frac{4 \times 0,142}{3,14 \times 762^2} = 1,95 \text{ м/с};$$

$$v_4 = \frac{4Q_4}{\pi d_{\text{вн}4}^2} = \frac{4 \times 0,133}{3,14 \times 782^2} = 1,83 \text{ м/с};$$

$$v_5 = \frac{4Q_5}{\pi d_{\text{вн}5}^2} = \frac{4 \times 0,125}{3,14 \times 802^2} = 1,72 \text{ м/с};$$

Сила гидравлического удара выражается в превышении давления. Превышение давления в трубопроводе во время гидравлического удара рассчитаем по формуле:

$$\Delta p = \rho \times c \times v, \quad (24)$$

где: ρ - плотность транспортируемой нефти, кг/м³;

v - скорость течения нефти в трубопроводе, м/с;

c - расчетная скорость распространения ударной гидравлической волны, определяемая по формуле:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K_p} + \frac{\rho_0 d_0 (1 - v_n^2)}{E \times \delta}}}, \quad (25)$$

где: ρ_0 – плотность нефти, кг/м³;

K_p - объемный модуль упругости жидкости, для нефти $1,35 \times 10^9$ Па;

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

E – модуль упругости стенок трубы 2.06×10^{11} Па;

δ - толщина стенок трубы, м;

ν_{II} - коэффициент Пуассона;

Рассчитываем скорость распространения ударной гидравлической волны по (25):

$$c_1 = \frac{1}{\sqrt{\frac{770}{1.35 \times 10^9} + \frac{770 \times 0.704 \times (1 - 0.28^2)}{0.008 \times 2.06 \times 10^{11}}}} = 1070 \text{ м/с};$$

$$c_2 = \frac{1}{\sqrt{\frac{800}{1.35 \times 10^9} + \frac{800 \times 0.744 \times (1 - 0.28^2)}{0.008 \times 2.06 \times 10^{11}}}} = 1061 \text{ м/с};$$

$$c_3 = \frac{1}{\sqrt{\frac{830}{1.35 \times 10^9} + \frac{830 \times 0.762 \times (1 - 0.28^2)}{0.009 \times 2.06 \times 10^{11}}}} = 1037 \text{ м/с};$$

$$c_4 = \frac{1}{\sqrt{\frac{860}{1.35 \times 10^9} + \frac{860 \times 0.782 \times (1 - 0.28^2)}{0.009 \times 2.06 \times 10^{11}}}} = 1015 \text{ м/с};$$

$$c_5 = \frac{1}{\sqrt{\frac{890}{1.35 \times 10^9} + \frac{890 \times 0.802 \times (1 - 0.28^2)}{0.009 \times 2.06 \times 10^{11}}}} = 993 \text{ м/с}$$

Определяем превышения давления по формуле (24):

$$\Delta p_1 = \rho_1 \times c \times v_1 = 770 \times 1070 \times 2.19 = 1804341 \text{ Па} = 1,8 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_2 = \rho_2 \times c \times v_2 = 800 \times 1061 \times 2.07 = 1757016 \text{ Па} = 1,75 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_3 = \rho_3 \times c \times v_3 = 830 \times 1037 \times 1.95 = 1678385 \text{ Па} = 1,67 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_4 = \rho_4 \times c \times v_4 = 860 \times 1015 \times 1.83 = 1597407 \text{ Па} = 1,6 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_5 = \rho_5 \times c \times v_5 = 890 \times 993 \times 1,72 = 1520084 \text{ Па} = 1,52 \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

4.1.1 Расчет коэффициента пропускной способности клапана

Для защиты трубопровода от повышения давления необходимо подобрать коэффициент пропускной способности клапана. Для полученных значений превышения давления рассчитаем какой должен быть коэффициент пропускной способности клапана для того чтобы защитить трубопровод от превышения давления [9].

Коэффициент пропускной способности клапана рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{кл} = \frac{Q_0}{\sqrt{2(p_{доп} - p_{атм})/\rho}} \left(1 - \frac{p_{доп} - p_0}{\rho c v} \right), \quad (26)$$

где: $Q_0 = S \times v$ - начальный расход жидкости в трубопроводе м³/с;

$p_{доп}$ - максимально допустимое значение давления в трубопроводе, Па;

$p_{атм}$ - атмосферное давление, Па;

p_0 - давление на клапан, Па;

ρ - плотность транспортируемой нефти, кг/м³;

c - скорость распространения гидравлической ударной волны, м/с;

v - скорость течения нефти в трубопроводе, м/с.

Подставляя данные в формулу (26) получим:

$$K_{кл1} = \frac{2.19 \times (\pi \times 0.72^2 / 4)}{\sqrt{2(36-1) \times 98100 / 770}} \left(1 - \frac{36-18}{770 \times 1070 \times 2.19} \right) = 0.0094 \text{ м}^2;$$

$$K_{кл2} = \frac{2.07 \times (\pi \times 0.76^2 / 4)}{\sqrt{2(34-1) \times 98100 / 800}} \left(1 - \frac{34-17}{800 \times 1061 \times 2.07} \right) = 0.01 \text{ м}^2;$$

$$K_{кл3} = \frac{1.95 \times (\pi \times 0.78^2 / 4)}{\sqrt{2(32-1) \times 98100 / 830}} \left(1 - \frac{32-16}{830 \times 1037 \times 1.95} \right) = 0.011 \text{ м}^2;$$

$$K_{кл4} = \frac{1.83 \times (\pi \times 0.8^2 / 4)}{\sqrt{2(30-1) \times 98100 / 860}} \left(1 - \frac{30-15}{860 \times 1015 \times 1.83} \right) = 0.011 \text{ м}^2;$$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{кл5} = \frac{1.72 \times (\pi \times 0.82^2 / 4)}{\sqrt{2(28-1) \times 98100 / 890}} \left(1 - \frac{28-14}{890 \times 993 \times 1.72} \right) = 0.012 \text{ м}^2;$$

4.2 Расчет упругого элемента клапана на устойчивость к сжатию

Расчет стержня проведен в соответствии с методическими указаниями «Расчет центрально-сжатых стержней на устойчивость» [16].

Цель расчета – определить критическую силу при которой стержень ломается, рассчитать коэффициент запаса устойчивости стержня и сделать вывод устойчив ли стержень при воздействии на него данной силы.

Для расчета примем 5 стальных стержней одинаковой длины $l = 50 \text{ см} = 500 \text{ мм}$, стержни выполнены из марки стали Ст. 3, оба конца стержней закреплены жестко (схема закрепления стержней и его продольное сечение представлены на рис. 1). Диаметры стержней примем следующие: $d_1 = 10 \text{ мм}$; $d_2 = 13 \text{ мм}$; $d_3 = 16 \text{ мм}$; $d_4 = 19 \text{ мм}$; $d_5 = 22 \text{ мм}$.

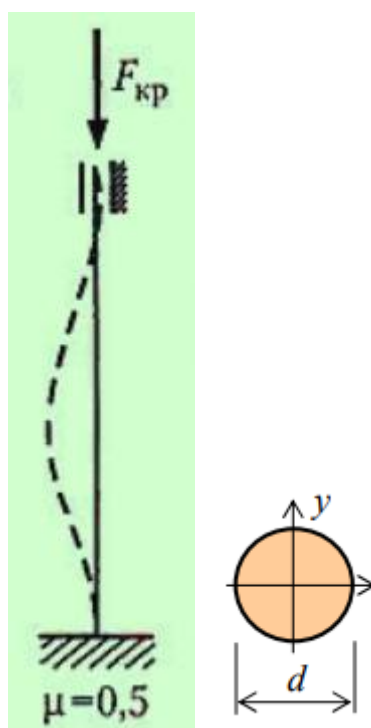


Рисунок 14 – Схема закрепления стержня и продольного сечения

На данные стержни будет действовать сила, которую выразим из формулы давления твердого тела:

$$P = \frac{F}{S}, \quad (27)$$

где: F – сила, действующая на твердое тело, Н;

S – площадь поперечного сечения стержня, м^2 ;

P – давление на твердое тело, Па.

Подставляя, значения в формулу (27) получим:

$$F_1 = P_1 \times S_1 = 1804341 \times 3.79 \times 10^{-4} = 684 \text{ Н};$$

$$S_1 = \frac{\pi \times d_1^2}{4} = \frac{3.14 \times 2.2^2}{4} = 3.79 \text{ см}^2;$$

$$F_2 = P_2 \times S_2 = 1757016 \times 2.83 \times 10^{-4} = 497 \text{ Н};$$

$$S_2 = \frac{\pi \times d_2^2}{4} = \frac{3.14 \times 1.9^2}{4} = 2.83 \text{ см}^2;$$

$$F_3 = P_3 \times S_3 = 1678385 \times 2.01 \times 10^{-4} = 337 \text{ Н};$$

$$S_3 = \frac{\pi \times d_3^2}{4} = \frac{3.14 \times 1.6^2}{4} = 2.01 \text{ см}^2;$$

$$F_4 = P_4 \times S_4 = 1597407 \times 1.32 \times 10^{-4} = 211 \text{ Н};$$

$$S_4 = \frac{\pi \times d_4^2}{4} = \frac{3.14 \times 1.3^2}{4} = 1.32 \text{ см}^2;$$

$$F_5 = P_5 \times S_5 = 1520084 \times 0.78 \times 10^{-4} = 118 \text{ Н};$$

$$S_5 = \frac{\pi \times d_5^2}{4} = \frac{3.14 \times 1^2}{4} = 0.78 \text{ см}^2;$$

Далее найдем главные моменты инерции по формуле:

$$J_{x1} = J_{y1} = \frac{\pi \times S_1^4}{64}, \quad (28)$$

где: S_1 - площадь поперечного сечения стержня

$$J_{x1} = J_{y1} = \frac{\pi \times S_1^4}{64} = \frac{3.14 \times 3.79^4}{64} = 10.1 \text{ см}^4;$$

$$J_{x2} = J_{y2} = \frac{\pi \times S_2^4}{64} = \frac{3.14 \times 2.83^4}{64} = 3.15 \text{ см}^4;$$

$$J_{x3} = J_{y3} = \frac{\pi \times S_3^4}{64} = \frac{3.14 \times 2.01^4}{64} = 0.8 \text{ см}^4;$$

$$J_{x4} = J_{y4} = \frac{\pi \times S_4^4}{64} = \frac{3.14 \times 1.32^4}{64} = 0.15 \text{ см}^4;$$

$$J_{x5} = J_{y5} = \frac{\pi \times S_5^4}{64} = \frac{3.14 \times 0.78^4}{64} = 0.018 \text{ см}^4$$

Затем определяем радиусы инерции:

$$i_x = i_y = \sqrt{\frac{J_x}{S}}, \quad (29)$$

где: J_x — главный момент инерции;

S — площадь поперечного сечения стержня.

$$i_{x1} = i_{y1} = \sqrt{\frac{10.1}{3.79}} = 1.63 \text{ см}$$

$$i_{x2} = i_{y2} = \sqrt{\frac{3.15}{2.83}} = 1.05 \text{ см}$$

$$i_{x3} = i_{y3} = \sqrt{\frac{0.8}{2.01}} = 0.63 \text{ см}$$

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{x4} = i_{y4} = \sqrt{\frac{0.15}{1.32}} = 0.33 \text{ см}$$

$$i_{x5} = i_{y5} = \sqrt{\frac{0.018}{0.78}} = 0.15 \text{ см}$$

Так как один конец стержня закреплен жестко, а другой свободный, то коэффициент приведения длины будет равен $\mu = 2$ (прил. 1).

Находим максимальную гибкость стержня:

$$\lambda = \frac{\mu \times l}{i}, \quad (30)$$

где: μ — коэффициент приведения длины;

l — длина стержня;

i — радиус инерции.

$$\lambda_1 = \frac{\mu \times l}{i_1} = \frac{0.5 \times 50}{1.63} = 15.33 \leq \lambda_{np} = 100$$

λ_{np} для стали марки Ст3 приведена в прилож. 2

Так как расчетная гибкость стержня меньше практической, то расчет критической силы ведем по формуле Ясинского:

$$F_{cr} = S \times (a - b \times \lambda), \quad (31)$$

где: S — площадь поперечного сечения стержня;

a, b — коэффициенты для стали марки Ст 3 приняты из приложения 2;

λ — максимальная гибкость стержня.

$$F_{cr1} = 3.79 \times (310 - 1.14 \times 15.33) = 1109 \text{ Н}$$

Коэффициент запаса устойчивости равен:

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$n_{y1} = \frac{F_{\sigma 1}}{F_1} = \frac{1109}{684} = 1.62$$

Минимальный коэффициент запаса устойчивости в соответствии с нормами СП 16.13330.2017. «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*» составляет $n_y = 1.3$ [17]. На основании этого можно сделать вывод о том, что стержень устойчив.

$$\lambda_2 = \frac{\mu \times l}{i_2} = \frac{0.5 \times 50}{1.05} = 24 \leq \lambda_{np} = 100$$

$$F_{\sigma 2} = 2.83 \times (310 - 1.14 \times 24) = 800H$$

$$n_{y2} = \frac{F_{\sigma 2}}{F_2} = \frac{800}{497} = 1.61 > 1.3 \text{ стержень устойчив.}$$

$$\lambda_3 = \frac{\mu \times l}{i_3} = \frac{0.5 \times 50}{0.63} = 40 \leq \lambda_{np} = 100$$

$$F_{\sigma 3} = 2.01 \times (310 - 1.14 \times 40) = 531H$$

$$n_{y3} = \frac{F_{\sigma 3}}{F_3} = \frac{531}{337} = 1.57 > 1.3 \text{ стержень устойчив.}$$

$$\lambda_4 = \frac{\mu \times l}{i_4} = \frac{0.5 \times 50}{0.33} = 76 \leq \lambda_{np} = 100$$

$$F_{\sigma 4} = 1.32 \times (310 - 1.14 \times 76) = 295H$$

$$n_{y4} = \frac{F_{\sigma 4}}{F_4} = \frac{295}{211} = 1.4 > 1.3 \text{ стержень устойчив.}$$

$$\lambda_5 = \frac{\mu \times l}{i_5} = \frac{0.5 \times 50}{0.15} = 166.6 \geq \lambda_{np} = 100$$

Так как расчетное значение предельной гибкости стержня больше чем практическое, расчет критической силы ведем по формуле Эйлера для стержней концы, которых зажаты с двух сторон:

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{\text{э}} = \frac{4\pi^2 \times E \times J}{l^2}, \quad (32)$$

где: E - модуль Юнга, для стали равен 2×10^6 кг/см²;

J - главный момент инерции стержня;

l - длина стержня

Подставляя значения в формулу (32) получим:

$$P_{\text{э}} = \frac{4 \times 3.14^2 \times 2 \times 10^8 \times 0.018 \times 10^{-8}}{0.5^2} = 167.9 \text{ Н}$$

$$n_{\text{y5}} = \frac{P_{\text{э}}}{F_5} = \frac{167.9}{118} = 1.42 > 1.3 \text{ стержень устойчив.}$$

Вывод: По результатам расчет можно сделать вывод о том, что выбранные стержни подходят для выбранных характеристик трубопровода выдержат силу гидравлического удара.

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований [18].

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Буленков А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
Руковод.		Рудаченко А.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						58	92
					НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А		

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета научно-технического исследования.
-

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В данной научно-исследовательской работе разрабатывается клапан для повышения эффективности систем сглаживания волн давления в нефтепроводах.

Целевым рынком данного исследования будут являться нефтедобывающие и нефтетранспортные компании.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценивать сильные и слабые стороны разработок конкурентов [18].

Бк1 – установка системы сглаживания волн давления Аркрон 1000 на базе клапана ФлексФло.

Бк2 – установка системы сглаживания волн давления «Daniel Vaive» на базе клапанов Данфло.

Оценочная карта анализа представлена в таблице 5.1.2.1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1.2.1)$$

где: K – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 5.1.2.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
2.Энергоэкономичность	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
3.Надежность	0,18	5	5	5	0,9	0,9	0,9
4.Простота эксплуатации	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность продукта	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
2.Уровень проникновения на рынок	0,07	3	5	5	0,21	0,35	0,35
3.Цена	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
4.Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
5.Послепродажное обслуживание	0,06	5	3	3	0,3	0,18	0,18
6.Финансирование научной разработки	0,03	4	4	4	0,12	0,12	0,12
7.Срок выхода на рынок	0,04	3	5	5	0,12	0,2	0,2
8.Наличие сертификации разработки	0,06	3	5	5	0,18	0,3	0,3
Итого	1	62	52	46	4,53	4,28	4,13

В результате можно увидеть, что предлагаемая разработка способна составить конкуренцию существующим на этом рынке установкам.

5.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [18].

Технологию QuaD будем применять для установки с разработанным в данной работе клапаном. Для удобства составим оценочную карту (таблица 5.1.3.1)

Таблица 5.1.3.1 – Оценочная для оценки качества и перспективности разработки технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,08	95	100	0,9	0,072
2. Надежность	0,09	95	100	0,95	0,0855
3. Уровень материалоемкости разработки	0,05	100	100	1	0,05
4. Уровень шума	0,07	90	100	0,8	0,056
5. Безопасность	0,08	100	100	1	0,08
6. Простота эксплуатации	0,06	80	100	0,9	0,054
7. Ремонтопригодность	0,07	90	100	0,95	0,0665
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкуренентоспособность продукта	0,09	95	100	0,95	0,0855
9. Уровень проникновения на рынок	0,07	70	100	0,7	0,049
10. Перспективность рынка	0,09	100	100	1	0,09
11. Цена	0,08	95	100	0,95	0,076
12. Послепродажное	0,07	95	100	0,95	0,0665
				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					61

обслуживание					
13. Срок выхода на рынок	0,05	90	100	0,9	0,045
14. Наличие сертификации разработки	0,05	80	100	0,8	0,04
Итого	1	-	-	-	0,916

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1.3.1)$$

где: P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Таким образом, полученное средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в пределах от 1 до 0,8, значит, согласно технологии QuaD данная разработка является перспективной.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

5.2 Планирование научно-исследовательской работы

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Перечень этапов, работ и распределения исполнителей представлен в таблице 5.2.1.1.

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент
	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследования	Студент, руководитель
	4	Определение списка нормативных документов для ВКР	Студент
	5	Календарное планирование работ	Студент, руководитель
Теоретические исследования	6	Анализ существующих методов борьбы с гидравлическим ударом	Студент
	7	Разработка проекта клапана	Студент
	8	Расчетная часть	Студент
	9	Финансовый менеджмент	Студент, руководитель
	10	Социальная ответственность	Студент, руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка полученных результатов расчетов	Студент, руководитель

5.2.2 Определения трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов [18]. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.2.2.1)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{\psi_i}, \quad (5.2.2.2)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$t_{ож\kern 0.08em i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.2.3.1)$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.2.3.2)$$

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

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

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

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

Рассчитанные значения представлены в таблице 5.2.3.1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2.3.1 Временные показатели проведения научного
исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	3	5	3,8	Руководитель, студент	3,8	5
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Студент	12	14
Выбор направления исследования	3	6	4,2	Студент, руководитель	2,1	3
Определение списка нормативных документов для ВКР	10	15	12	Студент	12	15
Календарное планирование работ	2	2,5	2,2	Студент, руководитель	2,2	3
Анализ существующих методов борьбы с гидравлическим ударом	4	6	4,8	Студент	2,4	3
Разработка проекта клапана	10	15	12	Студент, руководитель	12	14
Расчетная часть	15	23	19	Студент	14	16
Финансовый менеджмент	7	10	9	Студент, руководитель	9	10
Социальная ответственность	7	10	9	Студент, руководитель	9	10
Оценка полученных результатов расчетов	5	7	6	Студент, руководитель	3	4

На основании таблицы 5.2.3.1 строим календарный план-график (табл. 5.2.3.2.)

Таблица 5.2.3.2 – Календарный план-график

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi}	Продолжительность работ											
				Февраль			Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент	5												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	14												
3	Выбор направления исследования	Студент, руководитель	3			 									
4	Определение списка нормативных документов для ВКР	Студент	15												
5	Календарное планирование работ	Студент, руководитель	3					 							
6	Анализ существующих методов борьбы с гидравлическим ударом	Студент	3												
7	Разработка проекта клапана	Студент, руководитель	14					 							
8	Расчетная часть	Студент	16												
9	Финансовый менеджмент	Студент, руководитель	10									 			
10	Социальная ответственность	Студент, руководитель	10										 		
11	Оценка полученных результатов расчетов	Студент, руководитель	4											 	

 - студент  - руководитель

5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы
- отчисления во внебюджетные фонды
- накладные расходы

Для данного НТИ статьи материальные расходы нет, так как основную часть составляет теоретическое исследование на повышение энергоэффективности систем сглаживания волн давления за счет замены существующих клапанов на проектный [18].

5.2.4.1 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных руководителей, студентов-исполнителей исследования. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада [18].

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

$$Z_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (5.2.4.1.1)$$

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

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5.2.4.1.2)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\phi}}, \quad (5.2.4.1.3)$$

где: Z_m – месячный должностной оклад работника, руб. (в качестве месячного оклада дипломника выступает стипендия, которая составляет 1900 руб. и 23264 руб. для профессора, доктора физико-математических наук);

F_{ϕ} – действительный годовой фонд рабочего времени персонала;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-ти дневная неделя.

Баланс рабочего времени представлен в таблице 5.2.4.1.1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2.4.1.1 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	273	273
Нерабочие дни	47	47
Потери рабочего времени	58	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	168	216

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{нр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (5.2.4.1.4)$$

где: $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.

$k_{\text{нр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

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

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

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.2.4.1.2

Таблица 5.2.4.1.2 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$З_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{нр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб	$З_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, руб	$З_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2808	41,1	115408,8
Студент	1900	0	0	1,3	2470	119	81,5	9698,5
Итог								125107,3

5.2.4.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников [18].

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{осн} \quad (5.2.4.2.1)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона № 212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1% [18].

Таблица 5.2.4.2.1 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата
Руководитель	115408,8
Студент	9698,5
Коэффициент отчислений	27,1%.
Итого	33904

5.2.4.3 Накладные расходы

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

Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 2) * k_{нр}, \quad (5.2.4.3.1)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: k_{nr} – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$З_{накл} = (125107,3 + 33904) * 0,16 = 25442 \text{ руб.}$$

5.2.4.4 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта

Таблица 5.2.4.4.1 – Расчет бюджета затрат НТИ

Статья	Сумма, руб
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	125107,3
Отчисления во внебюджетные фонды	33904
Накладные расходы	25442
Бюджет затрат НТИ	184453,3

5.2.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения [18].

Определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (5.2.5.1)$$

где: $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разах (значение меньше единицы, но больше нуля) [18].

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (5.2.5.2)$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп1}}$) равен отношению интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя.

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}} \quad (5.2.5.3)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}} \quad (5.2.5.3)$$

Таблица 5.2.5.1 – Сравнительная оценка характеристик вариантов
исполнения проекта

Критерий	Объект исследования	Вес критерия	Разработанный клапан	ССВД Аркрон 1000	ССВД Daniel Vaive
Удобство в эксплуатации		0,15	5	4	4
Энергоэкономичность		0,09	5	3	2
Надежность		0,18	5	4	4
Простота эксплуатации		0,1	5	3	3

Далее составим конечную сводную таблицу, где сравним варианты используемого оборудования (Таблица 5.2.5.2).

Таблица 5.2.5.2 Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Разработанный клапан	ССВД Аркрон 1000	ССВД Daniel Vaive
Интегральный финансовый показатель разработки	0,82	0,86	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	2,6	1,89	1,8
Интегральный показатель эффективности	3,17	2,19	1,8
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,69	0,57

Вывод по разделу: В ходе данного расчета был проведен анализ конкурентных технических решений на основе которого можно сделать вывод о том, что данное НТИ является конкурентоспособной. Также определены этапы и трудоемкость данного НТИ на основе которых был построен график Ганта. После был сформирован бюджет НТИ, который составил 184453,3 руб. В заключении проделанной работы были рассчитаны показатели интегральной и сравнительной эффективности. Сравнение эффективности проведения исследования показало экономическую целесообразность использования проектируемого клапана, имеющий высокий показатель ресурсоэффективности $I_p = 2.6$. На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что создание клапана сглаживания волн давления является экономически обоснованным и оправданным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Социальная ответственность при проведении работ на нефтеперекачивающей станции

Важнейшей задачей при установке системы сглаживания волн давления на нефтеперекачивающей станции на магистральном нефтепроводе является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Рабочее место находится в нескольких километрах к югу от жилой зоны города, магистрального нефтепровода. Климат района расположения объекта - резко континентальный, характеризующийся суровой зимой с устойчивыми низкими температурами воздуха и сравнительно жарким летом, большой изменчивостью погоды, частыми сильными ветрами и интенсивной солнечной радиацией.

6.1 Производственная безопасность

На производственном объекте при эксплуатации возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности [19].

В таблице 6.1.1 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой производственной среды, в соответствии с отечественным ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Буленков А.С.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В								76	92	
Консульт.								НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

Таблица 6.1.1 – Опасные и вредные факторы при установке ССВД на нефтеперекачивающей станции

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Изготовление системы	Пуско-наладочные работы	Эксплуатация	
Отклонение показателей микроклимата		+	+	ГОСТ 12.1.005–88 [20]
Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 [22]
Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 [21]
Повышенная запыленность и загазованность	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [20]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.003–91 [24]
Оборудование и трубопроводы работающие под давлением		+	+	ПБ 03–576–2003 [26]
Взрывоопасность и пожароопасность		+	+	ППБ 01–03 [27]

Анализ выявленных факторов при установке системы сглаживания волн давления

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С .

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи [20].

2. Превышение уровня вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [21].

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены: применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения; организационнотехническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

3. Превышение уровня шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [22]. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [22].

4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [23].

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

Анализ выявленных опасных факторов при проведении работ по установке системы сглаживания волн давления

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [24].

2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования работающего под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т.д. [25].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [26].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка).

3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться ППБ 01-03 [27], РД-13.220.00-КТН-367-06 [28] и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

6.2 Экологическая безопасность

При выполнении ремонтных работ на линейной части нефтепровода необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004, СНиП III-42-80*, ВСН 012-88 (глава 9), и другими нормативными документами.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, нефтезагрязненного грунта;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействия на природную среду в период ремонтных работ

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при производстве изоляционных работ;
- Образование и размещение отходов, образующихся при ремонте.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;

Загрязнение атмосферного воздуха в период ремонтных работ происходит за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов ЗВ от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

- По окончании ремонтных работ должна быть проведена рекультивация нарушенных земель согласно РД 39-00147105-006-97.

Все образовавшиеся отходы производства, при выполнении работ (огарки сварочных электродов, абразивный материал, ТБО, снятую гидроизоляцию труб,) собрать и разместить в контейнеры для временного хранения и дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями РД 153-39.4-115-01.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для данного района характерны чрезвычайные ситуации природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -40°C); метели и снежные заносы и техногенного характера: пожары; взрывы паровоздушных смесей; отключение электроэнергии, другие аварии; разливы аварийно-химические опасные вещества (АХОВ). Район не сейсмичен [29]. По статистическим материалам, путем экспертной оценки или другими методами можно определить наиболее вероятные внутренние и внешние чрезвычайные ситуации (ЧС). Из внутренних ЧС часто происходят пожары по разным причинам, отключения электроэнергии, воды, тепла, а также крайне опасные, нефтяные пожары, взрывы паровоздушных смесей, разливы аварийно-химические опасные вещества (АХОВ). Внешние ЧС происходят на автомобильных и железных дорогах, соседних предприятиях.

Наиболее вероятна чрезвычайная ситуация на нефтеперекачивающей станции, является пожар. Причиной пожара может стать утечка нефти из трубопровода, которая перекачивается данной НПС. Во избежание утечек нефти нужно тщательно следить за уплотнением на стыках между насосной установкой и трубопроводом. Не допускать превышения давления в трубопроводе.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На нефтеперекачивающей станции должна предусматриваться система пенного пожаротушения, которая состоит из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей на территории нефтеперекачивающей станции.

В случае пожара необходимо немедленно дать сигнал о пожарной тревоге и сообщить о пожаре в пожарную охрану. Далее, в случае необходимости, организовать эвакуацию людей из опасного участка. При необходимости отключить электроэнергию и прекратить все работы на НПС. Организовать встречу пожарной охраны и оказать помощь прибывшим специалистам.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Установка системы сглаживания волн давления является объектом повышенной опасности для всего персонала, а также объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, которые прошли обучение и имеют допуск к работе оборудования, транспорта, а также знают, как действовать в случаях аварий, в нештатных ситуациях.

Правила безопасного ведения работ регламентируются в соответствии с Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а также других действующих нормативных документов. Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости.

Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах
- общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);
- повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ)

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного процесса по реконструкции НПС участок проведения работ должен правильно организован в соответствии с СНТ 2.09.04-2009 «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. Нормы проектирования» Это касается расположения оборудования и техники для сбора загрязнения, машин, пунктов отдыха и обогрева. Размеры площадок определяются в зависимости от габаритов механизма, запаса устойчивости площадки на уклоне, условий обслуживания таким образом, чтобы во всех случаях от крайних габаритных точек до конца площадки со всех сторон было не менее 1 м. Рабочая зона должна быть обозначена информационными плакатами, знаками, по возможности оградительными сооружениями или сигнальными лентами.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вывод по разделу: Таким образом, установка системы сглаживания волн давления (ССВД) на нефтеперекачивающую станцию является достаточно опасной, трудозатратной технологической операцией, требующей соблюдения большого количества правил и норм, регламентируемых нормативной документацией. Для обеспечения безопасного проведения работ персоналом по установке ССВД и предупреждения аварийных ситуаций, а также для обеспечения должного уровня охраны окружающей среды от вредных факторов и веществ необходимо соблюдать не только технологические регламенты, но и соблюдать правила безопасности при работе с оборудованием, материалами и действующим нефтепроводом. Большое внимание стоит уделять компоновке рабочей зоны, состоянию используемого оборудования, использованию качественных средств индивидуальной защиты. Персонал должен обеспечен необходимым комплектом оборудования, спецодежды, обучен и проинструктирован.

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе был проведен обзор существующих методов борьбы с гидравлическим ударом, в ходе которого было выявлено, что наиболее успешным средством по борьбе с гидравлическим ударом является установка система сглаживания волн давления. Приведено подробное описание системы сглаживания волн давления Аркрон 1000 и ее принцип действия. На основе анализа, существующих средств сглаживания волн давления был предложен проект клапана, работающего по принципу изменения объема рабочего тела.

На основе исходных данных был проведен гидравлический расчет в результате которого была определена скорость распространения гидравлической волны и рассчитано превышение давления, также определены коэффициенты пропускной способности клапана для предотвращения превышения давления в трубопроводе. На основе полученных расчетов был произведен расчет упругого элемента клапана на устойчивость. По результатам данных расчетов можно сделать вывод о том, что упругий элемент клапана устойчив и сможет выдержать нагрузку при гидравлическом ударе.

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Буленков А.С.				Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Рудаченко А.В.						88	92	
Консульт.						НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								

Список использованных источников

1. Лапшев, Н. Н. Гидравлика: учеб. для вузов по специальности "Строительство" / Н.Н. Лапшев. - М. : Академия, 2007. – 268.
2. Лурье М.В. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. — М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2005. — 118 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти/ Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак, М.В. Лурье, В.М. Писаревский, А.Д. Прохоров, А.Е. Сощенко, А.М. Шаммазов; Под редакцией С.М.Вайнштока: Учеб. для вузов. В 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. — Т. 2. — 621 с
4. Фокс Д.А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах: Пер. с англ. - М.: Энергоиздат, 2006. – 248.
5. Вязунов Е.В., Приближенный метод построения зависимости давления всасывания от времени после отключения насосной станции, НТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», №2, М., ВНИИОЭНГ, 2006.
6. С.В. Дейнеко, А.С. Алихашкин: Трубопроводный транспорт нефти. Учебный полигон: Учеб. пособие. — М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014 — 55 с.
7. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 «По техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций»
8. Адоевский А.В. ССВД как средство защиты магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления. Промышленная безопасность и экология, 2010, №8
9. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Учебное пособие. 2012 – 456 с.
10. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. «Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 434 с.: ил.

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Булленков А.С.				Список использованных источников		
Руковод.	Рудаченко А.В						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
						Лит.	Лист
							89
						Листов	92
						НИ ТПУ	
						ИШПР	
						ГРУППА	
						2Б5А	

11. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебник. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – 477 с.: ил.
12. Патент 2059918 Российская Федерация МПК F16L55/05. Демпфер гидравлический для гашения гидравлического удара / А.С. Лунев, А.А. Никитин, А.А. Михайлов; заявл. 31.03.2006; опубл. 10.05.2007 – 2 с.
13. Патент 2127395 С 1 Российская Федерация, 6 F 16 L 55/045. Устройство защиты от гидравлического удара / Б. Ф. Турутин, А. В. Лютов; заявитель и патентообладатель Турутин Б.Ф. № 96111342/06, заявл. 04.06.96; опубл. 10.03.99; Бюл. № 7. 3 с.: ил.
14. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*(с изменением №1)»
15. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»
16. Е.А. Мартынов: «Расчет центрально-сжатых стержней на устойчивость» Методические указания к выполнению расчетно-графических работ студентов строительных и механических специальностей и направлений бакалавриата / Омск: Изд-во СиБАДИ, 2013. – 44 с.
17. СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*»
18. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А.: «Финансовый менеджмент и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие/ И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
19. ГОСТ 12.0.003–2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

22. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности
23. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
26. ПБ 03–576–2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
27. ППБ 01–03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.
28. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
29. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

					Список использованных источников	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Коэффициенты расчетной (приведения) длины μ

Вид материала	Схема закрепления стержня и вид нагрузки							
сталь	1,0	0,7	0,5	2,0	1,0	2,0	0,725	1,12
дерево	1,0	0,8	0,65	2,2	1,0	2,2	0,73	1,2

Приложение 2

Коэффициенты для расчета по формуле Ясинского-Тетмайера

Материал	a , МПа	b , МПа	λ_0	λ_{np}
Сталь Ст2	264	0,70	60	105
Сталь Ст3	310	1,14	61	100
Сталь Ст4, 20	328	1,15	60	96
Сталь Ст5, 30	464	3,26	60	90
Сталь 40	321	1,16	60	90
Сталь 45	449	1,67	52	85
Сталь С235	295	1,00	60	102
Сталь С275	345	1,10	63	91
Дюралюминий Д16Т	406	1,83	30	53
Сосна, ель	29,3	0,194	-	70

					Разработка систем сглаживания волн давления в технологических трубопроводах нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Буленков А.С.				Приложения	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						92
Консульт.						НИ ТПУ ГРУППА ИШПР 2Б5А	
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						