

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « » с установкой системы сглаживания волн давления»

УДК 622.692.5 – 048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Щукина Дарья Сергеевна		18.05.2016г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н		18.05.2016г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		11.05.2016г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		28.04.2016г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		19.05.2016г.

Томск – 2016г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код
результата

Результат обучения
(выпускник должен быть готов)

Профессиональные компетенции

- P1 Применять *глубокие* естественнонаучные, математические и инженерные *знания* для создания и обработки новых материалов
- P2 Применять *глубокие знания* в области современных технологий машиностроительного производства для решения *междисциплинарных* инженерных задач
- P3 Ставить и решать *инновационные задачи инженерного анализа*, связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения
- P4 Разрабатывать технологические процессы, *проектировать* и использовать *новое* оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на *мировом* рынке машиностроительного производства
- P5 Проводить теоретические и экспериментальные *исследования* в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в *сложных* и *неопределенных* условиях
- P6 Внедрять, *эксплуатировать* и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их *высокую эффективность*, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции «[REDACTED]» с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Планируемые результаты обучения по ООП	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	2	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Универсальные компетенции

- P7 Использовать глубокие знания по *проектному менеджменту* для ведения *инновационной* инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
- P8 Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
- P9 Эффективно работать индивидуально, в качестве *члена* и *руководителя группы*, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность *следовать корпоративной культуре* организации
- P10 Демонстрировать *глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов* инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах *устойчивого развития*
- P11 *Самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности

					Планируемые результаты обучения по ООП	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ 11.04.2016 г. А.В. Рудаченко
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Щукиной Дарье Сергеевне

Тема работы:

«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « », с установкой системы сглаживания волн давления»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.05.2016г. №3998/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.05.2016г.

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.).

Нефтеперекачивающая станция
Производительность – 3,015 млн.т/год.
Режим работы НПС– круглосуточный.
Насосы магистральные-НМ 2500-230:
подача $Q=2500 \text{ м}^3/\text{ч}$; напор $H=230 \text{ м}$
3 шт., (2 рабочих, 1 в резерве)
Насосы ЦНС105-342:
подача $Q=105 \text{ м}^3/\text{ч}$; напор $H=342 \text{ м}$
4-шт., (3 рабочих, 1 резервный),

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. Проведение обзора литературы по указанной тематике. 2. Характеристика объекта исследования. 3. Проведение технологического расчета объекта исследования. 4. Основные технологические решения по реконструкции НПС. 5. Социальная ответственность 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема нефтеперекачивающей станции.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева Ольга Викторовна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович
«Основные технологические решения по реконструкции КС»	Чухарева Наталья Вячеславовна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.11.2015г.
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н		17.10.2015г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Щукина Дарья Сергеевна		17.10.2015г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Щукиной Дарье Сергеевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	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	Смета затрат на оборудование, материалы, работу; амортизация основного и вспомогательного оборудования.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных средств; нормы отчисления на социальные нужды.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизационные отчисления, отчисления на социальные нужды.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка экономической выгоды и эффективности; оценка экологической безопасности.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Бюджет расходов на установку ССВД складывается из капитальных вложений на монтаж, стоимости материалов, оплаты труда рабочих, и прочих затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	В ходе работы выяснилось, что ССВД должна обеспечить безопасную перекачку нефти с точки зрения гуманитарного, материального и экологического ущерба.

Перечень графического материала:

Таблицы.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	06.04.2016г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		06.04.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Щукина Дарья Сергеевна		06.04.2016г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Щукиной Дарье Сергеевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	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)	1. Рабочее место находится в 1 километре 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 Т (с 254 по 431 километр). 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:

	Вредные факторы:
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.	1. Отклонение микроклимата; 2. Повышенный уровень шума и вибрации; 3. Повышенный уровень ионизирующих излучений; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды.	Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы, производственного оборудования (в т.ч. грузоподъёмные); 2. Поражение электрическим током; 3. Электрическая дуга или искры при сварке; 4. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; 5. Взрывоопасность и пожароопасность.
3. Охрана окружающей среды:	В целях защиты окружающей среды от загрязнения на ЛПДС проводятся мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в водоемы, воздух и почву. На НПС осуществляется постоянный контроль воздушной среды. Эти данные фиксируются на рабочем месте и передаются на диспетчерский пункт. Вокруг объекта устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 "Сооружения промышленных предприятий".
Перечень графического материала:	
Технологическая схема компрессорной станции к расчетному заданию: «Оценка массы газовых огнетушащих веществ машинного зала»	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.04.2016г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		27.04.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Щукина Дарья Сергеевна		27.04.2016г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2016	<i>Характеристика объекта исследования</i>	13
19.04.2016	<i>Технологический расчет нефтепровода</i>	14
25.04.2016	<i>Основные технологические решения по реконструкции</i>	14
29.04.2016	<i>Последовательность проведения реконструкции</i>	12
02.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	13
16.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	11
20.05.2016	<i>Заключение</i>	12
28.05.2016	<i>Презентация</i>	11
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н		17.11.2015г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		17.11.2015г.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определениями:

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

Давление рабочее на входе НПС: Наибольшее избыточное давление в нефтепроводе на входе НПС из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки.

Давление рабочее на выходе НПС: избыточное давление в нефтепроводе в точке после регулятора давления (при его наличии) на выходе магистральной насосной станции для проектного режима перекачки, обеспечивающего расчетную пропускную способность нефтепровода для рассматриваемого этапа развития.

Запас кавитационный: минимально необходимый для нормальной работы насоса на входе в него, избыток давления над упругостью паров рабочей жидкости при заданной температуре.

Магистральный нефтепровод: инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

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

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

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « » с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	10	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Реконструкция: изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества, площади, объема и т.д.). В том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.

Система сглаживания волн давления: Сооружение, оснащенное комплексом технических устройств, обеспечивающее защиту магистральных нефтепроводов и промежуточных нефтеперекачивающих 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».

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения

АУПТ	- автоматическая установка пожаротушения
ЕСН	- единый социальный налог
КПП СОД	-камера приема-пуска снарядов очистки и диагностики
ЛПДС	- линейная производственная диспетчерская станция
МНА	- магистральный насосный агрегат
МН	- магистральный нефтепровод
ОВПФ	- опасные и вредные факторы
ПСП	- приемо-сдаточный пункт

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ПДК	- предельно допустимая концентрация
ПДБК	- предельно допустимая взрывобезопасная концентрация
ПНА	- подпорный насосный агрегат
РВС	- резервуар вертикальный стальной
РП	- резервуарный парк
САР	- система автоматического регулирования
СИКН	- система измерения количества и качества нефти
СИЗ	- средства индивидуальной защиты
ФГУ	- фильтры-грязеуловители
ФОТ	- фонд оплаты труда

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.003 – 74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12124 – 87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры.
3. ГОСТ 12.1.029 – 80 Средства и методы защиты от шума. Классификация.
4. ГОСТ 12.1.003 – 2014 Шум. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.1.004 – 91 Пожарная безопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.007 – 76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.1.008 – 76 Биологическая безопасность. Общие требования.
9. ГОСТ 12.1.010 – 76 Взрывобезопасность. Общие требования.
10. ГОСТ 12.1.012 – 2004 Вибрационная болезнь. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.029 – 80 Средства и методы защиты от шума. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.030 – 81 Защитное заземление, зануление.
13. ГОСТ 12.1.038 – 82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. ГОСТ 12.2.003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

15. ГОСТ 14202– 69Трубопроводы промышленных предприятий.
16. ГОСТ 17.1.3.06 – 82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
17. ГОСТ 17.1.3.13 – 86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
18. ГОСТ 17398 – 72 Насосы. Термины и определения.
19. ГОСТ Р 22.0.01 – 94 Безопасность в ЧС. Основные положения.
20. ГОСТ Р 22.0.07 – 95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
21. ГОСТ Р 22.3.03 – 94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
22. ГОСТ 25812 – 83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
23. ГОСТ 31385 – 2008 Резервуара вертикальные, цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
24. ГОСТ 6134 – 87 Насосы динамические, методы испытаний.
25. ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей.
26. ГОСТ 8.417-2002 ГСИ Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы измерения.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119с., 9 рис., 14 табл., 37 источников, 2 прил.

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

Объект исследования: нефтеперекачивающая станция расположенная на территории Новосибирской области Западно-Сибирского региона.

Цель работы – реконструкция нефтеперекачивающей станции с установкой системы сглаживания волн давления.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены основные этапы по технологии проведения работ «установка системы сглаживания волн давления». Проведены технологические и гидравлические расчеты магистрального трубопровода, расчет крутизны волны давления. Проведен анализ влияния гидравлического удара на трубопровод, и его последствия.

По результатам выполнения работы, был построен и проанализирован график с показателями изменения крутизны волны давления в трубопроводе. На основании полученных результатов было выявлено, что с использованием «систем сглаживания волн давления» риск возникновения аварийных ситуаций связанных с повышением давления - значительно уменьшается.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды.

Экономическая эффективность/значимость работы. Произведен расчет капитальных вложений на монтаж, стоимость материалов, оплату труда рабочих приведенных в сравнение с затратами на ликвидацию аварии, которая возможна без применения «системы сглаживания волн давления».

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции «[REDACTED]» с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	14	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Abstract

Final paper 119 p., 9 fig., 14 tabl., 37 citations, 2 applications.

Key words: trunk pipeline, pumping station, pumping unit, the system of smoothing of pressure waves, hydraulic shock, accident, pressure wave, high blood pressure.

Object of study: pumping station located on the territory of the Novosibirsk region of the West Siberian region.

The purpose of the work - the reconstruction of pumping station with the installation of the pressure waves of anti-aliasing system.

In the final qualifying work of the main stages of work on the "Installation of pressure waves smoothing system" technology. Conducted technological and hydraulic calculations of the main pipeline, the calculation of the slope of the pressure wave. The effect of the water hammer in the pipeline, and its consequences.

According to the results of the work, it was built and analyzed a chart with indicators of changes in the slope of the pressure wave in the pipeline. Based on these results, it was found that with the use of "pressure waves smoothing systems," the risk of accidents associated with increased pressure - is significantly reduced.

In the final qualifying work the activities of labor and building safety, environmental protection.

Cost-effectiveness / significance of the work. The calculation of capital investments for the installation, the cost of materials, wages and salaries given in comparison with the costs of the liquidation of the accident, which is possible without the use of "pressure waves smoothing system."

					Abstract	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

		Стр.
	Введение	17
1	Обзор литературы	19
2	Технологическая часть	33
	2.1 Краткая характеристика природно-климатических и гидрогеологических условий	33
	2.2 Анализ схем работы и основного оборудования НПС «Барабинская» перед реконструкцией	35
	2.3 Основное технологическое оборудование НПС	40
3	Обоснование необходимости реконструкции	50
	3.1 Технологический расчет	50
	3.2 Гидравлический расчет	60
	3.3 Расчет крутизны волны давления	65
4	Основные решения по реконструкции НПС с установкой ССВД	69
	4.1 Общие требования к строительству перевооружению, реконструкции действующих НПС	69
	4.2 Требования к ССВД	70
	4.3 ССВД как средство защиты МН от волн повышенного давления	73
5	Социальная ответственность	83
	5.1 Производственная безопасность	83
	5.2 Экологическая безопасность	93
	5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
5	Финансовый менеджмент	101
	6.1 Составление сводного сметного расчета	101
	6.2 Техничко-экономические показатели	108
	Заключение	111
	Список использованных источников	112
	Приложение А Общая характеристика оборудования НПС	116
	Приложение В Технологическая схема ССВД	119

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « » с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В				ДР	16	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Введение

Актуальность выпускной квалификационной работы. Насосно-силовые агрегаты – основная движущая сила потока нефти, их бесперебойная работа обеспечивает транспорт нефти по трубопроводам от поставщика к потребителю. При этом насосное оборудование входит в состав нефтеперекачивающих станций, функционирование которых должно предусматривать безостановочную и безаварийную работу всей системы в целом, за исключением вывода объектов в ремонт с остановкой нефтепровода.

Другим важным вопросом, относящимся к безаварийной эксплуатации нефтеперекачивающей станции, является применение различных технологий защиты оборудования не только от воздействия внешних, но и внутренних факторов, к которым относятся волны давления, возникающие по причине неустановившегося течения жидкости, приводящие к такому опасному явлению, как гидроудар, и далее, к разгерметизации трубопровода и выхода нефти на поверхность.

Установка защитных устройств на нефтеперекачивающих станциях типа «Система сглаживания волн давления», позволяет не допустить возникновения этих опасных явлений (гидроударов).

Цель выпускной квалификационной работы бакалавра. Реконструкция нефтеперекачивающей станции с установкой системы сглаживания волн давления.

Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проведение обзора литературы по указанной тематике.
2. Характеристика объекта реконструкции с приведением текущих и предлагаемых параметров работы и технического состояния.

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « » с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	17	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

3. Проведение технологических расчетов объекта исследования магистрального нефтепровода.

4. Техничко-экономическое обоснование выбираемого оборудования для реконструкции и определение последовательности проведения основных этапов работ с учетом требования промышленной и экологической безопасности.

5. Проведение расчетов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведенных в сравнение с затратами на ликвидацию аварии, которая возможна без системы сглаживания волн давления.

Объект исследования. Нефтеперекачивающая станция расположенная на территории Новосибирской области Западно-Сибирского региона.

Предмет исследования. Технология установки системы сглаживания волн на нефтеперекачивающей станции.

Личный вклад автора выпускной квалификационной работы бакалавра. Проведение технологических расчетов, основы которых были получены в ходе прохождения производственных и преддипломных практик.

Апробация работы. Основные разделы работы были представлены на семинарах автором ВКР, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Строительный контроль и диагностика магистральных трубопроводов», «Техническое обслуживание и ремонт нефтегазопроводов».

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Обзор литературы

Научное сообщество, проектировщики и технологи на протяжении многих лет исследуют поведение жидкостей в трубопроводах в результате их перемещения. Этот интерес обусловлен вероятностью возникновения различных осложняющих процессов в трубопроводах и влияет на изменение гидравлических параметров транспортируемой среды.

Примером таких исследований могут служить работы в области гидравлики Д. Бернулли, Дарси–Вейнсбаха, Л Эйлера Н. Ньютона и др.

Так же вопросами разработки методов гидравлического расчета трубопроводов для перекачки ньютоновских жидкостей посвящены труды многих исследователей. Из современных работ в области исследования гидравлических сопротивлений и прогнозирования коэффициента гидравлического сопротивления можно выделить труды, А.Д. Альтшуля, И.А. Исаева, М.В. Лурье [1], П.М Слисского, Г.К. Филоненко В.И. Черникина, Л.К. Якимова и др.

Объем информации в области исследований переходных процессов жидкости в трубопроводе, довольно большой, в связи с этим целесообразно остановить свое внимание, только на основных работах, в этой области.

Одними из первых исследований по изучению режимов течения жидкости в трубопроводе являются данные, полученные Д. Бернулли. В результате автором установлено существование двух режимов течения в трубопроводах: ламинарный, турбулентный.

На пример исследования Жуковского [2] показали возможность расчета уравнения, характеризующего гидравлический удар.

Н.Е. Жуковским был проведен опыт, на водокачке Московского водопровода, он проанализировал процессы, возникающие при изменении расходов воды, протекающих через трубу.

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « XXXXXXXXXX » с установкой системы сглаживания волн давления»		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Щукина Д.С..			Обзор литературы	Литера	Лист
Руковод.		Герасимов А.В				ДР	19
Консульт.							Листов
Зав. каф		Рудаченко А.В.					119
					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Данный анализ, привел Жуковского к интегралу волнового уравнения, основные параметры которого определяются, граничными и начальными условиями и давление и величины скорости истечения жидкости. Как показано ученым, характерным признаком для процесса гидравлического удара, является взаимная связь изменения скорости с величиной давления, учет нарушения непрерывного процесса, связанный с отраженными волнами изменений давления, и ускорение от свободной поверхности. Ученый Н.Е. Жуковский вывел формулу, амплитуды гидроудара, для случаев перехода трубы в тройник и тупик были получены примеры для вычисления, величин максимального удара [2].

Так же Н.Е. Жуковским были выполнены специальные исследования, которые определяют время для безопасного закрытия задвижки, определения места утечек воды, необходимый объем воздушного клапана, и отыскание на линии трубопровода мест, в которых происходит скопление воздуха [2].

Формирование волн давления, гидравлический удар и его последствия

Используемые на магистральных нефтепроводах насосы оказывают на поток перекачиваемой нефти существенное энергетическое воздействие.

При изменении режима работы насосов или насосной станции в целом в целом упорядоченность данного воздействия нарушается, что приводит к колебаниям давления и скорости потока в различных его сечениях. В большинстве случаев это сопровождается интенсивным и опасным ростом давления в потоке, сопоставимым по своему воздействию на трубопроводы и оборудование с ударом. Поэтому явление резкого и скоротечного повышения давления в потоке жидкости называется гидравлическим ударом.

Гидравлический удар вызывается в основном неустановившимся течением жидкости. Причинами такого течения в нефтепроводном транспорте могут быть: резкое прикрытие задвижек, резкое срабатывание регулирующих устройств на выходе станций, остановка и пуск одного или нескольких насосных агрегатов на перекачивавших станциях и т.д.

Во всех отмеченных случаях в точке возмущения потока наблюдается изменение давления. Наиболее выражено оно при остановках агрегатов, когда всего за несколько секунд давление на входе насосов поднимается на 1,5-2,0 МПа. Столь интенсивный рост давления несет в себе опасность нарушения герметичности трубопроводов и технологического оборудования.

Явление полного и прямого гидравлического удара

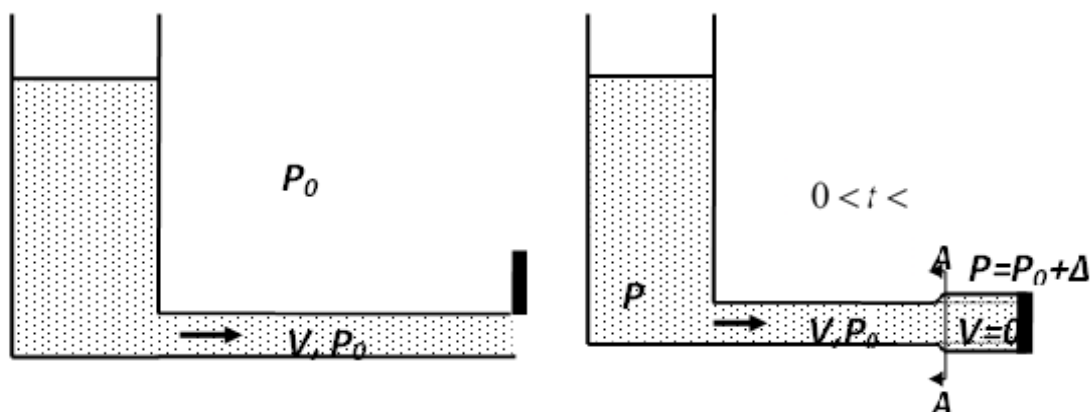


Рисунок 1.1-Переходные процессы жидкости в трубопроводе

Представим, что в исходном состоянии трубопровод открыт, где: $V > 0$ - скорость движения жидкости, P_0 - давление жидкости.

Происходит процесс мгновенного закрытие трубопровода. Слои жидкости, останавливаются от столкновения крана с заслонкой. В связи с этим кинетическая энергия жидкости начинает переходить в деформацию стенок трубы (происходит расширение трубы у заслонки), (ΔP -величина повышения давления у заслонки). Далее на остановившиеся слои жидкости будет происходить «натекание» следующих слоев, тем самым вызывая сжатие жидкости и возрастание давления, которое с некоторой скоростью распространяется в противоположную сторону скорости движения жидкости. А-А- сечение переходной области которое называется ударной волной. Перемещения сечения скорости А-А (фронта волны) является скоростью распространения ударной волны - а.

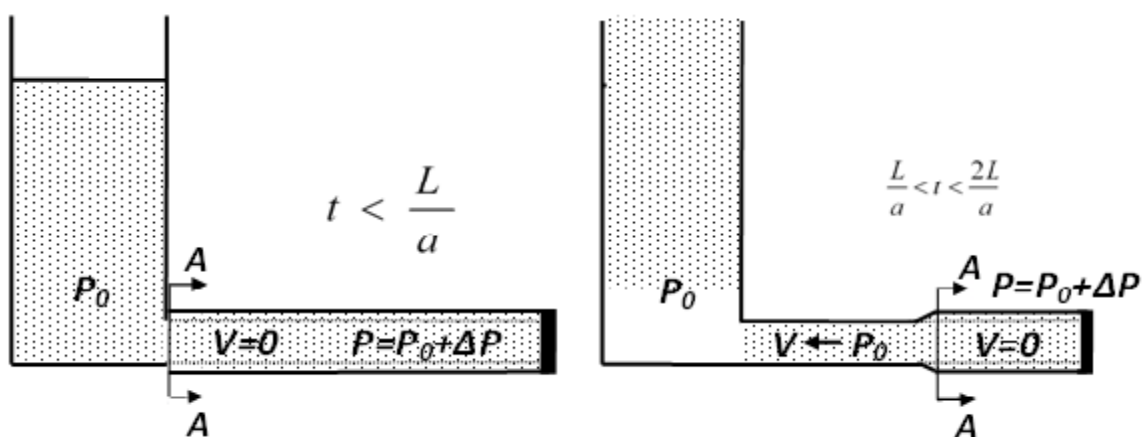


Рисунок 1.2-Переходные процессы жидкости в трубопроводе

Этот процесс проходит в период времени $0 < t < \frac{L}{a}$.

$t < \frac{L}{a}$ В момент времени, вся жидкость окажется сжатой и не подвижной, а трубопровод окажется расширенным. Такое состояние является неравновесное. Так как у источника давление P_0 , а в трубе $P = P_0 + \Delta P$, процесс движения жидкости будет осуществляться в сторону меньшего давления- из трубы в резервуар.

Процесс начинается от начала трубы. Жидкость будет вытекать из трубы в резервуар с некоторой скоростью V -некоторая скорость течения жидкости из трубы в резервуар. Ударная волна А-А, начинает перемещаться к концу трубы со скоростью - а. Давление в трубе при этом снижается до- P_0 (рисунок 1.3)..

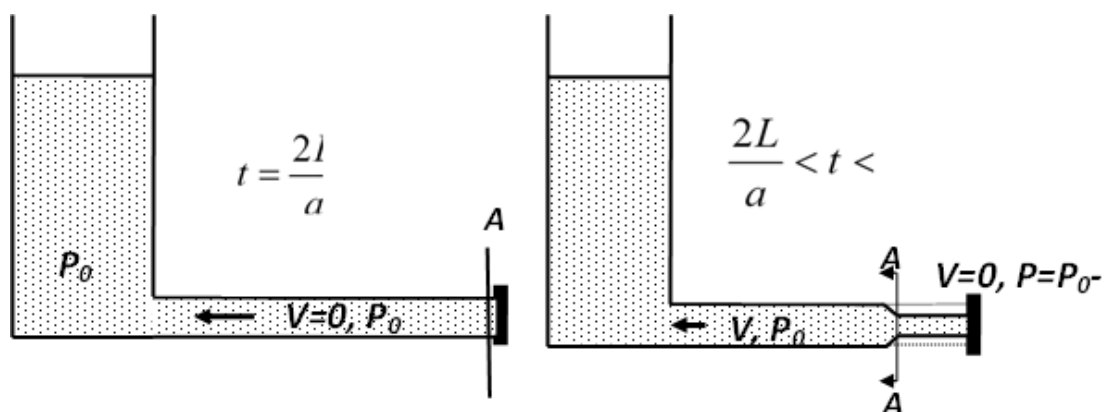


Рисунок 1.3-Переходные процессы жидкости в трубопроводе

Данный процесс будет происходить в период времени $\frac{L}{a} < t < \frac{2L}{a}$

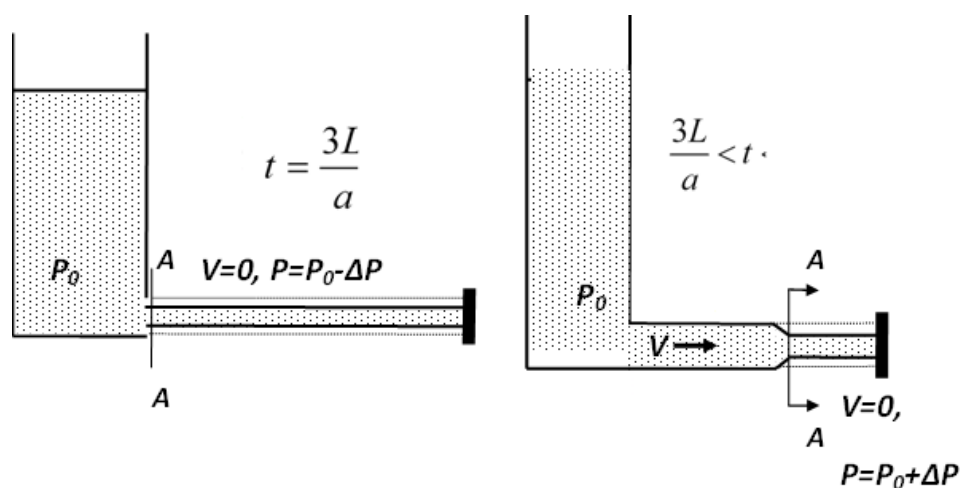
Происходит переход энергии деформации жидкости в энергию кинетическую, V - некоторая скорость жидкости, с направлением в обратную сторону. P_0 – давление установленное во всем трубопроводе. По инерции движение жидкости идет к началу трубы, при этом начинает испытывать деформации на растяжение, что в свою очередь уменьшает давление вблизи заслонки.

Происходит возникновение отрицательной ударной волны, движущейся от конца трубы к ее началу со скоростью - a , , тем самым сжатая волна остается за фронтом волны. Вновь происходит превращение кинетической энергии в энергию деформации (сжатия).

$t = \frac{3L}{a}$ в данный момент времени, вся труба оказывается сжатой, и волна достигает начала трубы. Вблизи источника давление выше, чем во фронте. Слои жидкости из-за этого под воздействием перепада давления начинают движение к концу трубы или (к заслонке) с некоторой скоростью $V > 0$, давление увеличивается при этом до P_0 .

В связи с этим в период времени $\frac{3L}{a} < t < \frac{4L}{a}$ начинает происходить процесс выравнивания давления в трубе. Движение ударной волны при этом протекает со скоростью a от начала трубы к концу (рисунок 1.4).

В момент времени $t = \frac{4L}{a}$ волна достигает конца трубы.



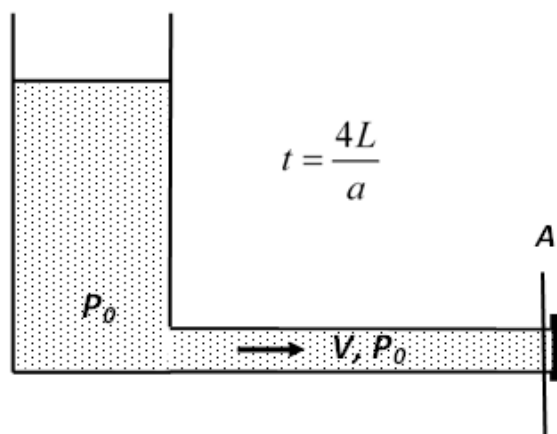


Рисунок 1.4 – Переходные процессы жидкости в трубопроводе

Затем весь процесс начнется сначала.

Скорость распространения ударной волны-напрямую зависит от упругих деформаций материала трубопровода, и от сжимаемости жидкости.

Протекание гидравлического удара во времени (рисунок 1.5).

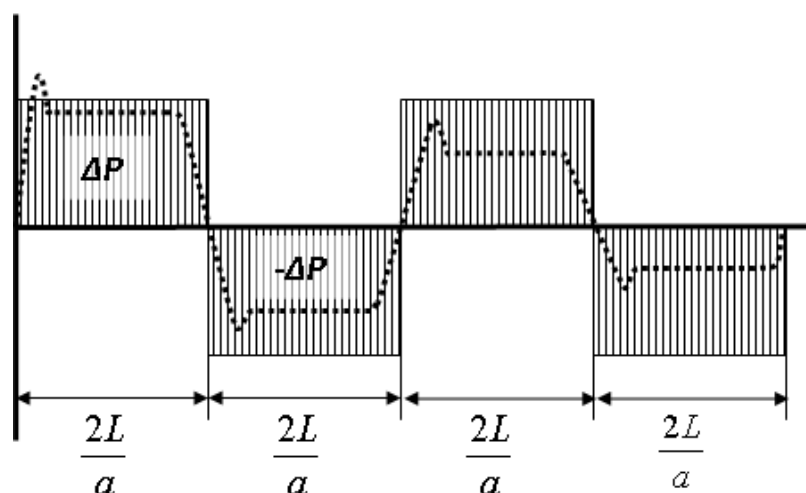


Рисунок 1.5 - Протекание гидравлического удара во времени

Рассмотренный процесс распространения ударной волны не затягивается на долгое время. Жуковский [2] в своих опытах зарегистрировал по двенадцать полных циклов. И при этом величина давления постепенно понижалась. Обеспечение исходного напора происходит за счет рассеивания энергии в резервуаре и за счет трения в трубе. Сплошная заштрихованная область на (рисунке 1.5) показывает теоретическое изменение давления в

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

результате гидроудара. Прерывистой линией обозначен приблизительный вид действительного изменения давления.

Возможные последствия волн давления:

- усталостное разрушение труб;
- осевое разделение фланцевых соединений;
- нарушение целостности сварных швов;
- нарушение соосности насосов ;
- образование продольных трещин в трубах;
- серьезные повреждения трубопроводов и опорных конструкций.

Также случай гидравлического удара, сопровождающегося кавитацией (разрыв сплошности) подробно рассмотрел Д.Н. Смирнов [3]. Экспериментальные исследования ученого показали, существующие условия, от которых гидроудар в трубопроводе сопровождается повышением давления, считающиеся выше величины гидроудара по Жуковскому [2]. Для гидроудара с кавитацией было приведено теоретическое обоснование, но замкнутая математическая модель не разработана.

Зарубежным ученым, Л. Аллиеву был разработан математический метод анализа, на основе данных им «цепных уравнений», анализ гидроударных явлений в трубопроводе. Данный метод дает право проводить, практически исчерпывающий анализ гидроудара, в трубопроводах простого исполнения, вызванного закрытием задвижек. Принимается, что изменение в поперечном сечении трубы, когда происходит закрытие задвижки-линейно, а квадратный корень из напора пропорционален скорости истечения.

Метод анализа гидроудара, стал основанием для дальнейшей исследовательской работы ученого в данной области. Доказательство справедливости метода, было многократно подтверждено опытными путями, к примеру: эксперименты Д. Эйду, Р. Камишеля и С. Гариеля, в Тулузе в лаборатории электротехнической школы, и на установке «Сулом».

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

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

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: 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.

К.П. Макаров, М.А. Мостков [4], Н.А. Чарный [5], Г.К. Лоттер, К. Егер [5], рассматривали применение на низконапорных водопроводах уравнительные резервуары, как средство для борьбы с нежелательными волновыми явлениями. Ученые в своих работах показали, что от возникновения волн давления на трубопроводах гидроэлектростанции и

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

водопроводах, эффективно защищает применение уравнильных резервуаров. А также приводится методика определения размера и типа уравнильных резервуаров .

Так же исследованием уравнильных резервуаров занимались такие известные ученые, как М.Х. Чадри [], М.А., Н.А. Картвелишвили [6], Д.А Фокс [7], Д. Зорли и др.

-Воздушный колпак (один из типов уравнильных резервуаров): 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 100м⁵,

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

это затрудняет его практическое использование в МН, из-за достаточно высокого давления внутри колпака.

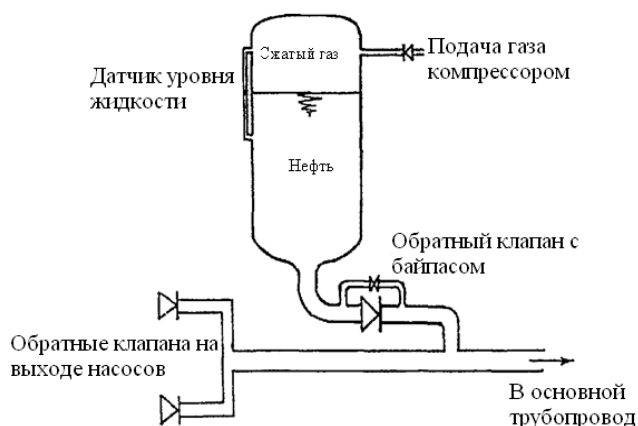


Рисунок 1.6.- Воздушный колпак на выходе перекачивающей станции

Использование воздушного колпака для защиты трубопроводов от волн давления рассматривали многие российскими и зарубежные ученые: И.А. Чарный [5], В.Л. Стритер, Д.А. Вотерз, Фокс [7], М.Х. Чадри, Г.З. и др.

В.Д. Помроем, Д.З. Лозинским [] были проведены экспериментальные исследования, в области работы поршневого насоса с воздушным колпаком. Как показали результаты экспериментов, на нефтеперекачивающих станциях с поршневыми насосами, колебания давления эффективно гасятся, с использованием воздушных колпаков.

-Установка маховика на ось насоса (рисунок 1.7): еще один метод для борьбы с волнами давления, возникающими из-за остановки перекачивающей станции. Одним из первых этот метод предложил и качественно оценил английский ученый Д.А. Фокс [7].

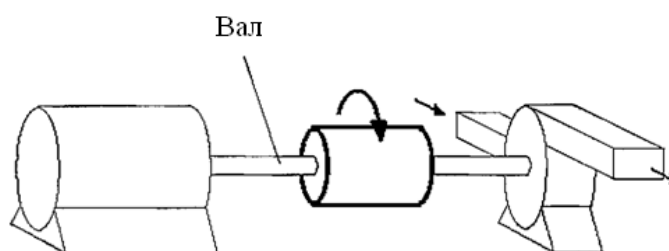


Рисунок 1.7- Принципиальная схема маховика, установленного на валу насосного агрегата

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: 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.

Одними из первых ученых кто предложил использование обратных клапанов стали, Л. Керр и Р.С. Куик . В своих докладах ученые описали ряд опытных испытаний, рассмотренного устройства на существующих системах водопровода, показано, что применение данного устройства предотвращает опасные колебания давления в трубопроводе при остановке насосного агрегата

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

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

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 (рисунок 1.8).

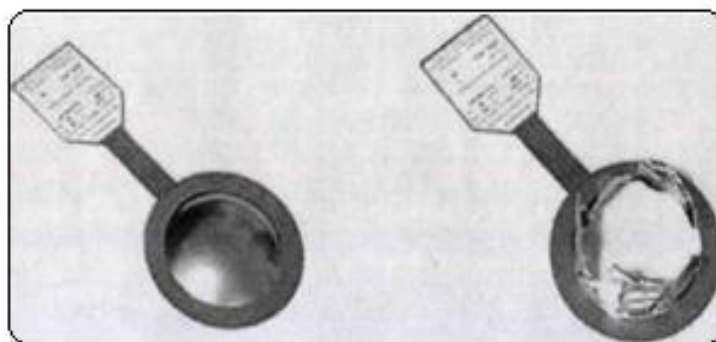


Рисунок 1.8 – Разрывная мембрана до и после разрыва

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

Предохранительный клапан: это более совершенное средство для трубопроводов защиты от чрезмерного повышения давления. При повышении давления выше настроечного, 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 (рисунок 1.9).

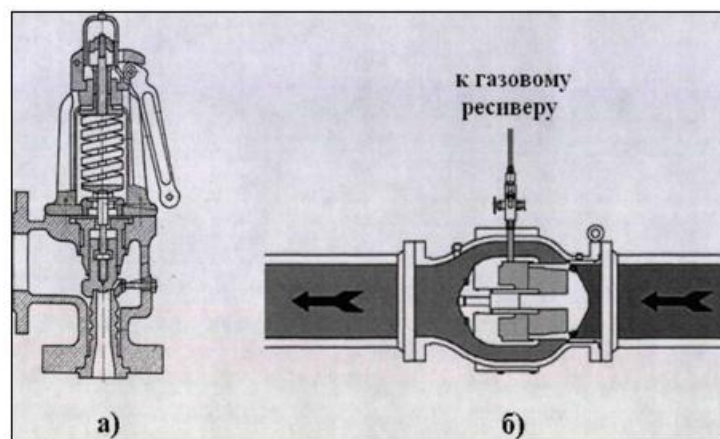


Рисунок 1.9 - Клапан предохранительный: а) пружинный; б) клапан с газовым аккумулятором

При работе трубопровода с использованием пружинного клапана, на запорный элемент с одной стороны действует сила давления жидкости, с другой сила пружины.

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.

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

Для обеспечения надежной защиты устанавливаются несколько предохранительных клапанов. В этом случае пружинный клапан при срабатывании, может войти в автоколебание, чего не наблюдается для клапанов с газовым аккумулятором.

Ж.А. Провуст и .Р.Д. Зорли проводили исследования поведения обратного клапана на перекачивающей станции, в процессе переходных процессов в трубопроводе было показано, существование переходных процессов, вследствие которых обратный клапан начинает хлопнуть. Что в свою очередь не редко приводит к колебанию давления на перекачивающей станции. Амплитуда давления данных колебаний составляет 0.7-3.0 МПа. Ж.А.

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

Провуст и Р.Д. Зорли , дают рекомендации по выбору типа и размеров обратных клапанов, с целью избежать возможного их хлопанья.

-Система автоматического регулирования: 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 закрытие 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 гидромолоты на валу между электродвигателем и насосом, давление снижается по такому же принципу, как описано выше в методе «перепуска части потока»).

Исследование работы системы автоматического регулирования давления на перекачивающей станции посвящены многие работы, в частности, работы Е.В. Вязунова [9], Л.В. Полянская [10], В.А. Юфина и др.

-Система сглаживания волн давления: предназначена для сглаживания волны давления, возникающей на входе нефтеперекачивающей станции. Первое упоминание ССВД было приведено в 1976 г. При этом указано, что из основных преимуществ является независимость от электроснабжения.

На магистральных нефтепроводах объем сброса нефти через клапана ССВД при её срабатывании составляет 30 ...100 м. В отличие от предохранительных клапанов ССВД реагирует не только на абсолютную величину давления, но и на скорость ее увеличения. Это обеспечивается за счет включения в систему пневматического аккумулятора

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

2 Технологическая часть

2.1 Краткая характеристика природно-климатических и гидрогеологических условий

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.

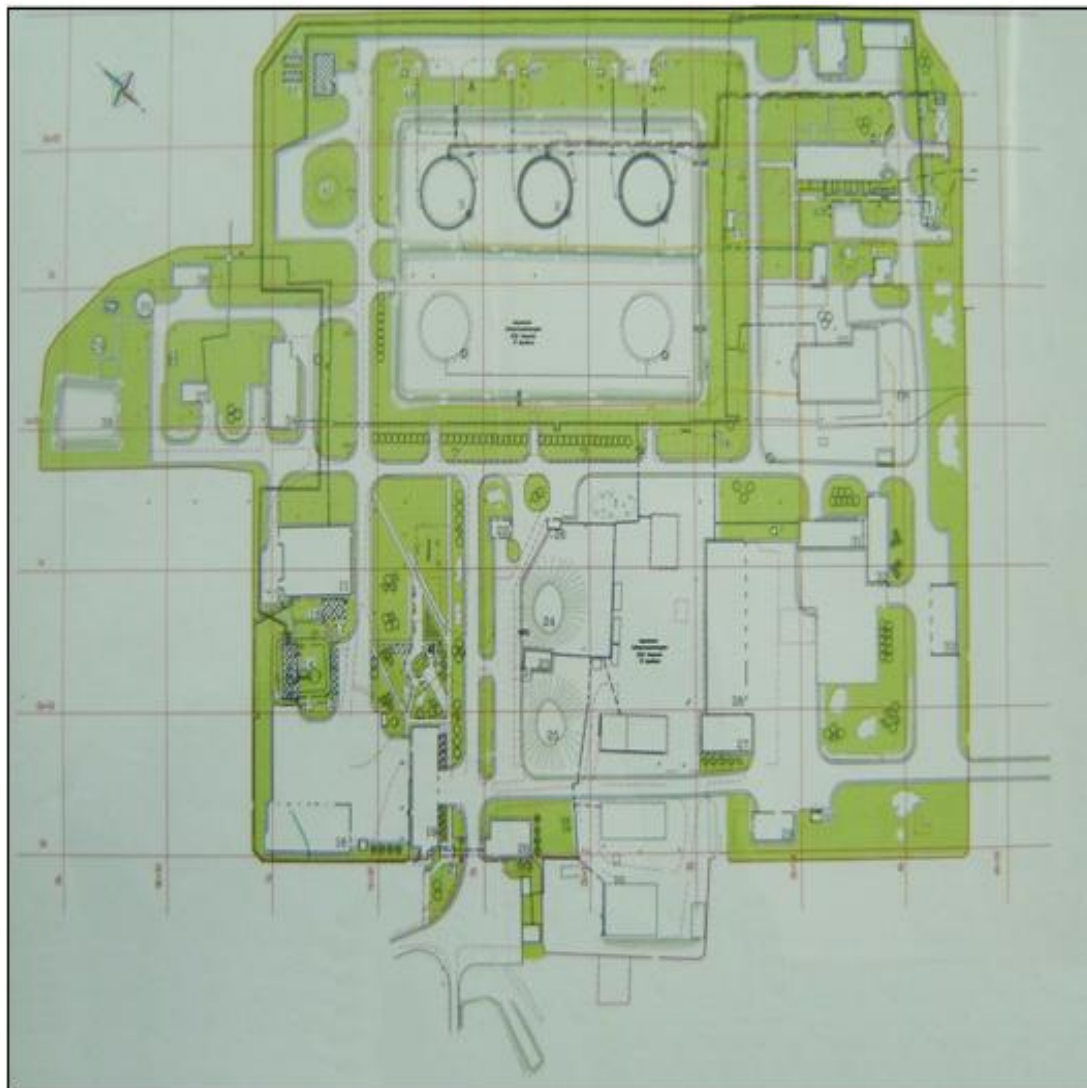


Рисунок 2.1 – План технологических площадок БЛПДС

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « XXXXXXXXXX » с установкой системы сглаживания волн давления»		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Щукина Д.С.			Технологическая часть	Литера	Лист
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	33
Консульт.							Листов
Зав. каф		Рудаченко А.В.					119
						ТПУ гр. 3-2Б21Т	

Таблица 2.1 – Климат района расположения декларируемого объекта характеризуется следующими показателями

Параметры	Значения
1	2
Среднегодовая температура воздуха, °С	-0,1
Средняя тах температура наиболее жаркого месяца, °С	+24,6
Средняя тах температура наиболее холодного месяца, °С	– 24
Абсолютный тах температуры воздуха, °С	+38
Абсолютный min температуры воздуха, °С	-50
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}$ С, сут.	187
Среднегодовая сумма осадков, мм	514
Суточный максимум осадков, мм	95
Жидких и смешанных осадков за год	370
Влажность наиболее холодного месяца	77
Влажность наиболее жаркого месяца	56
Число дней со снежным покровом	168
Повторяемость направлений ветра в % : - январь С-3, СВ-5, В-9, ЮВ-16, Ю-27, ЮЗ-31, З-6, СЗ-3	
Повторяемость направлений ветра в %: - июль С-12, СВ-18, В-11, ЮВ-10, Ю-11, ЮЗ-5, З-12, СЗ-11	

Район не сейсмичен. Рельеф местности района расположения объекта слабопересеченный, с перепадом высот не превышающих 40 м/км и представляет собой плоскую лесостепную равнину со слабым наклоном ее поверхности ее поверхности на юго-запад.

Характеристика района расположения участка

« » ЛПДС расположена в 1 км к югу от жилой зоны города . Производственная площадка ЛПДС представляет собой прямоугольник, большая сторона которого ориентирована с северо-запада на

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

юго-восток, с примыкающими небольшими площадками (прямоугольной - с юго-западной и трапециевидной - с северо-западной стороны).

Высота над уровнем моря 120,6 м, месторасположение станции по нефтепроводу 345,6 км. Размер площадки без учета примыканий составляет 330х360 м² (11 га). Территория ограждена продуваемой оградой высотой 2,5 м.

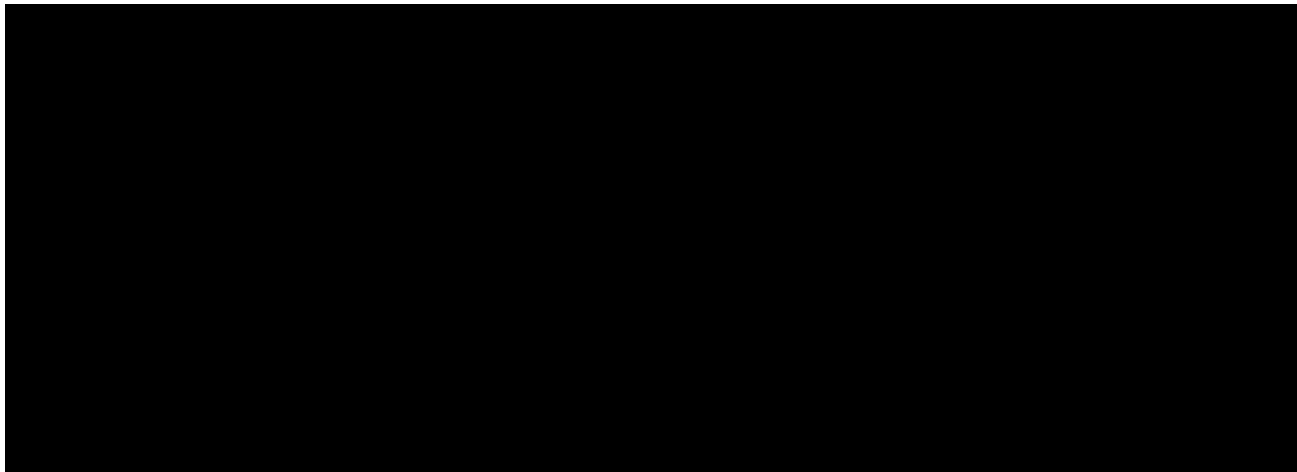


Рисунок 2.2 - Месторасположение «[REDACTED]» ЛПДС

Назначение «[REDACTED]» ЛПДС - эксплуатация закреплённого участка магистрального нефтепровода «[REDACTED]», обеспечение технологических режимов (давление и объем) транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу на участке ЛПДС «[REDACTED]» - НПС «[REDACTED]» (с 254 по 431 километр). Транспортировка нефти осуществляется с востока на запад или с запада на восток.

2.2 Анализ схем работы и основного оборудования НПС

«[REDACTED]» перед реконструкцией

Насосная станция - сооружение нефтеперекачивающей станции в котором устанавливается основное (магистральные и подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки и охлаждения, подачи топлива, контроля и защиты) оборудование.

По исполнению насосные агрегаты могут быть: на открытой площадке; в капитальном помещении; в блочном и блочно-модульном исполнении.

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

Нефть от предыдущей станции с давлением, больше необходимого для бескавитационной работы насосов, поступает в устройство приема и пуска скребка (если оно имеется), а затем, пройдя фильтры-грязеуловители, попадает во всасывающую линию насосной с подключенными к ней сбросными предохранительными устройствами. Пройдя последовательно насосные агрегаты, нефть через регулирующие клапаны направляется в магистраль.

Проектная производительность магистрального нефтепровода «», диаметром 720x8 мм, составляет 3,015 млн. т/год. Данный участок входит в систему магистральных нефтепроводов . Предназначен для транспортировки нефти из районов нефтепромыслов «» по направлениям МН , а также на нефтеперерабатывающий завод.

Данный участок был разработан проектным институтом «» и построен строительным трестом «» в году. Введён в эксплуатацию в году и принадлежит двум РНУ: участок от до 667 километра трассы находится в ведомстве РНУ от 667 километра до РНУ (). В период с по годов на участке введен лупинг, диаметром 720x8 мм.

«» насосная станция является промежуточной с резервуарным парком, построена в годах. На ней предусмотрены проектом и построены основная насосная и вспомогательная насосная станция ПСП «», предназначенная для откачки нефти из резервуаров и закачки ее в МНП «».

Технологический процесс, реализуемый насосной станцией

Технологическая схема БЛПДС. Основная перекачка ведется магистральными насосами НМ 2500-230 с подачей $Q=2500 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором $H=230 \text{ м}$. Насосы размещены в отдельно стоящем капитальном одноэтажном здании размером 45x15 м, высота помещения 7 м. Здание насосной находится

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

на юго-востоке площадки. Насосная станция оснащена приточно-вытяжной (6-кратный воздухообмен) и аварийной (8-кратный воздухообмен) вентиляцией.

С западной стороны от насосной установлена подземная емкость утечек Е-1, заглубленная на 0,7 метров и оборудована погружным насосом Н-1у. С южной стороны от насосной на расстоянии 20 м установлены фильтры-грязеуловители Ф1, Ф2. Узел подключения нефти находится за пределами площадки станции на расстоянии 460 м на юго-восток от ее границы. Прокладка технологических трубопроводов – подземная. Глубина прокладки 0,8 м от верхней образующей трубы.

Выкидные трубопроводы насосов оснащены обратными клапанами. Схема подключения насосов позволяет при выбранном расходе варьировать давлением на выходе станции. Необходимое давление и требуемый кавитационный запас насосов обеспечивается регулятором давления (РД), установленным на выходном коллекторе насосов. Принятая обвязка позволяет подключать к перекачке от одного до всех трех насосов. Утечки от торцевых уплотнений насосов и от фильтров по стационарным трубопроводам собираются в подземную емкость Е-1, откуда по мере их заполнения откачивается погружным насосом Н-1у на всасывание магистральных насосов. Максимальное рабочее давление на всасывание– 0,25 МПа.

Выкидные трубопроводы насосов оснащены обратными клапанами. Схема подключения насосов позволяет при выбранном расходе варьировать давлением на выходе станции. Необходимое давление и требуемый кавитационный запас насосов обеспечивается регулятором давления (РД), установленным на выходном коллекторе насосов. Принятая обвязка позволяет подключать к перекачке от одного до всех трех насосов. Утечки от торцевых уплотнений насосов и от фильтров по стационарным трубопроводам собираются в подземную емкость Е-1, откуда по мере их заполнения откачивается погружным насосом Н-1у на всасывание магистральных насосов. Давление, развиваемое насосной станцией – 4,8 МПа, остаточное давление в конце перегона – 0,2 МПа; максимальное давление на выходе 4,0 МПа.

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

Технологическая схема узла подключения позволяет, в случае достаточности давления в магистральном трубопроводе, перекачивать нефть транзитом, минуя станцию. В качестве запорной арматуры на станции используются, в основном, электроприводные задвижки, ручная арматура установлена на линиях сбора утечек нефти.

Одновременно с основной перекачкой в эксплуатации БЛПДС находится вспомогательная насосная станция ПСП «[REDACTED]». БЛПДС является конечным пунктом нефтепровода с нефтяного месторождения «[REDACTED]» [REDACTED]. В административном отношении нефтяное месторождение расположено в Северном районе [REDACTED] области, в 340 км к северо-западу от г. [REDACTED], в 120 км к северу от города Куйбышева и в 160 километре от города [REDACTED]. Ближайшими населенными пунктами от месторождения являются поселок [REDACTED] (в 30 км к юго-западу) и районный центр село [REDACTED] (в 70 км к юго-западу).

На «[REDACTED]» НПС сдача товарной нефти может осуществляться по четырем технологическим схемам (Рисунок 2.3).

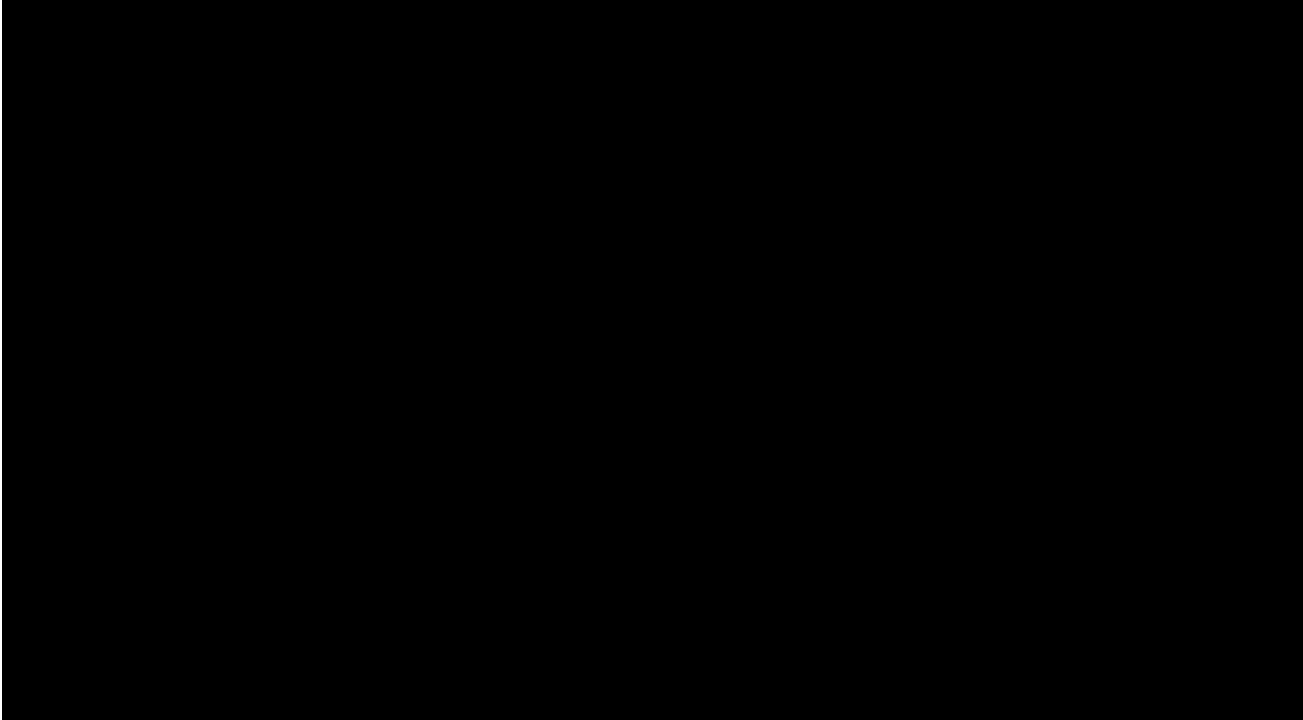


Рисунок 2.3 - Технологическая схема ПСП

- Учет нефти осуществляется СИКН № [REDACTED], и сдача происходит через задвижку № 61 в РВС №1, 2, 3.
- Учет нефти осуществляется СИКН № [REDACTED] и, минуя РП, через задвижку № 59 нефть поступает в МНП «[REDACTED]».
- Учет нефти осуществляется РВС №1, 2, 3, минуя СИКН № [REDACTED] задвижку № 62.
- Учет нефти осуществляется СИКН № [REDACTED] и поступает через задвижку № 64 на вспомогательную насосную БЛПДС, затем поступает в МНП «[REDACTED]».

Прием нефти из нефтепровода «[REDACTED]» в существующие резервуары РВС-5000 № 1, 2, 3- Количество резервуаров рассчитано согласно норм ВНТП 2-86 пункт 3.40 на 1.5 суточный запас [13].

Резервуары оборудуются полным комплектом дыхательной, предохранительной арматурой, подслоиным пожаротушением, датчиками уровня и пожарной сигнализации.

Для защиты от превышения давления в коммуникациях резервуарного парка проектным институтом «[REDACTED]» предусмотрена установка блока предохранительных клапанов. Сброс с предохранительных клапанов осуществляется по самостоятельному трубопроводу в резервуар № 1,2. В указанных резервуарах должна быть предусмотрена свободная емкость в размере 2-х часовой производительности нефтепровода «[REDACTED]».

Сбор утечек нефти и опорожнение трубопроводов насосов производится в подземную горизонтальную емкость РГС-10, V=10 метров кубических. Емкость оборудуется дыхательной арматурой, датчиками сигнализации уровней (минимального и максимального). Нефть из емкости откачивается погружным насосом НВ-50/50 на прием насосов ЦНС.

Максимальная пропускная способность ПСП: 9600 тон/сутки. Откачка нефти из резервуаров РВС-5000 производится центробежными многосекционными насосами ЦНС в нефтепровод «[REDACTED]». Напорный

					Технологическая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

коллектор от насосов врезан до входных задвижек фильтров-грязеуловителей
ЛПДС.

Проектная производительность ПСП « » составляет $Q = 2,25$ миллионов тонн в год. Проектирование велось на основании задания № от февраля года с учетом использования существующих сооружений, сетей и мощностей ЛПДС и данных перспективного развития добычи и транспортировки нефти

2.3 Основное технологическое оборудование НПС

Магистральные насосы НМ 2500-230 с подачей $Q=2500$ м кубических в час и напором $H=230$ метров (допускаемое отклонение при изготовлении плюс 5-3 процента, после 10000 часов работы минус 4 процента). В количестве трех штук (два рабочих, один резервный) с периодическим подключением резервного с целью регулирования производительности станции при увеличении объемов перекачки. Схема обвязки насосов последовательная (режим из насоса в насос). Режим работы круглосуточный. Уровень шума на опорном радиусе 3 м не более 87 дБ (определяется при постановке насосов на серийное производство). Габаритные размеры длинна, ширина, высота: 2135x1800x1405 мм, масса 3915 кг. Допустимый кавитационный запас 32 м (допускаемое отклонение при изготовлении плюс 5-3 %, после 10000 часов работы минус 4 %), частота вращения 3000 оборотов в минуту, предельное давление 75 атм, мощность, при плотности перекачиваемого продукта 860 кг/см², 1560 кВт, КПД на воде не менее 86 % (допускаемое отклонение после 10000 часов работы минус 2 %) [11].

Работа насоса основана на центробежной силе (взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости). Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Выйдя из рабочего колеса, жидкость поступает в каналы направляющего аппарата, далее жидкость через

					Технологическая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

направляющий аппарат проходит в крышку нагнетания, откуда поступает в нагнетательный трубопровод.

Магистральные центробежные насосные агрегаты НМ 2500-230 предназначены для транспортирования по магистральным трубопроводам нефти с температурой от минус 5 °С до 800 °С, кинематической вязкостью не более $3 \times 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, с содержанием механических примесей по объему не более 0,05 % и размером не более 0,2мм .

Данные нефтяные магистральные насосы – это горизонтальные, одноступенчатые с рабочим колесом двухстороннего входа и двухзавитковым спиральным отводом. При этом опорами ротора служат подшипники скольжения с принудительной смазкой от маслоустановки агрегатов. Остаточное осевое усилие воспринимается радиально-упорным подшипником. Концевые уплотнения ротора - механические, торцового типа. Соединения насосов с электродвигателями - беспромвальные с помощью зубчатых муфт. Конструкция насосов позволяет производить их сборку и разборку без демонтажа трубопроводов.

Ниже представлена графическая характеристика рассматриваемых насосных агрегатов (рисунок 2.4).

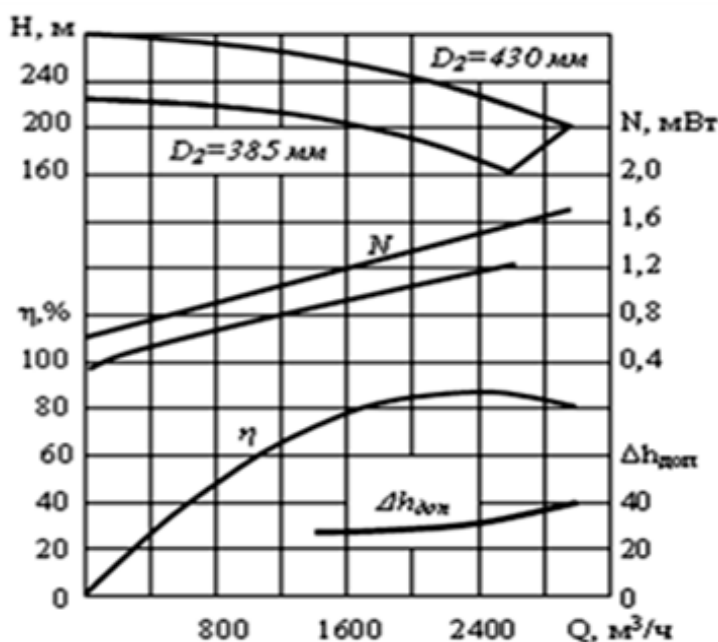


Рисунок 2.4 Характеристика магистрального насоса НМ 2500-230

Насос центробежный ЦНС 105-342

Насосы ЦНС105-342 производительностью $Q=105 \text{ м}^3/\text{ч}$, напором $H=342$ метров в количестве 4^X штук (три рабочих, один резервный), устанавливаются на открытой площадке под навесом. Размеры площадки-11.5х6.25м.

Обвязка насосов параллельная. Режим работы круглосуточный, от непрерывного, до полной остановки длительностью до нескольких месяцев.

Агрегаты электронасосные центробежные многоступенчатые секционные ЦНСАн 105-343 предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной и товарной нефти с температурой до $318 \text{ }^{\circ}\text{K}$ ($45 \text{ }^{\circ}\text{C}$) в системах внутрипромыслового сбора, подготовки транспорта нефти. Допускается перекачивание нефти с температурой до $333 \text{ }^{\circ}\text{K}$ ($60 \text{ }^{\circ}\text{C}$) при условии применения системы принудительного охлаждения подшипников.

Агрегаты могут применяться для перекачивания воды с водородным показателем 7 - 8,5 % с массовой долей механических примесей не более 0,2 %, размером твердых частиц не более 0,2 мм и плотностью не более 1500 кг на метр кубический. Микротвердость частиц не более 1,47 гПа. Температура перекачиваемой воды до $45 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Для агрегатов ЦНСАн 105-343 температура перекачиваемой воды до $105 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Выйдя из первого рабочего колеса, жидкость поступает в каналы направляющего аппарата и затем во второе рабочее колесо с давлением, созданным в первой секции;

Далее поступает в третье рабочее колесо с увеличенным давлением, созданный второй секцией и так далее. Из последнего рабочего колеса жидкость через направляющий аппарат проходит в крышку нагнетания, откуда поступает в нагнетательный трубопровод.

Благодаря тому, что корпус насоса состоит из отдельных секций, имеется возможность, не меняя подачи, менять напор путем установки

					Технологическая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимого числа рабочих колес, направляющих аппаратов с корпусами, при этом меняется только длина вала и стяжных болтов. Во время работы насоса вследствие давления жидкости на неравные по площади боковые поверхности рабочих колес возникает осевое усилие, которое стремится сместить ротор насоса в сторону всасывания. Для уравнивания осевого усилия в насосе предусмотрено разгрузочное устройство.

Перекачиваемая нефть должна соответствовать следующим физико-химическим характеристикам (таблица 2.2, 2.3):

Таблица 2.2 – Физико-химические характеристики перекачиваемого продукта

№	Параметры	Значения
1	Плотность, кг/м ³	700-1050
2	Кинематическая вязкость, м ² /с, не более	1,5*10 ⁴
3	Водородный показатель, pH	7-8,5
4	Давление насыщенных паров, гПа, не более	665
5	Содержание газа (объемное), % не более	20
6	Содержание механических примесей с размером твердых частиц до 0,2 мм и микротвердостью 1,47 гПа	0,2
7	Обводненность, %, не более	90

Таблица 2.3-Характеристика сдаваемой нефти (усредненные данные за год)

№	Параметры	Значения
1	плотность при 20 С кг/м	788,9
2	массовая доля воды, % мас.	0,03
3	массовая концентрация хлористых солей, мг/дм	11,34
4	массовая доля мех.примесей, % мас.	0,0025
5	давление насыщенных паров, кПа	77,9
6	массовая доля серы, % мас	0,28
7	вязкость кинематическая при 20С мм/с	2,168
8	выход фракций,% при t до200 С	48,2
9	выход фракций,% при t до300 С	67,8
10	выход фракций,% при t до350 С	71,2
11	массовая доля парафина,% мас	4
12	массовая доля сероводорода, ppm	0,065
13	массовая доля метил-и этилкаптанов,млн-1 (ppm)	0,145

Фильтры-грязеуловители

Фильтр-грязеуловитель (ФГУ) предназначен для очистки перекачиваемой нефти от механических примесей, парафино-смолистых отложений и посторонних предметов. Основные характеристики фильтров-грязеуловителей соответствуют.

Фильтр-грязеуловитель и надземные трубопроводы предусмотрены в тепловой изоляции и с электроподогревом. Характеристика фильтров представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Общая характеристика фильтров-грязеуловителей

№ техн.	Диаметр, мм	Длина, мм	Объем, м ³	Р _у , кгс/см ²
Ф-1, Ф-2	1000	2350	1,8	40
Ф-3, Ф-4	400	2500	1,25	40

Камера приема-пуска средств очистки и диагностики

Камера приема-пуска средств очистки и диагностики представляет собой совокупность технологических трубопроводов предназначенных для приема, пуска (запасовки) в магистральный трубопровод средств очистки и диагностики, либо пропуск снарядов, минуя станцию.

В состав устройств приема и пуска входят: камеры приема и пуска, очистных и диагностирующих устройств; трубопроводы, арматура и соединительные детали; емкость для дренажа из камер приема и запасовки очистных и диагностирующих устройств; механизмы для извлечения, перемещения и запасовки очистных и диагностирующих устройств; сигнализаторы прохождения очистных и диагностирующих устройств, а также приборы контроля за давлением.

На магистральных нефтепроводах должны предусматриваться узлы приема-пуска средств очистки и диагностики на расстоянии друг от друга до 300 км. На рассматриваемом объекте КПП СОД находится за пределами площадки станции на расстоянии около 460 м на юго-восток от ее границы.

					Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Схема узла приёма-пуска СОД позволяет различные варианты технологических операций: прием и пуск, только пуск или только прием СОД, пропуск скребка по магистральному трубопроводу мимо станции. В соответствии с требованиями.

Система дренажа, сбора утечек и резервуары сборники

Система дренажа предназначена для освобождения технологического оборудования от нефти путем открытия дренажных задвижек. Система сбора утечек предназначена для отвода нефти, вытекающей из оборудования.

Сбор утечек, дренаж технологического оборудования, а также сброс нефти [REDACTED] НПС без емкости должен осуществляться по отдельным трубопроводам в подземные горизонтальные резервуары (РГС-100) для сбора нефти – далее резервуары-сборники.

Емкость резервуаров-сборников приема нефти на НПС без емкости от [REDACTED] утечек и дренажа:

для НПС на нефтепроводе 700 мм – это 200 м³ в количестве 3 шт.

Трубопроводы системы дренажа и системы утечек прокладываются отдельно и соединяются в конце общего дренажного коллектора, после подключения ко всем резервуарам-сборникам.

Согласно проекту на БЛПДС предусмотрены следующие диаметры дренажных трубопроводов: общий дренажный коллектор у резервуаров-сборников условным диаметром 200 миллиметров; от фильтров-грязеуловителей до общего дренажного коллектора условным диаметром 150 мм; от всасывающих и напорных трубопроводов магистральных насосов до дренажного коллектора магистральных насосов условным диаметром 50 мм; от дренажного коллектора магистральных насосов до общего дренажного коллектора условным диаметром 150 мм; от регуляторов давления до дренажного коллектора регуляторов давления условным диаметром 50 мм; от дренажного коллектора магистральных насосов до общего дренажного коллектора условным диаметром 150 мм; от регуляторов давления до дренажного коллектора регуляторов давления условным диаметром 50 мм; от

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

дренажного коллектора регуляторов давления до коллектора, идущего от ФГУ к общему дренажному коллектору условным диаметром 150 миллиметров; от насосной до коллектора, идущего от ФГУ к общему дренажному коллектору условным диаметром 100 мм.

Для установки ССВД, согласно нормам проектирования (СНиП 3.05.05, СН 527, ВНТП-5), предусмотрим следующие диаметры дренажных трубопроводов: от ССВД до дренажного коллектора ССВД условным диаметром 100 мм; от дренажного коллектора ССВД до коллектора, идущего от ФГУ к резервуарам условным диаметром 100 мм.

Трубопроводная арматура

Трубопроводная арматура представляет собой устройства, предназначенные для управления потоками жидкостей, транспортируемых по трубопроводу.

Обратный клапан предназначены для предотвращения обратного потока среды в трубопроводе, чтобы избежать аварии. Являются автоматическими предохранительными устройствами. По принципу действия обратные клапаны разделяют на: подъемные и поворотные.

На магистральных нефтепроводах чаще всего применяют обратные клапаны поворотного типа, т.к. они имеют меньшее гидравлическое сопротивление. Клапаны с условным диаметром 700-1000 миллиметров во избежание больших ударных нагрузок снабжаются гидротормозами (денферами), реже пневмоденферами [11].

На БЛПДС используются поворотные обратные клапаны ОК 150 с условным проходом 150 мм.

Задвижки относятся к запорной арматуре. Они устанавливаются на линейной части магистрального нефтепровода. К задвижкам относят запорные устройства, в которых проход перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении перпендикулярном потоку жидкости, среды.

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

Задвижки широко применяют для перекрытия потоков в трубопроводе диаметром от 50 до 1400 мм при рабочих давлениях 0,4 – 2,0 МПа и температуре 60 – 450 °С. По конструкции затвора различают:

- Клиновые (с неупругим, упругим и составным клином)
- Параллельные (однодисковые (шиберные) и двухдисковые)

В зависимости от площади прохода задвижки делят:

- Полноподъемные (диаметр прохода равен диаметру трубопровода)
- С суженным проходом, которые устанавливаются при высоких давлениях.

На рассматриваемом объекте в качестве запорной арматуры используются в основном электроприводные задвижки клиновые с выдвижным шпинделем ЗКЛ 150х16 на входе станции и ЗКЛ 150х63 на выходе (150 – условный проход в миллиметрах, 16 в первом случае и 63 во втором – давление в атмосферах), ручная арматура установлена на линиях сбора утечек нефти.

Краны это запорные устройства, в которых подвижная деталь затвора (пробка) имеет тело вращения с отверстием для пропуска потока. Перекрытие потока осуществляется вращением пробки вокруг своей оси. В зависимости от геометрической формы и уплотнительных поверхностей пробки и корпуса, краны разделяют на конические и шаровые.

На магистральных нефтепроводах наибольшее распространение получили шаровые краны, которые превосходят конические по следующим показателям: меньшие массогабаритные характеристики; большая прочность и жесткость корпуса; меньшая чувствительность к неточностям изготовления уплотнительных; поверхностей, что обеспечивает гораздо лучшую герметичность; меньшая трудоемкость изготовления.

Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы на НПС предназначены для внутриплощадочных операций с поступающей, хранящейся и откачиваемой нефтью.

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

Согласно проекту 1959 года расчет технологических трубопроводов велся исходя из следующих параметров:

- Коллекторы от узла подключения НПС к магистральному нефтепроводу до ФГУ по проекту рассчитывались, исходя из рабочего давления 4,0 МПа.
- Коллектор магистральной насосной от входа первого насоса до узла регулирования на рабочее давление 7,35 МПа.
- Коллектор от узла регулирования до узла подключения к магистральному нефтепроводу при рабочем давлении 6,3 МПа.
- Коллектор магистральной насосной от входа первого насоса до узла регулирования рассчитывался на давление, превышающее рабочее давление в магистральном нефтепроводе на 1,0-1,5 МПа.
- На территории НПС, прокладка нефтепроводов - подземная. Трубопроводы, подлежащие опорожнению, уложены с уклоном не менее 0,002.
- Трубопроводы от узла приема – пуска СОД до магистральной насосной рассчитывались согласно нормам проектирования магистральных трубопроводов [11].

Скорости движения нефти, согласно проекту, в трубопроводах составляют: во всасывающих и самотечных трубопроводах 0,5 - 1,5 м/с; в нагнетательных трубопроводах 0,5 - 7,0 м/с.

На рассматриваемом объекте трубопроводы от ФГУ до насосной, согласно норм проектирования технологических трубопроводов должны рассчитываться исходя из рабочего давления 1,6 МПа [12]

Вспомогательные системы

Система автоматизации ЛПДС предназначена для централизованного контроля, защиты и управления оборудованием ЛПДС, НПС, обеспечивает автономное поддержание заданного режима насосной станции и его изменения по командам оператора.

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

Система автоматизации осуществляет: централизованный контроль технологических параметров и параметров состояния технологического оборудования; программное управление и поддержание заданного режима работы оборудования ЛПДС; автоматическую защиту насосных агрегатов и по предельным и аварийным значениям контролируемых параметров; автоматическое управление вспомогательными системами и сооружениями; автоматизацию системой пенного пожаротушения; автоматизацию работы резервуарного парка; автоматический режим работы узлов учета нефти; автоматизацию линейной части нефтепроводов.

На рассматриваемом объекте контроль и управление магистральных и вспомогательных насосов осуществляет микропроцессорная система автоматики «XXXXXXXXXX».

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

3 Обоснование необходимости реконструкции НПС

3.1 Технологический расчет магистрального нефтепровода

Проведем технологический расчет магистрального трубопровода.

Для технологического расчета принимаем следующие общие данные: производительность $Q = 3,015$ млрд. м³/год; длина трубопровода $L = 345,6$ км; давление $P_1 = 5,6$ МПа; толщина стенки трубопровода = 8мм.

Расчет трубопровода на прочность

Технологический расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполняем согласно СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» [11].

Расчетные характеристики материала:

Принимаем механические характеристики стали 17Г1С, в соответствии с (ТУ 14-3-721-78: - предел прочности $\sigma_b = 520$ МПа; предел текучести $\sigma_T = 360$ МПа.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H принимаем равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, указанных в государственных стандартах и технических условиях на трубы.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определим по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{520 \cdot 0,7}{1,34 \cdot 1} = 271,64 \text{ МПа} \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H} = \frac{360 \cdot 0,7}{1,15 \cdot 1} = 219,13 \text{ МПа}; \quad (2)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода (принимаемый из табл. 1 пункта 2.3 СНиП2.05.06-85*), $m = 0,7$;

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции «[REDACTED]» с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Обоснование необходимости реконструкции НПС	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	50	119
Консульт.						3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

k_1, k_2 - коэффициенты надежности по материалу (принимаемые соответственно из табл. 9 и 10 пункта 8.3 СНиП2.05.06-85*), $k_1 = 1,34, k_2 = 1,15$;

k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода (принимаемый из табл. 11 пункта 8.3 СНиП2.05.06-85*), $k_n = 1$.

Определение толщины стенки

Расчетную толщину стенки, исходя из значения проектного давления в трубопроводе ($P = 5,69$ МПа), определим по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H \cdot 1000}{2 \cdot (k_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 0,72 \cdot 1000}{2 \cdot (271,64 + 1,15 \cdot 5,69)} = 7,89_{\text{м}} \quad (3)$$

где:

n_p - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему давлению в трубопроводе (принимаемый из таблицы 13 пункта 8.22 СНиП2.05.06-85* для нефтепроводов диаметром 700-1200 мм при работе промежуточных НПС без подключения ёмкостей), $n_p = 1,15$ [11].

Проверка прочности с учетом максимального температурного перепада

Абсолютное значение максимального положительного $\Delta t_{(+)}$ или отрицательного $\Delta t_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления, определяются для рассматриваемого частного случая соответственно по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} = \frac{0,3 \cdot 271,64 \cdot 10^6}{0,00001212 \cdot 206000 \cdot 10^6} = 32,97 \quad (4)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E} = \frac{271,64 \cdot (1-0,3)}{0,00001212 \cdot 206000} = 76,92 \quad (5)$$

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где α_t – коэффициент температурного расширения, для стали принимается равным $\alpha_t = 0,000012 \text{ град}^{-1}$;

E – модуль упругости, для стали принимается равным $E = 206000 \text{ МПа}$;

μ – коэффициент Пуассона, для сталей принимается равным $\mu = 0,5$.

Для дальнейших расчетов принимаем $\Delta t_{(-)}$ как наибольшее значение по абсолютной величине.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$ определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 76,92 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 0,704}{2 \cdot 0,011} = -133,81 \text{ МПа}, \quad (6)$$

где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (7)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{-133,81}{271,64} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-133,81|}{271,64} = 0,72$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		51

$$\delta = \frac{npD_{\text{н}}}{2(R_1\psi_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 1,02 \cdot 720}{2(271,64 \cdot 0,72 + 1,15 \cdot 5,69)} = 10,1, \text{ мм} \quad (8)$$

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной в формуле (6) должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Расчет толщины стенки с учетом температуры транспортируемого продукта

Проверяем продольные осевые напряжения $\sigma_{\text{прN}}$, которые возникают в материале стенки от действия температуры и давления:

$$\sigma_{\text{прN}} = \sigma_{\text{нpt}} + \sigma_{\text{нрP}} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{nPD_{\text{вн}}}{2\delta} \quad (9)$$

где: Δt – расчетный температурный перепад, определяется для холодного и теплого времени года;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр нефтепровода с учетом толщины стенки,

$$D_{\text{вн}} = 720 - 2 \cdot 8 = 704 \text{ мм.}$$

Нормативные значения изменений средних температур по сечению элемента соответственно в теплое Δt_w и холодное Δt_c время года:

$$\Delta t_w = t_{\text{ew}} - t_{0c} = 30,7 - (-5,72) = 36,42 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (10)$$

$$\Delta t_c = t_{\text{ec}} - t_{0w} \quad (11)$$

где t_w , t_c - средние суточные температуры наружного воздуха соответственно в теплое и холодное время года (п. 8.4 СНиП 2.01.07-85);

t_{0w} , t_{0c} - начальные температуры в теплое и холодное время года, принимаемые в соответствии с п. 8.6 СНиП 2.01.07-85 [11].

Средние суточные температуры наружного воздуха в теплое t_{ew} и холодное t_{ec} время года:

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{0w} = 0,8 \cdot t_{YII} + 0,2 \cdot t_I \quad (12)$$

$$t_{0w} = 0,8 \cdot t_{YII} + 0,2 \cdot t_I = 0,8 \cdot 19,8 - 0,2 \cdot 12,1 = 13,42$$

$$t_{0c} = 0,2 \cdot t_{YII} + 0,8 \cdot t_I \quad (13)$$

$$t_{0c} = 0,2 \cdot t_{YII} + 0,8 \cdot t_I = 0,2 \cdot 19,8 - 0,8 \cdot 12,1 = -5,72 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Для расчета σ_{npN} учитывается $\Delta t > 0$, т.к. в противном случае σ_{npN} будет заведомо больше.

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2\delta_n} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36,42 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,69 \cdot 0,704}{2 \cdot 10,1} = -0,98$$

Т.к. $\sigma_{npN} < 0$, значит в трубопроводе действуют осевые сжимающие напряжения и металл находится в двухосном напряженном состоянии (кольцевые и продольные напряжения).

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \quad (14)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|0,98|}{271,64} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-0,98|}{271,64} = 0,99$$

$$\delta = \frac{npD_n}{2 \cdot (R_1 \psi_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 1,02 \cdot 530}{2 \cdot 318,37 \cdot 0,99 + 1,15 \cdot 5,69} = 6,3 \text{ мм.} \quad (15)$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 1,02 \cdot 720}{2 \cdot (271,64 \cdot 0,9984 + 1,15 \cdot 5,69)} = 6,3 \text{ МПа} \quad (16)$$

Итак, 10,1 мм > 8 мм > 6,3 мм.

Данные расчета показали, что толщина стенки равная 8 мм по своим параметрам подходит для эксплуатации трубопровода в данных условиях и занимает промежуточное значение между толщиной стенки, рассчитанной исходя из максимального значения температурного перепада (исходя из условий формулы 12 СНиП2.05.06-85*) и, рассчитанной исходя из реального максимального значения температурного перепада [11].

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (17)$$

где: $\sigma_{\text{пр.}N}$ - продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое согласно п. 8.25 СНиП2.05.06-85*; ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.}N} \geq 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.}N} < 0$), определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{269,83}{271,64} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{296,83}{0,124} = 0,124 \quad (18)$$

где: $\sigma_{\text{кц}}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 R_1 \quad (19)$$

Проверку на прочность подземного трубопровода в продольном направлении произведем из условия:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) \quad (20)$$

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,72^4 - 0,704^4) = 6,63 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{\text{св}} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \quad (21)$$

$$q_M = n_{\text{св}} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,035 = 2599 \text{ Н/м},$$

где $n_{\text{св}}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость положения равный 0,95;
 γ_M - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали 78500 Н/м³.

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нагрузку от веса изоляции принимаем равной 10% от собственного веса металла трубы, $q_{и} = 259,9$ Н/м.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубопроводе единичной длины вычислим по формуле:

$$q_H = \rho_H \cdot g \cdot \frac{\pi D_{вн}^2}{4} \quad (22)$$

$$q_H = \rho_H \cdot g \cdot \frac{\pi D_{вн}^2}{4} = 871,2 \cdot 9,81 \frac{3,14 \cdot 0,704^2}{4} = 6682 \text{ Н / м}$$

То есть нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемой нефтью:

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_H$$

$$q_{тр} = q_m + q_{и} + q_H = 2599 + 259,9 + 6682 = 9541 \text{ Н/м.} \quad (23)$$

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{zp} = \frac{2n_{гр} \gamma_{гр} D_{вн} \left[\left(h_0 + \frac{D_{вн}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{вн}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi D_{вн}}, \quad (24)$$

$$2 \cdot 0,8 \cdot 15300 \cdot 0,72 \cdot \frac{\left[\left(1 + \frac{0,72}{8} \right) + \left(1 + \frac{0,72}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16}{2} \right) \right] + 9542}{3,14 \cdot 770} = 18445 \text{ Па,}$$

где $n_{гр}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта 0,8;
 $\gamma_{гр}$ - удельный вес грунта, принят для глинистого грунта равным 15,3 кН/м²; h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта не менее 1,0.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$P_0 = \pi D_{вн} c_{гр} + P_{zp} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{гр} \quad (25)$$

$$P_0 = \pi D_{\text{вн}} C_{\text{гр}} + P_{\text{зр}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{гр}} = 3,14 \cdot 0,53 \cdot 20000 + 18445 \cdot \text{tg} 16^\circ = 80986 \text{ Па},$$

где $C_{\text{гр}}$ - коэффициент сцепления грунта, для глинистого грунта принимается $C_{\text{гр}} = 20000$ кПа.

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$\begin{aligned} q_{\text{верт}} &= n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{вн}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{вн}}}{8} \right) + q_{\text{тр}} \\ q_{\text{верт}} &= n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_{\text{вн}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{вн}}}{8} \right) + q_{\text{тр}} \\ &= 0,8 \cdot 15300 \cdot 0,72 \cdot \left(1 + \frac{0,72}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,704}{8} \right) + 95541 = 23502 \text{ Н / м} \end{aligned} \quad (26)$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом:

$$\begin{aligned} N_{\text{кр}}^{(1)} &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \\ &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{(80986)^2 \cdot (23502)^4 \cdot (0,052)^2 \cdot (206000 \cdot 10^6) \cdot (6,63 \cdot 10^{-3})^3} = 21,38 \cdot 10^6 \text{ Н} \end{aligned} \quad (27)$$

Следовательно:

$$mN_{\text{кр}} = 0,7 \cdot 21,38 \cdot 10^6 = 19,24 \cdot 10^6$$

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 21,38,$$

$$5,21 \leq 19,24.$$

Условие выполняется.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом находим по формуле:

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot E \cdot J} \quad (28)$$

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}} = 305,44 \text{ МН},$$

где k_0 - коэффициент нормального сопротивления грунта или коэффициент постели грунта при сжатии. Для размягченного глинистого грунта принимается $k_0 = 25 \text{ МН/м}^2$.

Следовательно:

$$mN_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 305,44 \cdot 10^6 = 274,9 \cdot 10^6 \text{ МН},$$

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 305,44,$$

$$5,21 \leq 274,9.$$

Условие выполняется.

Так как во всех трёх случаях условие $S \leq mN_{\text{кр}}$ выполняется, то общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

Теперь проверим общую устойчивость криволинейных участков нефтепровода, выполненных с упругим изгибом.

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{R_{\beta} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}}, \quad (29)$$

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{R_{\beta} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}} = \frac{1}{3520 \cdot \sqrt[3]{\frac{23502}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}}}} = 0,0096,$$

где R_{β} - радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи. Минимальный радиус изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи.

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{\text{верт}} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}}, \quad (30)$$

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{\text{верт}} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}} = \frac{\sqrt{\frac{80986 \cdot 0,035}{23502 \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{23502}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}}}} = 176,62 .$$

Используя полученные коэффициенты θ_{β} и z_{β} , определяем по номограмме, что $\beta_N = 27$.

Вычислим критическое усилие для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J},$$

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J} = 27 \cdot \sqrt[3]{23502^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}} = 21,5 \cdot 10^6 H.$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_{\beta}, \quad (40)$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_{\beta} = 0,375 \cdot 23502 \cdot 3520 = 31,02 \cdot 10^6 H.$$

Итак,

$$mN_{\text{кр}}^{(3)} = 0,9 \cdot 21,5 \cdot 10^6 = 19,35 \cdot 10^6 H,$$

$$5,21 \leq 0,7 \cdot 21,5$$

$$5,21 \leq 19,35$$

Условие выполняется.

$$m_0 N^{(4)} = 0,7 \cdot 31,02 \cdot 10^6 = 27,92 H$$

$$5,21 \leq 85,27$$

$$5,21 \leq 0,7 \cdot 31,02$$

$$5,21 \leq 27,9$$

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Условие выполняется.

Так как во всех трёх случаях условие $S \leq mN_{кр}$ выполняется, то общая устойчивость прямолинейных и упруго изогнутых участков нефтепровода обеспечена.

Вывод: согласно выполненным в данном разделе расчётам, трубы МН на участке производства работ соответствуют изначально принятым параметрам.

3.2 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода

НПС рассчитана на производительность 455,49 м³/ч (3,015 млн. т/год при $\rho=788$ кг/м³). Произведем гидравлический расчет нефтепровода при проектной производительности. Цель этого расчета – определить гидравлический уклон и полные (или общие) потери напора. Они складываются из потерь напора на трение и на преодоление разности геодезических высот трубопровода.

Гидравлическими расчетами определяются суммарные потери напора в трубопроводах, в том числе: потери напора на трение, потери напора на местные сопротивления, потери скоростного напора и потери на преодоление разности геодезических отметок конца и начала трубопровода или его участка.

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. [11]

Исходные данные для гидравлического расчета:

Производительность $Q = 455,49(\text{м}^3/\text{ч}) = 0,126 (\text{м}^3/\text{с})$;

Длина исследуемого участка $L=345,6$ метров;

Физические свойства нефти. $\rho=788$ кг/м³

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

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

$$q_{\text{сут}} = \frac{G}{350} = \frac{3015000}{350} = 8614,28 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (31)$$

где: G – нагрузка в т/год.

Часовой расход в трубопроводе составляет:

$$Q_{\text{час}} = \frac{G \cdot K_n}{\rho_t \cdot 24} = \frac{8614,28 \cdot 1}{24 \cdot 0,788} = 455,49 \text{ м}^3 / \text{час} \quad (32)$$

где: K_n – коэффициент неравномерности перекачки, для однопунктных нефтепроводов, соединяющих систему;

ρ_t – плотность перекачиваемой нефти.

$$Q_{\text{сек}} = \frac{455,49}{3600} = 0,126 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (33)$$

где: G – производительность станции, т/год;

24 – число часов в сутках;

ρ_t – 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:

$$v = \frac{4 \cdot Q_{\text{сек}}}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2} \quad (34)$$

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

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

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

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta, \quad (35)$$

где: D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

δ – толщина стенки трубопровода, мм.

Производительность нефтепровода составляет $G = 3.015$ млн. т/год. По рекомендуемым значениям из ВНТП 2-86 выбираем диаметр. Принимаем стали ТУ 14-3-721-18, 17Г1С (минимальная расчетная температура эксплуатации минус 15 °С; минимальная расчетная температура строительства минус 60 °С). Предел текучести материала трубы $\sigma_t = 360$ МПа; временное сопротивление растяжению $\sigma_{вр} = 520$ МПа; коэффициент надежности $K_n = 1$.

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

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (36)$$

где: D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$P_{раб}$ – допустимое рабочее давление трубопровода, рассчитываемое из условия прочности трубопровода. Для трубопровода диаметром 720 мм с толщиной стенки 8,0 мм рабочее давление – 5,6 МПа;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе,
 $n = 1,15$;

R_1 – расчетной сопротивление, определяемое следующим образом:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_n}, \quad (37)$$

где: R_1^H – минимальное значение временного сопротивления $\sigma_{вр}$, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, $m = 0,75$;

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

K_n – коэффициент надежности. Коэффициент надежности по материалу K_n для нефтепроводов диаметром от 700 мм равен Категории участков магистральных трубопроводов следует принимать по СНиП 2.05.06-85* [].

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность $m=0,75$.

Значение коэффициента надежности по материалу $K_1=1,34$. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами.

Определяем расчет сопротивления по (37):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H} = \frac{520 \cdot 0,7}{1 \cdot 1,34} = 271,64;$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 0,72 \cdot 1000}{2 \cdot (271,64 + 1,15 \cdot 5,69)} = 8,46 \text{ мм};$$

$$D_{вн} = 720 - 2 \cdot 8 = 704 \text{ мм};$$

$$\nu = \frac{4 \cdot 0,126}{3,14 \cdot 704^2} = 1,74 \text{ м/с};$$

Режим течения жидкости в нефтепроводе.

Для выяснения режима течения определим число Рейнольдса (Re) и переходные числа Re_I и Re_{II} .

$$Re = \frac{4 \cdot Q_{сек}}{\pi \cdot D_{вн} \cdot \nu_t}, \quad Re = \frac{4 \cdot 0,126}{3,14 \cdot 704 \cdot 1,5 \cdot 10^{-4}} = 138024 \quad (38)$$

где: $Q_{сек}$ - расчетная секундная подача станции, м³/сек;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубопровода, м;

ν_t - вязкость при расчетной температуре t, Ст.

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем граничные значения числа Рейнольдса.

$$\begin{aligned} Re_I &= \frac{10 \cdot D_{\text{вн}}}{e}, \quad Re_I = \frac{10 \cdot D_{\text{вн}}}{e} = \frac{10 \cdot 704}{0,1} = 70400, \\ Re_{II} &= \frac{500 \cdot D_{\text{вн}}}{e} = \frac{500 \cdot 704}{0,1} = 3520000 \end{aligned} \quad (39)$$

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

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

ν_t -- вязкость при расчетной температуре t , Ст.

e - абсолютная шероховатость трубопровода, принимается по (ВНТП-2-86), $e = (0,1 \div 0,2)$ мм.

Получено $Re_I < Re < Re_{II}$, то режим течения – турбулентный, зона смешанного трения -Альтшуля.

В настоящее время в зоне смешанного трения λ - коэффициент гидравлического сопротивления определяется из формулы Альтшуля:

Тогда коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{e}{D} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{138024} + \frac{0,2}{704} \right)^{0,25} = 0,0165$$

Сведем полученные значения в таблица 3.1

Таблица 3.1 – Сводные значения

Диаметр мм	$\rho_{\text{тр}}$, кг/м ³	$\nu_{\text{тр}}$, м ² /с	Q , м ³ /ч	δ , мм	$D_{\text{вн}}$, мм
720	788	$1,5 \cdot 10^4$	455,49	8,4	704

Потери напора на трение в нефтепроводе

Определяем потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_l = \lambda \cdot \frac{L \cdot \nu^2}{D_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g}, \quad h_l = \lambda \cdot \frac{L \cdot \nu^2}{D_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} = 0,0156 \cdot \frac{345,6 \cdot 1,74^2}{704 \cdot 2 \cdot 9,81} = 357,02 \text{ м} \quad (40)$$

где: h_l – потери напора на трение в нефтепроводе, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – длина трубопровода, м;

v – скорость течения жидкости, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Гидравлический уклон найдем по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$i = \lambda \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g},$$

$$i = 0,0156 \cdot \frac{1}{704} \cdot \frac{1,74^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0493$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

D – внутренний диаметр нефтепровода, мм.

3.3 Определение крутизны волны давления

Определение необходимости применения системы сглаживания волн давления [14]. В таблице 3.2 приведены исходные данные для расчетов.

Таблица 3.2- Исходные данные для расчетов

<i>Параметры</i>	<i>Значения</i>
Плотность перекачиваемой нефти ρ_{20} , кг/м ³	788,9
Модуль объемного сжатия нефти $K_{ж}$ Н/м ²	1350000000
Количество постоянно работающих насосов K	3
Количество отключаемых насосов, m	1
Диаметр рабочего колеса насоса D_2 , м	0,385
Частота вращения ротора насоса n , об/мин	3000
Модуль Юнга для материала трубы E , МПа (кгс/см ³)	20600 (2100000)
Скорость нефти в трубопроводе на входе в НПС v , м/с	1, 74
Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, м	0,704
Толщина стенки трубопровода δ , м	0,008
Момент ротора электродвигателя J_3 , Н/м	1000,67

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимость применения ССВД зависит от крутизны волны давления, возникающей при отключении всей НПС.

Для определения крутизны волны давления может быть использована следующая методика расчетов [14]:

Величина повышения давления ΔP может быть определена по формуле:

$$\Delta P = \rho \cdot C v_0 \left(\frac{K}{m} \right)^{0.5} \sqrt{1 - \left(\frac{A}{n_0} \right)^2 \cdot \operatorname{tg}^2 \beta - \chi \cdot t}, \text{ МПа} \quad (41)$$

Скорость изменения давления в трубопроводе C найдем по формуле:

$$C = \sqrt{\frac{K_{жс}}{\left[1 + \frac{D_{BH}}{\delta} \frac{K_{жс}}{E} \right] \cdot \rho}} = \sqrt{\frac{1,35 \cdot 10^9}{\left[1 + \frac{0,704}{0,008} \cdot \frac{1,35 \cdot 10^9}{210 \cdot 10^9} \right] \cdot 788,9}} = 1,754, \text{ м/с} \quad (42)$$

Коэффициент A определяется по формуле:

$$A = 7,22 \sqrt{\frac{1 + 6D}{K_o \rho D^3}} = 7,22 \sqrt{\frac{1 + 6 \cdot 0,385}{1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 788,9 \cdot 0,385^3}} = 1370 \quad (43)$$

где коэффициент $K_o = 1,5 \cdot 10^{-6}$.

Коэффициент β определяется по формуле:

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{n_0}{A} = \operatorname{arctg} \frac{3000}{1370} = 2,09 \quad (44)$$

Поправочный коэффициент χ найдем по формуле:

$$\chi = \frac{658,6}{J} \sqrt{K_o \rho D^7 (1 + 6D)} = \frac{658,6}{1101} \sqrt{1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 788,9 \cdot 0,667^7 (1 + 6 \cdot 0,667)} = 1,939 \cdot 10^{-3} \quad (45)$$

где K_o - коэффициент мощности дискового трения;

диаметр $D = K^{0.5} D_2 = 3^{0.5} \cdot 0,385 = 0,667 \text{ м}$;

J - момент ротора электродвигателя берется с учетом количества постоянно работающих насосов и находится по формуле:

$$J = J_0 (1 + 0,1 \cdot K^2) = 1000,67 \cdot (1 + 0,1 \cdot 3^2) = 1101, \text{ Н/м} \quad (46)$$

$$\Delta P = \rho \cdot C \cdot v_o \cdot \left(\frac{K}{m}\right)^{0.5} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{A}{n_o}\right)^2 \cdot \text{tg}^2 \left(\beta - \chi \cdot t \right)} = 788,9 \cdot 1,754 \cdot 1,74 \left(\frac{3}{1}\right)^{0.5} \times$$

$$\times \sqrt{1 - \left(\frac{1370}{3000}\right)^2 \cdot \text{tg}^2 \left(0,09 - 1,939 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \right)} = 0,13$$

где: t - текущее время процесса остановки агрегата.

Для построения графика крутизны волны давления, ΔP определим при $t = 5, 10, 15, 20$ и 25 с.

Таблица 3.3 – Время процесса остановки агрегата, давление.

№	Время процесса остановки агрегата, t, с;	Давление ΔP , МПа;
1	5	0,13
2	10	0,22
3	15	0,272
4	20	0,305
5	25	0,305

По данным таблицы 3.3 построен график зависимости величины давления ΔP от времени t (рисунок 3.1), если давление превысит 0,3 МПа, то НПС нуждается в установке системы сглаживания волн давления.

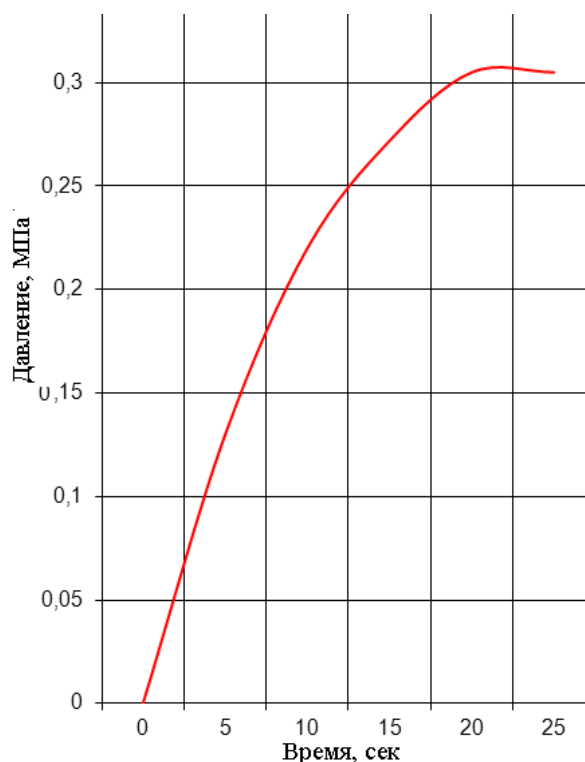


Рисунок 3.1- График крутизны волны давления

Так как по результатам расчетов давление превышает 0,3 МПа, то необходимость установки ССВД на НПС «XXXXXXXXXX» подтверждается.

Анализируя график можно сделать вывод, что за счет сброса части нефти с входа НПС процесс торможения потока при остановке станции замедляется и кривая крутизны волны давления становится более полой. Что снижает интенсивность гидроудара, и стремительное нарастание давления превращается в простое постепенное повышение давления, лишенное динамической составляющей опасной для оборудования и трубопроводов

					Обоснование необходимости реконструкции НПС	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Основные решения по реконструкции НПС с установкой ССВД

4.1. Общие требования к строительству, перевооружению, реконструкции действующих НПС

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции «[REDACTED]» с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Основные решения по реконструкции	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	69	119
Консульт.						3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

[Redacted text block]

4.2 Требования к ССВД

[Redacted text block]

[Redacted text block containing multiple paragraphs of blacked-out content]

[Redacted text block]

Работоспособность и испытания ССВД после монтажа/ремонта

[Redacted content area with three rounded rectangular boxes for text entry]

Испытания ССВД

:

4.3 ССВД как средство защиты МН от волн повышенного давления

Процесс эксплуатации МН сопровождается пусками и остановками НПС. Помимо плановых остановок НПС, связанных с потребностью изменения режима транспорта нефти, могут случаться аварийные остановки, связанные с нарушением электроснабжения либо срабатыванием систем защиты.

Если случается аварийная остановка на входе НПС возникает волна повышенного давления, с распространением по нефтепроводу вверх по направлению потока. Возникновение такой волны может привести к возрастанию давления, на отдельных секциях трубопровода превышая максимально допустимый уровень рабочего давления, задаваемый несущей способностью трубы. С возникновением этой волны на предыдущую НПС давлении на её выходе начинает возрастать[17].

Система автоматического регулирования САР, находящаяся на линии нагнетания НПС, которая настроена на подавление давления на выходе НПС не превышая максимально-допустимого уровня рабочего давления. Давления на заданном уровне ограничивается, благодаря прикрытию регулирующих заслонок САР. Если же давление на линии нагнетания НПС повышается выше установки предельно максимального, то срабатывает первая ступень защиты, за счет чего происходит отключение насоса, если давление не прекращает расти и превышает уровень, установленный уровень аварийно-максимального давления, тогда срабатывает вторая ступень защиты, что сопровождается отключением всей НПС.

Скорость роста давления на входе в НПС определяется по времени прекращения работы насосных агрегатов и доходит до 0.1 - 0.3 МПа/с. За счет повышения скорости возрастания давления возникает крутая волна высокого давления, распределяющаяся с предельно высокой скоростью по направлению предшествующей станции. Даже если волна понижается, при распространении по трубопроводу, и достигает предшествующей НПС ее

					Основные решения по реконструкции	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

фронт все равно остается крутым, при этом из-за своей инерционности регулирующая заслонка САР не успевает полноценно скомпенсировать возрастание давления на выходе насосной станции. В результате чего может случиться отключение насосного агрегата или полностью НПС по системе защиты, это приведет к резкому понижению давления. В связи с приходом крутой волны на предыдущую станцию после этого всегда происходит непродолжительный заброс давления выше заданного уровня [17].

Чтобы не произошло увеличение давления на линейном участке трубопровода превышающее допустимое значение, во время остановки промежуточной НПС необходимо подавить фронт волны давления, которая при этом возникает.

Для снижения волны повышенного давления, происходящей из-за отключения насосных агрегатов на станции и распределяющейся вверх по потоку нефти, устанавливаются системы сглаживания волн давления (ССВД).

Через клапана ССВД, происходит частичный сброс нефти в резервуар, за счет этого достигается сглаживание волны давления.

Основное назначение системы сглаживания волн давления ССВД, препятствовать росту давления на входе НПС повышаться со скоростью, которая выше заданное значение. Таким образом, система сглаживания волн давления на МН должна обеспечивать скорость повышения давления на входе НПС не выше 0.01-0.03 МПа/с. При этом ССВД вынуждена срабатывать при увеличении давления в н/п не превышающего 0.3 МПа, от давления в газовом аккумуляторе системы сглаживания волн давления.

Состав ССВД

ССВД имеет две функциональные части: система управления и сбросное устройство.

Схема системы сглаживания волн давления представлена на (рисунке 4.1).

					Основные решения по реконструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

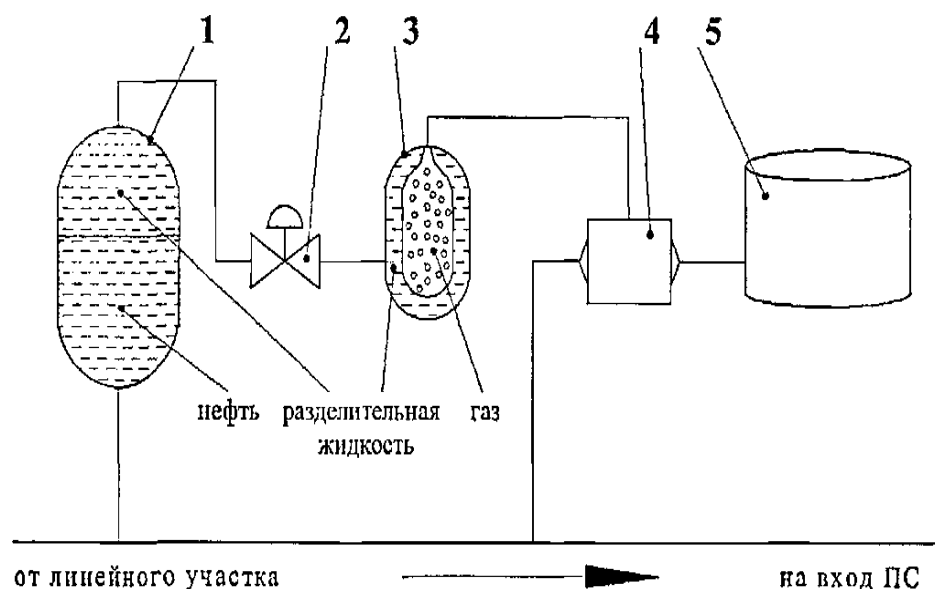


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема ССВД

1 – разделительная емкость; 2 – регулирующий дроссель; 3 – газовый аккумулятор; 4 – клапан сбросной; 5 – сбросной резервуар.

Состав управляющей системы ССВД: разделительная емкость-1, дроссель регулирующий-2, газовый аккумулятор-3. Разделительная емкость свободно связана с нефтепроводом и служит для того, чтобы в управляющую систему ССВД не попадала нефть, а попадала разделительная жидкость, например такая как, диэтиленгликоль ДЭГ. Необходимо это, по следующим причинам:

- с условиями зимы может случиться замерзание нефти, присутствующей в трубах системы ССВД, в связи с этим разделительная жидкость должна выбираться так, чтобы замерзание в условиях зимы не возникало;

- содержание механических примесей и парафинов, в перекачиваемой нефти могут оседать на регулирующем дросселе, по этой причине его проходное сечение вероятно уменьшится. Что может привести к сбою работы всей ССВД. Использование специализированной разделительной жидкости не должно привести к изменению режима в работе ССВД.

Чтобы регулировать подачу разделительной жидкости, предназначается регулирующий дроссель ССВД, который представляет собой регулирующий орган переменного сопротивления.

Газовый аккумулятор это емкость, одна часть которой заполняется разделительной жидкостью, вторая часть газом. Гибкий разделитель служит для разделения газа и разделительной жидкости в аккумуляторе. В газовом аккумуляторе разделительная жидкость свободно связана с разделительной емкостью. Жидкость свободно поступает в аккумулятор, и вытекает из него.

Управляющая газовая полость сбросного клапана-4, свободно связана с газом в аккумуляторе. Начальное настроенное давление определяет минимальное давление газа в газовом аккумуляторе. Если в сечении нефтепровода, где установлена система сглаживания волн давления, давление будет ниже, давления изначальной настройки аккумулятора, в этом случае весь объем аккумулятора займет газ. В связи с этим, в разделительной емкости и в регулирующем дросселе ССВД, давление будет равно давлению в основном трубопроводе, исходя из этого, давление газа в аккумуляторе будет ниже.

Одна ССВД, может включать в свой состав несколько газовых аккумуляторов. При выборе параметров газового аккумулятора, и регулирующего дросселя определяется режим работы ССВД в целом, и системы управления. Клапан-4, и сбросная емкость-5, входят в состав сбросного устройства. Схема сбросного клапана представлена (рисунок 4.2).

Для рассмотрения представлен клапан типа «Данфло», он является осевым. Что означает следующее: клапан который устанавливается на ось трубы, совпадает с осью движения (поршня 4) запорного элемента клапана. На корпусе клапана-1, крепится запорный поршень. (На рисунке 4.2 обозначена желтым цветом) газовая полость находящаяся внутри клапана, которая сообщается с газовым аккумулятором, через патрубок - 2. (На рисунке показано синим цветом) действие давления нефти на поршень, со стороны основного трубопровода, с обратной стороны действует давление газа, в полости клапана и пружины-3

					Основные решения по реконструкции	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

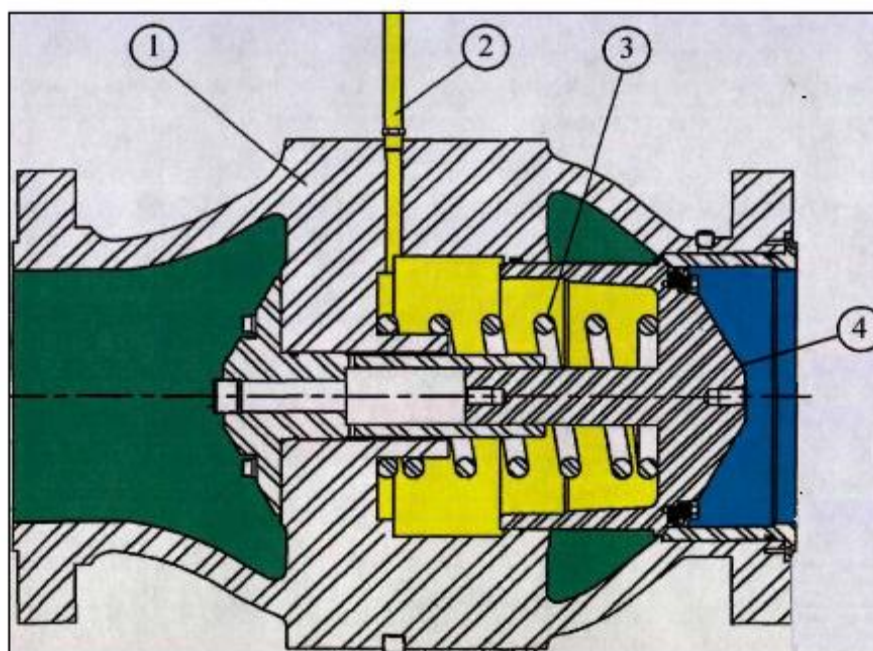


Рисунок 4.2 – Сбросной клапан «Данфло»

1-корпус клапана; 2 – газовая полость аккумулятора с линией связи; 3 – пружина клапана; 4 – подвижный поршень клапана.

На (рисунке 4.2) видно, что может изменяться степень открытия сбросного клапана в определенных пределах: от 0 - x_{max} , где x_{max} это максимальный поршневой ход клапана, определить который можно конструкцией и размерами клапана. Площадь в закрытом состоянии, находящаяся под действием нефти, на не которое количество процентов меньше площади, находящийся под действием газа.

Для открытия сбросного клапана, превышение давление в трубопроводе нефти, внутри клапана над давление газа, $P_{откр}$ должно компенсировать: разность площадей, существующую в закрытом состоянии со стороны газа и нефти; начальное поджатие пружины клапана. Превышение давления, составляет от 0.1-0.3 МПа.

Когда происходит, открытие сбросного клапана обтекание поршня нефтью охватывается со всех сторон, затем поступает в сбросной резервуар.

В составе одной ССВД могут быть несколько сбросных клапанов.

Сбросной резервуар - это безнапорная емкость с объемом порядка 400м^3 [17].

Принцип действия ССВД

Когда увеличивается давление на входе НПС с установкой ССВД, увеличивается и давление в разделительной емкости, также в сечении регулирующего дросселя, системы сглаживания волн давления. Повышение давления газа в аккумуляторе происходит не сразу, а в том случае, когда начальное давление в н/п будет ниже начально-настроечного давления газового аккумулятора. В газовый аккумулятор системы сглаживания волн давления, натекание разделительной жидкости происходит только тогда, когда давление в нефтепроводе начнет превышать начально-настроечное давление аккумулятора ССВД. Когда происходит затекание жидкости, газовая полость аккумулятора поджимается и в связи с этим давление газа повышается.

Если, начальное давление в нефтепроводе выше или равно начально-настроечного давления в аккумуляторе ССВД, тогда натекание жидкости в аккумулятор происходит сразу при возрастании давления в трубе. Темп повышения давления, и расход натекания жидкости в аккумулятор, измеряется настройкой регулирующего дросселя. Следует обратить внимание, что давление газа в аккумуляторе изменяется одновременно с изменением давления в газовой полости сбросного клапана [17].

При увеличении давления в трубопроводе, усилие, направленное на открытие поршня сбросного клапана ССВД, так же увеличивается. Как уже было сказано, открытие клапана ССВД происходит когда давления нефти в трубопроводе превышает в отношении давления газа внутри клапана равную величине 0.1-0.3 МПа .Когда происходит плавное увеличение давления в трубопроводе, разделительная жидкость натекает в аккумулятор так, что разность давлений между нефтью в трубопроводе и газом в сбросном клапане, не переходит порог значения 0.1-0.3 МПа, и открытие клапана не происходит. Если повышение давления в нефтепроводе быстрое, в газовом аккумуляторе изменение давления остается, от давления в трубопроводе, причина тому,

					Основные решения по реконструкции	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

медленное натекания жидкости в аккумулятор, системы сглаживания волн давления. Когда быстро повышается давление в нефтепроводе, в газовом аккумуляторе изменение давления начинает отставать, от давления в трубопроводе, причиной этого является медленное натекание жидкости в ССВД. Что приводит к разнице давления между газом внутри сбросного клапана и нефтью в трубопроводе, это ведет к превышению порогового значения, в связи с этим происходит открытие клапана, и начинается процесс сброса нефти. При этом устанавливается давление в трубопроводе, на уровень начально-настроечного давления газового аккумулятора системы сглаживания волн давления [18].

В начальный момент после того как происходит открытие клапанов, расход через систему сглаживания волн давления, приблизительно равен расходу нефти в трубопроводе на исходном режиме, и является максимальным. В связи с этим, в начальный момент клапаны системы сглаживания волн давления должны открыться так, чтобы смогли обеспечить этот самый расход через систему сглаживания волн давления. Если поджатие пружины клапана ССВД разное, это сопутствует разным степеням открытия клапана. Необходимо создать дополнительный перепад давления, на поршне клапана между нефтью и газом, это поможет отжать пружину на требуемую величину. Это служит причиной, того что, перед клапанами ССВД давление нефти дополнительно повышается, при их открытие.

Нужно отметить, что после того как происходит открытие сбросного клапана рассматриваемого типа («Данфло»), в нем исчезает разница площадей со стороны газа и нефти.

По той причине, что имеется разница, между давлением нефти и газа в ССВД, через регулирующий дроссель в аккумулятор поступает разделительная жидкость, тем самым в нем медленно повышается давление, и приводит к тому, что соответственно давление в газовой полости клапана также повышается. Это приведет и к повышению давления нефти в трубопроводе. А меньший расход сброса соответствует, повышенному

					Основные решения по реконструкции	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

давлению в трубопроводе. Снижение расхода сброса приводит, к закрытию клапана, системы сглаживания волн давления. Затем повышение давления газа будет продолжаться, а клапана ССВД закрываться. Происходить это будет, до того как сброс нефти через ССВД, полностью прекратится.

Настройка регулирующего дросселя ССВД, производится таким образом, чтобы обеспечивался темп возрастания давления 0.01-0.03 МПа, при расходе разделительной жидкости, в газовый аккумулятор.

Шланговый клапан типа «Флекс-Фло»

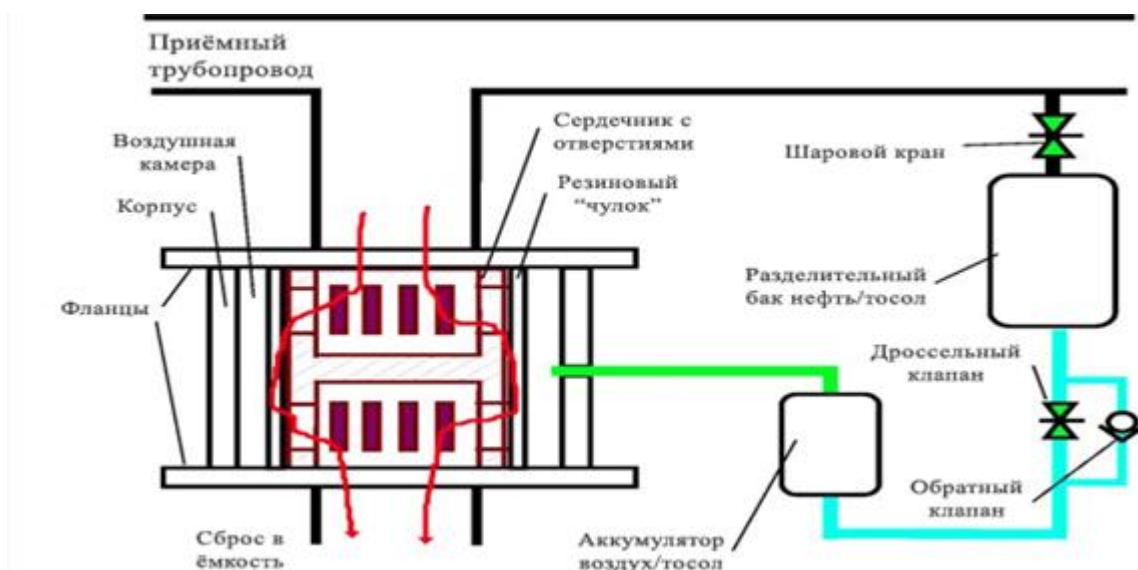


Рисунок 4.3 - Устройство и работа клапана «Флекс-Фло»

Принцип работы системы: при остановке НПС давление внутри сердечника клапана резко повышается, а давление в камере, над резиновым "чулком", из-за наличия дроссельного клапана и воздушного мешка в аккумуляторе будет повышаться медленно. В результате этого «чулок» открывает щели сердечника и происходит сброс нефти в безнапорную ёмкость. Сброс происходит до тех пор, пока давление в воздушной камере, над "чулком" не сравняется с давлением в трубопроводе и резиновый "чулок" плотно закрывает щели сердечника. Обратный клапан необходим для сброса давления в воздушной камере, минуя дроссельный клапан при снижении давления в трубопроводе. Скорость нарастания давления, а, следовательно, и время открытия клапана определяется степенью открытия дроссельного

клапана. Дроссель настраивается таким образом, чтобы время нарастания давления на приёме НПС при остановке агрегата составляло 60-90 секунд [19].

ССВД например, для нефтепровода диаметром 1220 мм состоит из 6-ти клапанов "Флекс-Фло", 6-ти аккумуляторов ёмкостью 150 л, 2 дроссельных и обратных клапанов (по одному на три клапана), разделительного бака ёмкостью 1000 л., шарового крана (Приложение В).

При не соблюдении порядка включения системы в работу может произойти открытие клапанов, что приведёт к переливу ёмкости.

Минимальное количество работающих клапанов для нефтепровода диаметром 1220 мм составляет 4 шт.

					Основные решения по реконструкции	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Социальная ответственность

Производственная и экологическая безопасность при реконструкции нефтеперекачивающей станции

Важнейшей задачей при производстве работ по реконструкции нефтеперекачивающей станции на магистральном нефтепроводе является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

Рабочее место находится в 1 километре к югу от жилой зоны города Барабинска, магистрального нефтепровода Омск-Иркутск. 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 Барабинской ЛПДС - эксплуатация закреплённого участка магистрального нефтепровода «Омск-Иркутск», обеспечение технологических режимов (давление и объем) транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу на участке ЛПДС Барабинская - НПС Татарская (с 254 по 431 километр).

5.1 Производственная безопасность

На проектируемом 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. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности [20].

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « »		
					с установкой системы сглаживания волн давления»		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Социальная ответственность	Литера	Лист
Разраб.		Щукина Д.С.				ДР	83
Руковод.		Герасимов А.В.					Листов
Консульт.							119
Зав. каф		Рудаченко А.В.				3-2Б21Т	

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении реконструкции нефтеперекачивающей станции, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

- 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 [20].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [21].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

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

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100 Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°C (301 K).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры [21].

Профилактика перегрева работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

Превышение уровней 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.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

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].

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

Превышение уровней 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 – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [23].

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; организационно-техническими 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) [22].

Превышение уровней ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно [24].

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами

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

при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [25].

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 [26].

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

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [27].

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. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести

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

людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [28].

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

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 [29].

Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [30].

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [30].

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12 - 42 В), защитное заземление (4 - 10 Ом), устройство защитного отключения.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетокведущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению. Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.питания посредством нулевых защитных проводников.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

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

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 [31].

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 [32].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

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 и).

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться ППБ 01-03 [33], РД-13.220.00-КТН-367-06 [34] и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.; огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.); лопаты – 2 шт.; ведра – 2 шт.; топор, лом – по 1 шт.

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.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- определены места и допустимое количество единовременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту нефтепровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

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.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором НПС.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: «Не курить», «Огнеопасно», «Взрывоопасно».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды[33].

Меры пожарной безопасности при выполнении земляных работ

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющей металлических подков.

Место проведения газоопасной работ должно быть обозначено (ограждено), а при необходимости выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Меры пожарной безопасности при производстве изоляционных работ

Запрещается применение открытого огня при очистке нефтепровода от изоляции.

При работе с грунтовками и растворителями запрещается: применять этилированный бензин и бензол; хранить и транспортировать их в открытой таре; бросать заполненную тару при погрузке и выгрузке, вывинчивать пробки и открывать крышки, ударяя по ним металлическими предметами, вызывающими искрообразование; перемешивать и переливать их ближе 50 м от открытого огня.

В месте приготовления битумно-полимерной мастики постоянно должен находиться комплект противопожарных средств: ящик с сухим песком; лопаты; технический войлок, брезент или асбестовое полотно; углекислотный огнетушитель ОУ-10[34].

5.2 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.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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, сточных вод образующихся в процессе производства работ;
- 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 предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий 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; запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств; применение строительных материалов, имеющих сертификат качества; выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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;

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

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ.

Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

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

При невозможности восстановления коренной растительности необходимо создать ее искусственные формы посевом быстрорастущих видов трав с развитой корневой системой.

Природовосстановительные работы считаются завершенными, если отсутствуют: участки с невозстановленным растительным покровом; места,

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

загрязненные нефтью, горюче-смазочными материалами, строительными и бытовыми отходами; места разрушения естественного ландшафта.

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

5.3 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 [35].

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.

Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве газовоздушной или паровоздушной смеси

При проведении ремонтных и монтажных работ на территории нефтеперекачивающей станции необходимо учитывать вероятность воспламенения или взрыва газовоздушной смеси. [36]

При взрыве газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом R_1 и зону ударной волны. Определяются также: радиус зоны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

смертельного поражения людей ($R_{спл}$), радиус безопасного удаления $R_{бу}$, где $\Delta P_{до} = 5$ КПа; r_2 – расстояние от центра взрыва до элемента участвующего в проведении работ в зоне ударной волны. Давление во фронте ударной волны ($\Delta P_{ф2}$) в зоне ударной волны определяются по таблице. Избыточное давление в зоне детонационной волны $\Delta P_{до}=900$ кПа.

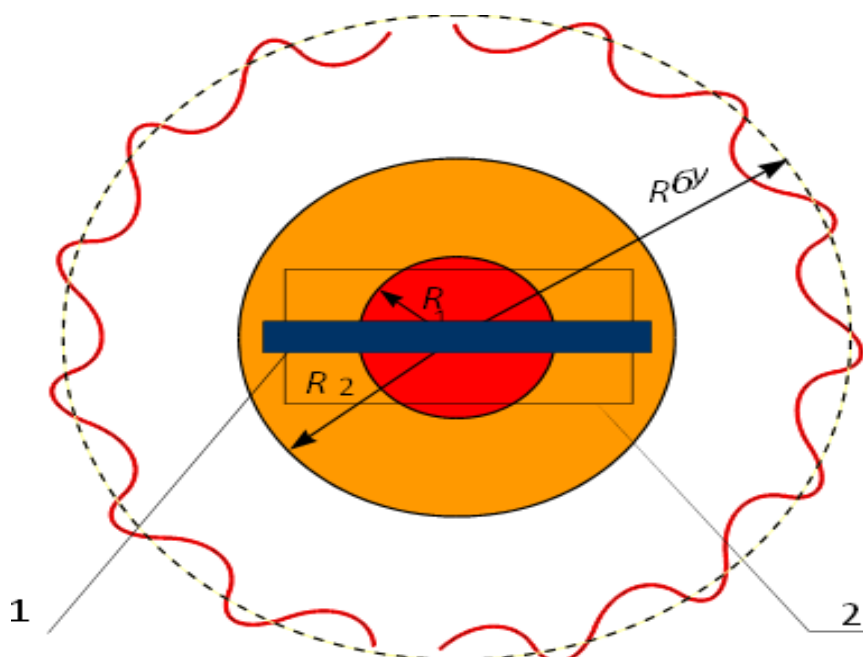


Рисунок 5.1 - Схема параметров ударной волны R_1 – зона детонации; R_2 – зона смертельного поражения персонала; 1 – вскрытый трубопровод; 2 – котлован.

Радиус зоны детонационной волны определяется по уравнению:

$$R_1 = 18.5\sqrt[3]{Q} \text{ (м);}$$

где: Q - количество газозвушной смеси в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30\sqrt[3]{Q} \text{ (м);}$$

Радиус безопасного удаления:

$$R_{бу} = R_1 \cdot \Delta P_{до}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 5.1- Параметры ударной волны

Наименование	Количество газовойздушной смеси, кг.						
	00	00	000	500	000	500	000
Радиус детонации, м	,7	4,7	8,5	1,1	3,3	5	6,6
Радиус смертельного поражения персонала, м	4,0	3,9	0	4,3	7,7	0,6	3,1
Радиус безопасного удаления, м	3,5	3,5	2,5	05	16,5	25	33

Расчеты выполнены в зависимости от количества газовойздушной смеси. В расчетах принят минимальным количеством - 100 кг, максимальным - 3000 кг. При проведении тех или иных работ связанных с локализацией и ликвидацией аварии на территории нефтеперекачивающей станции либо на магистральном нефтепроводе, основной задачей при этом становится удаление максимально возможного количества персонала за опасную зону.

Оценка других чрезвычайных ситуации, поражающих факторов и мероприятий по инженерной защите объекта от опасных природных процессов

Мероприятия по защите от чрезвычайных ситуаций:

- Выпадение снега

Обеспечить свободный доступ к оборудованию конструируемого объекта (площадки для выполнения технологических операций с клапанами, арматурой, манометрами). Организовать своевременную уборку снежных заносов, путем расчистки рабочими снега лопатами либо экскаваторами.

- Лесные пожары

Организовать своевременную уборку территории, непосредственно прилегающей к ограждению БЛПДС, от сухой травы, деревьев, кустов и другой потенциально опасной с точки зрения возникновения пожара растительности.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предупреждение персонала об опасных природных явлениях и передаче информации о чрезвычайных ситуациях природного характера осуществляется через оперативного дежурного Главного управления по делам ГО и ЧС г. Барабинска и области по существующим системам связи и оповещения, а также через средства массовой информации.

Террористические акты

Мероприятия по предупреждению террористических актов:

Отделение безопасности состоит из 16 человек, дежурство суточное, в караулы заступают 3 человека.

Вооружение – карабины "Сайга".

Ограждение ж/б плиты высотой 2,5 метра длиной 2960м с козырьком из колючей проволоки в 3 ряда. Установлены телекамеры по периметру, а также периметральная сигнализация.

Средства передвижения по территории – отсутствуют.

Имеются 1 КПП для прохода рабочих и служащих и одно КПП транспорта.

Обход периметрального ограждения осуществляется по внутренним дорогам и постам. Защитные 5-ти метровые зоны по всему периметру очищены от кустов и молодой поросли с внешней и внутренней стороны.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

Вывод:

Проектом предусмотрено надлежащее обеспечение охраны окружающей среды и безопасная работа, меры по перекачке нефти выполняют свою главную задачу: повышение пропускной способности нефтепровода, а также экологически безопасно при соблюдении всех правил и техник эксплуатации и является экологически безопасным предприятием. Принятые проектом технические решения при проведении строительных работ направленных на безаварийную работу НПС и нефтепровода, и минимизацию ущерба, наносимого окружающей среде

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном проекте рассматривается монтаж системы сглаживания волн давления, на действующей нефтеперекачивающей станции экономическая часть будет включать в себя расчет всего объема капитальных вложений и текущих затрат на проведение монтажных работ, а также систему показателей экономической эффективности.

Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных затрат на монтаж ССВД проводится по следующим экономическим элементам:

- Затраты на оборудование и амортизация;
- Стоимость материалов;
- Строительно-монтажные работы;
- Амортизация основного и вспомогательного оборудования необходимого при выполнении монтажных работ;
- Оплата труда рабочих;
- Отчисления на социальные нужды;
- Прочие расходы.

6.1 Составление сводного сметного расчета

Расчет основных работ сданного в монтаж оборудования по объектам 2010г. Общая смета на оборудование входящее в состав системы сглаживания давления представлена в таблице

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции «[REDACTED]» с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Финансовый менеджмент	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	101	119
Консульт.						3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Таблица 6.1 - Общая смета на оборудование ССВД

Наименование оборудования	Количество в шт.	Сумма, руб.
Задвижка шиберная Ду-500 Ру-8,0 МА 11103 под э/привод	2	
Задвижка клиновая фланцевая Ду-300 Ру-6,3 Мпа 30с976нж	2	
Задвижка клиновая фланцевая Ду-300 Ру-4.0 Мпа 30с515нж	1	
1	2	
Щит одностороннего обслуживания однорядный закрытый Щ8 П.0.084.0877- ТСМН-Ом2. ССВД-05-8-ЭС.Ш8.ТД	1	
Микропроцессорная система автоматики ССВД БЛПДС в составе	1	
Коммутатор матричный РХ-9116	1	
Цифровой тюнер РТ-9107	1	
Резервуар РГС-100	2	
Насос НВН 50/350 ХЛ1.	2	
Огнепреградитель ПО-500	2	
Огнепреградитель ПО-100	2	
Электропривод "ЭПЦ-100" А50.УХЛ1 во взрывозащищенном исполнении	2	
Система сглаживания волн давления с четырьмя клапанами Danflo Ду 150 мм, Ру 4.0 мм	1	
Задвижка клиновая фланцевая Ду-300 Ру-4.0 Мпа 30с915нж	1	
Селектор зон PS-9116I	1	
Репитер-транскoder по типу ПК- 004/РТК-031/3Тр3/4"-103ТРр3/4"-13/4з с 2мя портами RS-485 IP54 по ГОСТ 14254-96	1	
Розетка адресная для приемов сигналов от ручных пожарных извещателей и и преобразования их в коды послед. Интерф. RS-485	1	
Адресный приемно-контрольный пульт по типу АПКП "Страж"	1	
Электропривод ЭПЦ-4000 Г.9.УХЛ1 во взрывозащищенном исполнении	2	
Электропривод ЭПЦ-4000 Г.9.УХЛ1 во взрывозащищенном исполнении	2	
Итого:	2	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Финансовый менеджмент

Лист

102

Стоимость материалов

Общая смета на материалы, применяемые при монтажных работах оборудования ССВД на ЛПДС, приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Стоимость материалов

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб	Стоимость всего объема, руб
Электроды	шт.	30		
Праймер	кг	8		
Пленка	м	18		
Обертка	м	12		
Дизтопливо	литр	1200		
Итого:				
Транспортные расходы 5%				
Итого:				

Строительно-монтажные работы

Работы по монтажу состоят из работ подготовительного периода и работ основного периода.

Таблица 6.3 – Строительно-монтажные работы (подготовительный период)

Строительно-монтажные работы подготовительного периода.	
Вид работ	Сметная стоимость, руб.
Подготовительные работы	
Временные здания и сооружения	
Строительно-монтажные работы основного периода	
Монтаж ССВД	
Благоустройство	
Прочие работы и затраты	
Итого:	

- Сумма затрат с учетом НДС (18 %) составляет руб

Амортизация основного и вспомогательного оборудования

Амортизационные отчисления на используемую технику включаются в себестоимость производимых работ. Размер ежемесячных вычетов амортизационных отчислений представлены по принципу равномерного распределения в зависимости от срока эксплуатации основного и вспомогательного оборудования [37].

					Финансовый менеджмент	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.4 – Ежемесячные амортизационные отчисления

Наименование	Марка	Количество	Полная стоимость, руб	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 месяц, руб
Одноковшовый экскаватор	ЭО-4121	1		18	
Бульдозер	ДЗ-110	1		18	
Передвижная сварочная установка	УС-41	2		18	
Оборудование подогрева стыка	ПС-1424	1		18	
Наружный центратор	ЦН-121	2		18	
Передвижная электростанция	ДЭС-100	2		18	
Кран автомобильный	КС-3574	1		18	
Газоанализатор	АНТ-2М	2		18	
Комплект газорезательного оборудования	Спутник-2	2		18	
Комплект труб	ПМТ-100	1		18	
Шлифовальная машинка		6		18	
Электростанция	КТП-25 кВА	1		18	
Итого:		22			

- Сумма амортизации на основное и вспомогательное монтажное оборудование за весь период работ составит руб.

Оплата труда рабочих

Таблица 6.5 – Состав монтажной бригады и общий фонд ЗП

Профессия	Количество	Тарифная ставка, руб/ч	Тарифный фонд ЗП, руб	Премия		Основная ЗП, руб	районный коэффициент	Общий фонд ЗП, руб
Машинист экскаватора		4,32	51,04	00	751,04	502,08	1	5255,67
Помошник машиниста экскаватора		2,76	38,72	00	638,72	277,44	1	
Машинист сварочного агрегата		4,32	51,04	00	751,04	502,08	1	5255,67
Электросварщик		4,32	51,04	00	751,04	502,08	1	5255,67
Линейный трубопроводчик		4,32	51,04	00	751,04	502,08	1	5255,67
Линейный трубопроводчик		9,62	12,64	00	412,64	825,28	1	4240,47

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент		Лист
							104

Машинист ДЭС		2,76	1638,72	00	638,72	277,44	1639,57	4918,71
Сварщик-газорезчик		4,32	1751,04	00	751,04	502,08	1751,89	5255,67
Машинист опрессовочного агрегата		4,32	1751,04	00	751,04	502,08	1751,89	5255,67
Мастер		4,32	1751,04	00	751,04	502,08	1751,89	5255,67
Помошник		9,62	1412,64	00	412,64	825,28	1413,49	
Водители		2,76	1638,72	00	638,72	277,44	1639,57	4918,71
Итого:	2							50867,58

Фонд оплаты труда за весь период проведения работ (полгода) по монтажу системы сглаживания волн давления нефтеперекачивающей станции «Барабинская» составляет [REDACTED] рублей.

Отчисления на социальные нужды

Вычислим величину отчислений, которая приходится на социальные нужды, составляющая 30% от ФОТ, по формуле (1):

$$B_{ECH} = \frac{30 \cdot B_{\text{ФОТ}}}{100}, \quad (1)$$

где B_{ECH} – величина единого социального налога

$B_{\text{ФОТ}}$ – величина фонда оплаты труда за весь период реконструкции.

$$B_{ECH} = \frac{31 \cdot 305205,48}{100} = 94613,7 \text{ руб.}$$

Расчеты показывают что, сумма ЕСН составит 94613,7 руб.

Прочие расходы

Величина прочих расходов (затрат) на строительство вычисляется из величины остальных капитальных вложений, которая составляет 6%, по формуле (2):

$$B_{\text{ПЗ}} = \frac{6 \cdot (B_{\text{ОТР}} + B_{ECH} + B_{\text{СМР}} + A + B_{\text{СМ}})}{100}; \quad (2)$$

$$B_{\text{пз}} = \frac{6 \cdot 62276929,549}{100} = 3736615,773 \text{ руб.}$$

Все полученные результаты в ходе расчета капитальных затрат сведем в таблицу:

Таблица 6.6 Показатели капитальных вложений на монтаж ССВД

№	Показатели	Стоимость, руб.
1	Затраты на оборудование	
2	Стоимость материалов	
3	Строительно-монтажные работы	
4	Амортизация основного и вспомогательного оборудования	
5	Оплата труда рабочих	
6	Единый социальный налог	
7	Прочие расходы	
	Итого:	

Эксплуатационные расходы

Расчет эксплуатационных расходов (затрат) будем проводить по нескольким экономическим элементам:

- амортизационные отчисления;
- затраты на электроэнергию;
- оплата труда;
- единый социальный налог ЕСН;
- прочие затраты.

Амортизационные отчисления

Норма амортизации на оборудование составляет 10%. Вычислим сумму амортизационных отчислений за один месяц работ, по формуле (6.3.):

$$A = \frac{C_{\text{оо}} \cdot H_A}{12}, \quad (3)$$

где: $C_{\text{оо}}$ – стоимость основного оборудования, $C_{\text{оо}}=56498384,84$ руб;

H_A – норма амортизации, $H_A=10\%$

$$A = \frac{56498384,84 \cdot 0,1}{12} = 470819,873 \text{ руб}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Так как период монтажа ССВД по проекту длится 6 месяцев, сумма амортизационных отчислений на основное оборудование будет составлять [REDACTED] руб.

Затраты на электроэнергию

Так как система сглаживания волн давления предназначена для сброса нефти в резервуары сборники при повышении давления в трубопроводе, т.е. при возникновении аварийной ситуации, то в данном случае затраты на электроэнергию будут незначительны. Это объясняется тем, что основные узлы системы (потребители электроэнергии) большую часть времени находятся в не рабочем режиме и не эксплуатируются и вступают в работу при возникновении аварийной ситуации.

Фонд оплаты труда ФОТ

По проекту на ЛПДС будет сооружаться новое оборудование (система сглаживания волн давления), на обслуживание и ремонт необходимо привлечение нового обслуживающего персонала. А именно численность рабочих на нефтеперекачивающей станции увеличится на два линейных трубопроводчика шестого разряда. Тогда оплата труда увеличится и составит [REDACTED] руб.

Единый социальный налог

Величина отчислений, которая приходится на социальные нужды, составляет 29% от фонда оплаты труда ФОТ:

$$B_{ЕСН} = \frac{29 \cdot 2565000}{100} = 743850 \text{ руб.} \quad (4)$$

Прочие затраты

Прочие затраты определяются исходя из остальных капитальных затрат, 9 %, определяются по формуле (5):

$$B_{ПР} = \frac{9 \cdot (A + B_{ЭЛ} + B_{ОТР} + B_{ЕСН})}{100}, \quad (5)$$

$$B_{ПР} = \frac{9 \cdot (470819,873 + 743850)}{100} = 10930,289 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Полученные результаты занесем в таблицу:

Таблица 6.7 - Эксплуатационные расходы

Показатели	
Амортизационные отчисления	
Затраты на электроэнергию	
Фонд оплаты труда ФОТ	
Единый социальный налог ЕСН	
Прочие затраты	
Итого	

6.2 Техничко-экономические показатели проекта

Оценку целесообразности проекта проведем по системе показателей экономической эффективности [37].

Удельные капиталовложения определим по формуле (6.)

$$K_{уд} = \frac{B_{КАП}}{G_{ГОД}}, \quad (.6)$$

где: $B_{КАП}$ – величина капитальных затрат на монтаж системы сглаживания волн давления Барабинской ЛПДС, руб.;

$G_{ГОД}$ – годовая перекачка нефти по БЛПДС, млн.т

$$K_{уд} = \frac{65848865,993}{3,015} = 21840419,898 \text{ руб/т.}$$

Производительность труда определим по формуле (7.)

$$П_{тр} = \frac{G}{ч}, \quad (7)$$

где: G - годовая перекачка нефти по БЛПДС, тон;

$ч$ – численность обслуживающего персонала, чел.

$$П_{тр} = \frac{3015000}{143} = 21083,916 \text{ тон/чел.}$$

Для определения капиталотдачи воспользуемся формулой (8):

$$\Phi_0 = \frac{G}{B_{ОФ}}, \quad (8)$$

где: $B_{\text{оф}}$ – среднегодовая стоимость основных фондов, тыс. руб.;

G – годовая перекачка нефти по БЛПДС, тыс.т

$$\Phi_0 = \frac{3015}{65848,866} = 0,047 \text{ т/руб.}$$

Величина удельных эксплуатационных расходов вычисляются по формуле (9)

$$B_{\text{уд}} = \frac{B_{\text{эр}}}{G}, \quad (9)$$

где: $B_{\text{эр}}$ - величина эксплуатационных расходов, тыс. руб.;

G – годовая перекачка нефти по БЛПДС, тыс.т.

$$B_{\text{уд}} = \frac{3888990,162}{3015} = 1289,9 \text{ руб/т.}$$

Полученные результаты расчетов сведем в таблицу 6.8.

Таблица 6.8. Техничко-экономические показатели

Показатели	Ед. изм.	До реконструкции	После реконструкции
Перекачка	тыс. тонн	■	■
Стоимость основных средств	млн. руб.	■	■
Издержки обращения, всего,	млн. руб.	■	■
в том числе:			
а) амортизационные отчисления	млн. руб.	■	■
б) затраты на электроэнергию	млн. руб.	■	■
в) фонд оплаты труда ФОТ	млн. руб.	■	■
г) единый социальный налог ЕСН	млн. руб.	■	■
д) прочие затраты	млн. руб.	■	■
Численность	чел.	■	■
Производительность труда	тонн/чел.	■	■
Себестоимость перекачки	руб./тонн	■	■

Система сглаживания волн давления должна обеспечить безопасную перекачку нефти с точки зрения гуманитарного и материального ущерба. Так для примера приведем наиболее вероятную аварию возможную на территории нефтеперекачивающей станции без «системы сглаживания волн давления»: Взрыв облака ТВС при полной разгерметизации одного из насосов Н-1-3 в магистральной насосной с образованием пожара разлива на составляющей «Технологический блок перекачки нефти». Гуманитарный ущерб – до 1 погибшего, до 6 раненых. Материальный ущерб до [REDACTED] [REDACTED]. Рентабельней являются затраты на перекачку 1 тонны нефти на 100 км, в размере [REDACTED]. Откуда каждый час простоя нефтепровода расценивается, [REDACTED]

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Заключение

В выпускной квалификационной работе был проведен обзор литературы, в ходе которого было выявлено, что установка системы сглаживания волн давления недостаточно изучена.

На основе исходных данных основных параметров были проведены технологический и гидравлический расчеты, а так же расчет крутизны волны давления, по результатам которых было определено, что установка ССВД на нефтеперекачивающей станции необходима для обеспечения надежной работы нефтепроводного транспорта.

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « XXXXXXXXXX » с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Заключение	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Щукина Д.С.				ДР	111	119
Руковод.		Герасимов А.В				3-2Б21Т		
Консульт.								
Зав. каф		Рудаченко А.В						

Список используемой литературы

1. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003, 335 с.
2. Жуковский Н.Е., О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. Бюллетени Политехнического общества, № 5, 1899.
3. Смирнов Д.Н. , Зубов Л.Б. «Гидравлический удар в напорных водоводах.», М, Стройиздат, 1975, 125 с.
4. Мостков М.А. К вопросу о неупругом гидравлическом ударе. Бюллетень ЗакНИГЭИ, № 1, Тифлис, 1935.
5. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубопроводах. М., «Недра», 1975, 297 с. с ил.
6. Картвелишвили Н.А. Динамика напорных трубопроводов. - М.: Энергия, 1979.-224 е., ил.
7. Фокс Д.А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах: Пер. с англ. - М.: Энергоиздат, 1981. - 248 е., ил.
8. Лозинский Д.З. О работе воздушных колпаков на насосах перекачивающих станций нефтепроводов. - «Нефтяное хозяйство», 1933, № 5.
9. 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, 1966.
10. Полянская Л. В. Система из двух воздушных колпаков как средство уменьшения крутизны волны давления в трубопроводе. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1969, № 4, с. 90—94.

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « » с установкой системы сглаживания волн давления»		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Щукина Д.С.			Список использованных источников	Литера	Лист
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	112
Консульт.							Листов
Зав. каф		Рудаченко А.В.					119
						3-2Б21Т	

11. СНиП 2.05.06-85* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы»
12. РД 153-39-4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»
13. (ВНТП 2-86) «Нрмы технологического проектировании магистральных нефтепроводов»
14. Вязунов Е.В. «Методика расчета перегрузок трубопровода по давлению в переходных процессах».- «Нефтяное хозяйство», 1973 №9,с.45-47
15. РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».
16. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 «По техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций»
17. Адоевский А.В. ССВД как средство защиты магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления. Промышленная безопасность и экология, 2010, №8
18. Адоевский А.В. О возможном аварийном отключении перекачивающей станции при запуске и остановке насосного агрегата.- «Нефтяное хозяйство», 2010, №10.
19. Голосовкер Б.И. Опыт эксплуатации системы сглаживания волн давления «АРКРОН-ЮОО» на нефтепровод «ДРУЖБА»-«Транспорт и хранения нефти и нефтепродуктов », №4, М.,ВНИИОЭНГ, 1983.
20. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
21. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 28.03.2016г.).

					Список использованных источников	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
23. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 12.03.2015г.).
24. ГОСТ 12.1.007–76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016г.).
25. СП 2.6.1–758 – 99. Нормы радиационноСП 52.13330 – 2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
26. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
27. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).
28. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 14.03.2016г.).
29. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 27.03.2016г.).
30. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>
31. ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

					Список используемой литературы	Лист 114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. ПБ 03–576–2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 17.03.2016г.).
33. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 19.03.2015г.).
34. ППБ 01–03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.03.2016г.).
35. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2015г.).
36. : ГОСТ Р 22.0.07– 91. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.http://docs.cntd.ru/document/](http://www.http://docs.cntd.ru/document/) (дата обращения 25.03.2016г.).
37. Шепеленко Г.И. Экономика, организация и планирование производства на предприятии: Учебное пособие / Г. И. Шепеленко. – 2-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: МарТ, 2000г. – 544 с.

Общие характеристики оборудования

Таблица 1- Общие данные о насосах

Номер насоса по технолог. схеме	Тип и марка	Завод-изготовитель	Год изготовления	Год установки	Производительность м ³ /час	Напор, м	Заводской номер агрегата	Наименование перекачиваемой жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Н-1	НМ2500-230	Сумской насосный завод	1983	1986	2500	230	91	нефть
Н-2	НМ2500-230	Сумской насосный завод	1983	1986	2500	230	92	нефть
Н-3	НМ2500-230	Сумской насосный завод	1983	1986	2500	230	93	нефть
Н-1	ЦНСАн105-343	МЗ г.Димитров Болгария	1986	2001	105	343	74	нефть
Н-2	ЦНСАн105-343	МЗ г.Димитров Болгария	1986	2001	105	343	73	нефть
Н-3	ЦНСАн105-343	МЗ г.Димитров Болгария	1986	2001	105	343	72	нефть
Н-4	ЦНСАн105-343	МЗ г.Димитров Болгария	1986	2001	105	343	71	нефть

					«Реконструкция нефтеперекачивающей станции « XXXXXXXXXX » с установкой системы сглаживания волн давления»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Щукина Д.С.			Приложения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	116	119
Консульт.						ТПУ гр. 3-Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Таблица 2- Общие данные об электродвигателе

Тип и марка электродвигателя	Завод-изготовитель	Год изготовления	Год установки	Мощность, кВт	Напряжение, вольт	Исполнение электродвигателя (норм. взрывобезопас.)	Число оборотов в мин.	Масса кг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2А3МВ1-2000/6000	ЭЛСИБ	1995	1996	2000	6000	2ExdIIAT4	2974	3370
2А3МВ1-1600/6000	ЭЛСИБ	1995	1996	1600	6000	2ExdIIAT4	2974	3370
2А3МВ1-1600/6000	ЭЛСИБ	1996	1997	1600	6000	2ExdIIAT4	2974	3370
ВАО2-280М-2	ЭЛСИБ	1998	2001	160	380	ВЗТ4	2950	2880
АВ 280L-2	ЭЛСИБ	1998	2001	160	380	ВЗТ4	2950	2880
ВАО2-280М-2	ЭЛСИБ	1998	2001	160	380	ВЗТ4	2950	2880
АВ 280L-2	ЭЛСИБ	1998	2001	160	380	ВЗТ4	2950	2880

Таблица 3- Данные о наработке насосно- силовых агрегатов

НПС (наименование)	Нефте-насосная	Год		Наработка, час		Баланс. Стоим. тыс. руб.	Остат. Стоим. тыс. руб.	Износ тыс. руб.	%	Величина амортизации (ЭМО)
		Ввода в экпл.	Рекон-струк.	с начала экплуатации	За отчетный период					
БЛПДС магистральная		■	■	■	■	■	■	■	■	■
	НМ2500-230 №2	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	НМ2500-230 №3	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	НМ2500-230 №4	■	■	■	■	■	■	■	■	■
БЛПДС вспомогательная		■	■	■	■	■	■	■	■	■
	ЦНСАн10 5-343	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	ЦНСАн10 5-343	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	ЦНСАн10 5-343	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	ЦНСАн10 5-343	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Приложение В

Технологическая схема ССВД типа «Аркрон» 1000

