

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки»

УДК 622.692.4:539.376

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Павлов Р.М.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными Компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Павлову Роману Михайловичу

Тема работы:

«Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2019 г. № 930/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

08.06.2019 г.

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 магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск»
 Сырье: нефть

Технические характеристики НПС

Давление нефти на входе..... МПа
 Давление нефти на выходе..... МПа
 Пропускная способность..... м³/час
 Условный диаметр на входе..... мм
 Условный диаметр на выходе мм
 Потребляемая мощность..... кВт

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>	Обзор литературных источников о составе, оборудовании и характеристиках современных нефтеперекачивающих станций. Анализ и расчет нагрузок, воздействующих на технологическую обвязку насосного агрегата. Построение математической модели трубопровода с помощью продуктов инженерного анализа. Определение максимальных и минимальных значений напряжений и деформаций в трубопроводе. Анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние технологической обвязки насосного агрегата. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод и улучшению его напряженно-деформированного состояния. Выполнение разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н. В, профессор
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.12.2018
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н.		17.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Павлов Роман Михайлович		17.12.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Павлову Роману Михайловичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 527908 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 137856 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Павлов Роман Михайлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Павлову Роману Михайловичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования в данной работе является технологическая обвязка насосного агрегата, расположенная в насосном зале нефтеперекачивающей станции.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенные уровни шума 2. Повышенные уровни вибрации 3. Недостаточное освещение рабочей зоны 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2. Поражение электрическим током 3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением 4. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте
3. Экологическая безопасность:	Эксплуатация нефтеперекачивающих станций сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;

	- повреждением почвенно-растительного покрова;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС): -стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры); -социального характера (террористический акт); -техногенного характера (производственная авария). Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера, в результате которой может произойти неконтролируемый разлив нефти из-за повреждения технологической обвязки насосного агрегата. Разработать меры по предупреждению типовой ЧС, ликвидации ее последствий и план действий в результате возникшей ЧС.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Павлов Роман Михайлович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2019	<i>Введение</i>	5
29.01.2019	<i>Обзор литературы</i>	9
07.02.2019	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
18.02.2019	<i>Анализ и расчет нагрузок, действующих на технологический трубопровод</i>	10
15.03.2019	<i>Создание математической модели технологической обвязки насосного агрегата, определение наиболее нагруженных участков трубопровода</i>	13
29.03.2019	<i>Анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние трубопровода</i>	10
25.04.2019	<i>Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод</i>	12
13.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
15.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	9
20.05.2019	<i>Заключение</i>	6
27.05.2019	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н.		17.12.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		17.12.2018

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Нефтеперекачивающая станция: комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными агрегатами по магистральному нефтепроводу.

Трубопровод технологический: трубопроводы, предназначенные для транспортирования в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий различных веществ, необходимых для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

Насосный агрегат: комплекс устройств, состоящий из насоса, двигателя и трансмиссии.

Техническое состояние объекта: состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

Напряжённо-деформированное состояние: совокупность внутренних напряжений и деформаций конструкции, возникающих при действии на неё внешних нагрузок.

Нагрузка: силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Предел прочности (временное сопротивление): нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

Предел текучести: нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлов Р.М.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					1	87
Консульт.						ТПУ ИШПР зр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Надежность: свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

Отказ: событие, которое заключается в нарушении работоспособного состояния объекта.

Пропускная способность нефтепровода: количество нефти, проходящее по нефтепроводу за единицу времени.

Условные обозначения приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Условные обозначения

$\sigma_{\text{тек}}$	Предел текучести, МПа
$\sigma_{\text{пр}}$	Продольные напряжения, МПа
$\sigma_{\text{кц}}$	Кольцевые напряжения, МПа
δ	Толщина стенки, мм
$P_{\text{раб}}$	Рабочее давление в трубопроводе, МПа
$\gamma_{\text{ст}}$	Удельный вес стали, Н/м ³
$D_{\text{вн}}$	Внутренний диаметр участка трубопровода, мм

Сокращения:

НПС – нефтеперекачивающая станция

НДС – напряжённо-деформированное состояние

НА – насосный агрегат

КПД – коэффициент полезного действия

КИП – контрольно-измерительные приборы

НТД – нормативно-техническая документация

СКЗ – среднеквадратическое значение

НМ – нефтяной магистральный

ТО – техническое обслуживание

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Нормативные ссылки

СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

РД-75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС.

РД-19.100.00-КТН-036-13 Методики технического диагностирования механо-технологического оборудования. Часть 2. Методики выполнения.

ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

ГОСТ 32106-2013 Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Вибрация центробежных насосных и компрессорных агрегатов.

РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.

РД-23.040.00-КТН-387-07 Методика диагностики технологических нефтепроводов НПС.

ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

ПБ 03-576-2003 32. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.4.051-87. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.

РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 87 страниц, 24 рисунка, 30 таблиц, 37 источников цитируемой литературы.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, насосный агрегат, технологическая обвязка, нагрузки, напряженно-деформированное состояние, нефть, моделирование, вибродиагностика, демпфирование колебаний.

Объект исследования: технологическая обвязка насосного агрегата НПС «XXXXXXXXXX».

Цель работы: исследование напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата нефтеперекачивающей станции «XXXXXXXXXX».

В процессе исследования проводились: аналитический обзор о составе, оборудовании и характеристиках современных нефтеперекачивающих станций; анализ и расчет нагрузок, воздействующих на технологическую обвязку насосного агрегата; построение математической модели трубопровода с помощью продуктов инженерного анализа; определение максимальных и минимальных значений напряжений и деформаций в трубопроводе; анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние технологической обвязки насосного агрегата; разработка рекомендаций по снижению нагрузки на технологический трубопровод и улучшению его напряженно-деформированного состояния.

В результате исследования: определен наиболее нагруженный участок технологической обвязки, проведен анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние трубопровода, предложена конструкция из опор с упругодемпфирующим элементом, обеспечивающая диссипацию энергии колебаний трубопровода.

Область применения: нефтеперекачивающие станции магистрального нефтепровода.

Экономическая эффективность/значимость работы: проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлов Р.М.			Реферат		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.								5
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						87
					ТПУ ИШПР гр. 2Б5А			

ABSTRACT

Final qualifying work of 87 pages with 24 figures, 30 tables, 37 sources.

Keywords: oil pumping station, pumping unit, process piping, loads, stress-strain state, oil, modeling, vibration-based diagnostics, vibration damping.

Object of the study: process piping of the pumping unit of the oil pumping station «XXXXXXXXXX».

Work purpose: to study the stress-strain state of the process piping of the pumping unit of the XXXXXXXXXX oil pumping station.

The study was conducted: an analytical review of the composition, equipment and characteristics of modern oil pumping stations; analysis and calculation of the loads acting on the process piping of the pumping unit; building a mathematical model of the pipeline using engineering analysis products; determination of the maximum and minimum values of stresses and strains in the pipeline; analysis of the impact of dynamic load on the stress-strain state of the process piping of the pumping unit; development of recommendations for reducing the load on the process pipeline and improving its stress-strain state.

As a result of research: the most loaded section of the process piping was determined, the influence of the dynamic load on the stress-strain state of the pipeline was analyzed, a design of supports with an elastic damping element was proposed, ensuring the dissipation of the vibrational energy of the pipeline.

Scope: oil pumping stations of the main oil pipeline.

Economic efficiency / importance of work: an assessment of the commercial potential and prospects for conducting scientific research from the standpoint of resource efficiency and resource saving.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлов Р.М.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					6	87
Консульт.						ТПУ ИШПР зр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Оглавление

Введение.....	9
1. Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях	11
1.1. Классификация нефтепроводов	11
1.2. Технологические трубопроводы	12
1.3. Нефтеперекачивающие станции, классификация и характеристика основных объектов.....	14
2. Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата.....	17
2.1. Техническое состояние трубопроводов	17
2.2. Классификация и виды дефектов.....	18
2.3. Вибродиагностика	21
3. Программные продукты инженерного анализа	28
4. Характеристика объекта исследования	32
5. Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	36
5.1. Нагрузки, воздействующие на трубопровод	36
5.2. Математическая модель технологического трубопровода	39
5.3. Конечно-элементная сетка трубопровода.....	40
5.4. Результаты анализа напряжённо-деформированного состояния технологического трубопровода	41
6. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод.....	50
6.1. Применение компенсатора сдвигово-поворотных перемещений малой жёсткости	50
6.2. Применение конструкции из массивных опор с упругодемпфирующим элементом.....	53
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	55
7.1. Анализ конкурентных технических решений	55
7.2. Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата.....	57

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Павлов Р.М.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.							7	87	
Консульт.								ТПУ ИШПР гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

7.3.	Определение трудоемкости выполнения работ	58
7.4.	Разработка графика проведения проекта	59
7.5.	Бюджет затрат на исследование.....	62
7.5.1.	Расчет материальных затрат исследования	62
7.5.2.	Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	63
7.5.3.	Основная заработная плата исполнителей исследования	63
7.5.4.	Дополнительная заработная плата исполнителей исследования	64
7.5.5.	Отчисления во внебюджетные фонды	65
7.5.6.	Накладные расходы.....	66
7.5.7.	Формирование бюджета на научно-исследовательский проект	66
7.6.	Определение ресурсоэффективности проекта.....	67
8.	Социальная ответственность	71
8.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
8.1.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	71
8.1.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя	72
8.2.	Производственная безопасность.....	73
8.2.1.	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	74
8.2.2.	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
8.3.	Экологическая безопасность	79
8.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
	Заключение	83
	Список использованных источников	84

Введение

Актуальность. Трубопроводный транспорт играет одну из ключевых ролей в системе нефтегазовой промышленности. Он является основным и наиболее экономичным видом транспортировки углеводородов от месторождений к конечному потребителю. Особое место в этой системе занимают технологические трубопроводы.

Технологические трубопроводы нефтеперекачивающих станций характеризуются большим разнообразием влияющих на них силовых факторов и воздействий как статических, так и динамических, что объясняет практически постоянную неопределённость уровня их технического состояния.

При производстве, транспортировке труб, выполнении монтажных и ремонтных работ, возникает предварительная пластическая деформация, ускоряющая процесс деформационного старения металла. В процессе эксплуатации трубопроводов повреждение металла происходит в локальных местах конструктивных элементов с дефектами различного происхождения, а сложности, возникающие при осмотре и приборном обследовании, увеличивают вероятность возникновения отказов.

В процессе перекачки нефти и нефтепродуктов в системе трубопроводного транспорта насосные агрегаты и их технологические обвязки подвергаются большим вибрациям, приводящим к падению КПД насоса и снижению полезной мощности, к значительным энергетическим и экономическим потерям.

Поэтому в целях повышения надежности технологических трубопроводов при проектировании, сооружении и эксплуатации трубопроводных систем появилась необходимость решения такой актуальной задачи, как оценка их технического состояния с помощью анализа напряжённо-деформированного состояния.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Павлов Р.М.			Введение				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.								9	87
Консульт.									ТПУ ИШПР гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов позволяет получить информацию о наиболее нагруженных участках трубопровода с предаварийной ситуацией и разработать комплекс необходимых мероприятий по снижению нагрузки, что в конечном итоге повысит надёжность трубопроводной системы.

Объектом исследования является технологическая обвязка насосного агрегата НПС «XXXXXXXXXX».

Целью данной работы является исследование напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата нефтеперекачивающей станции «XXXXXXXXXX».

В соответствии с целью в работе решались следующие **задачи**:

1. Изучение нормативно-технической документации по теме исследования.
2. Анализ нагрузок, действующих на технологический трубопровод.
3. Построение математической модели трубопровода.
4. Определение максимальных и минимальных значений напряжений и деформаций в трубопроводе.
5. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод.

Практическая значимость – результаты ВКР являются основой для дальнейших исследований в магистерской диссертации и могут быть полезны для решения практических задач по улучшению напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов НПС.

Реализация и апробация работы:

Основные результаты ВКР были представлены на конференции:

1. Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», доклад – «Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки».

					Введение	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях

1.1. Классификация нефтепроводов

Трубопроводами называются сооружения из труб, деталей трубопровода и арматуры, плотно соединенных между собой, предназначенные для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

Нефтепроводы по своему назначению подразделяются на следующие группы:

- 1) промысловые – соединяющие скважину с установками подготовки нефти или с другими объектами на промыслах;
- 2) магистральные – транспортирующие товарную нефть и нефтепродукты из районов добычи, хранения или производства до конечного потребителя (пунктов налива в цистерны, нефтебаз, нефтеналивных терминалов, НПЗ);
- 3) технологические – транспортирующие нефть в пределах промышленного предприятия.

В зависимости от условного диаметра в соответствии с СП 36.13330.2012 магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса:

I – 1000 – 1200 мм включительно;

II – 500 – 1000 мм включительно;

III – 300 – 500 мм включительно;

IV – 300 мм и менее.

СП 36.13330.2012 устанавливает категории магистральных нефтепроводов в зависимости от коэффициента условий работы при расчёте на прочность[1]:

Таблица 2 – Категории трубопроводов

Категория трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода (при расчёте на прочность, устойчивость и деформативность) m
В	0,660

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях		
Разраб.	Павлов Р.М.						
Руковод.	Рудаченко А.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						11	87
					ТПУ ИШПР зр. 2Б5А		

Продолжение таблицы 2

I	0,825
II	0,825
III	0,990
IV	0,990

К высшей категории В относятся участки нефтепроводов с $Dy \geq 1000$ мм, проходящие через русловую часть судоходных рек и несудоходных с шириной зеркала воды более 25 м.

К нефтепроводам I категории относятся участки с $700 \leq Dy \leq 1000$, которые пересекают водные преграды протяженностью до 1000 м, болота III типа, железные дороги общей сети, автомобильные дороги I и II категории и тоннели в горной местности.

К II категории нефтепроводов относятся под - и надводные переходы через реки, болота типа II, косогорные участки, переходы под дорогами, трубопроводы прокладываемые по территории распространения вечномёрзлых грунтов, по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям.

К III категории нефтепроводов относятся участки нефтепроводов с $Dy \geq 700$ мм, при подземной, наземной и надземной прокладке в северной строительной-климатической зоне; с $Dy \leq 700$ мм, только при наземной и надземной прокладке в той же зоне; участки, проходящие через болота I типа, автомобильные дороги III, IV и V категории; трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь.

К IV категории относят трубопроводы для транспортировки нефти с $Dy \leq 700$ мм, при подземной прокладке в северной строительной-климатической зоне[1].

1.2. Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы - внутриплощадочные нефтепроводы между точками врезки в магистральный нефтепровод на входе и выходе

					Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтеперекачивающей станции, линейной производственно-диспетчерской станции, перевалочной нефтебазы, приемно-сдаточного пункта.

К технологическим трубопроводам относятся:

- трубопроводы между местами соединения с линейной частью магистрального трубопровода на входе и выходе нефтеперекачивающей станции, включая трубопроводную арматуру;
- трубопроводы, входящие в состав резервуарных парков и обвязки резервуаров;
- трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;
- трубопроводы сливных и наливных эстакад;
- трубопроводы, обеспечивающие опорожнение стендеров морских терминалов, установок для рекуперации паров нефти;
- дренажные трубопроводы и трубопроводы для утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов[2].

Технологические трубопроводы состоят из:

- Прямых участков (линий);
- Фасонных деталей (отводов, переходов, тройников, заглушек);
- Опор и подвесок;
- Запорно-регулирующей арматуры;
- Контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;
- Антикоррозионной изоляции.

По характеру размещения на промышленном объекте технологические трубопроводы делятся на:

- Внутрицеховые – трубопроводы, которые соединяют агрегаты, машины и аппараты технологических установок одного цеха.

					Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Межцеховые – трубопроводы, которые соединяют технологические установки разных цехов.

По температуре рабочей среды технологические трубопроводы подразделяются на:

- Холодные – работают при температуре среды $t_p \leq 50^\circ\text{C}$,
- Горячие – работают при температуре среды $t_p > 50^\circ\text{C}$.

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяются:

- Вакуумные - работают при абсолютном давлении среды $< 0,1\text{ МПа}$.
- Среднего давления - работают при значении избыточного давления среды, находящегося в пределах от 1,5 до 10 МПа.
- Высокого давления - работают при значении избыточного давления среды, находящегося в пределах от 10 до 100 МПа.
- Безнапорные - трубопроводы, в которых среда движется самотёком (давление близко к атмосферному).

По способу прокладки трубопроводы классифицируются на:

- Подземные – трубопроводы, прокладываемые в траншее под землей.
- Наземные – трубопроводы, прокладываемые на земле.
- Надземные – трубопроводы, прокладываемые над землей на стойках или опорах [3].

1.3. Нефтеперекачивающие станции, классификация и характеристика основных объектов

Нефтеперекачивающая станция (НПС) является площадочным объектом магистрального трубопровода, предназначение которого заключается в приёме, накоплении, учёте и поддержании требуемого режима перекачки нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу [4]. НПС магистральных нефтепроводов подразделяются на головные и промежуточные. Головные НПС располагают в близости от нефтяных промыслов (МНП) или нефтеперерабатывающих заводов (МНПП). Они имеют следующее

					Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

предназначение: приём нефти или нефтепродуктов и обеспечение их дальнейшей транспортировки по трубопроводу [14].

Все объекты, которые входят в состав перекачивающих станций, можно разделить на две группы:

- 1) Объекты технологического назначения, к ним относятся: насосные цеха; резервуарный парк; камеры пуска-приема очистных устройств; узлы предохранительных и регулирующих устройств; узлы переключения; узлы учета; технологические трубопроводы с площадками фильтров и камерами задвижек;
- 2) Объекты вспомогательного назначения, к ним относятся: сооружение по водоснабжению; понижающая электростанция; сооружения по отведению бытовых и промышленных стоков; котельная инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики; гаражи; складские помещения.

На головных НПС происходят основные технологические операции: приём и учёт нефти, закачка нефти и нефтепродуктов в резервуарный парк для хранения, откачка нефти и нефтепродуктов в трубопровод; прием, запуск средств очистки и диагностики. Также в их пределах производят перекачки внутри объекта. На головных станциях проводят подкачку нефти из других источников поступления, например, с других трубопроводов. Таким образом, головные НПс выполняют ряд важных функций и занимают ключевое место во всей системе магистрального трубопровода.

Промежуточные НПС повышают давление транспортируемой среды в нефтепроводе, располагаясь по трассе в соответствии с гидравлическим расчетом. В отличие от головных НПС промежуточные могут не иметь в своём составе резервуаров, либо их вместительность значительно меньше. Отсутствуют на промежуточных НПС узлы учета, подпорная насосная [13].

Большая трудоёмкость и значительный объём работ при строительстве

					Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

НПС магистральных нефтепроводов обуславливает наличие значительных экономических и трудовых затрат, а отсутствие развитой инфраструктуры в отдельных районах затрудняет привлечение трудовых ресурсов. Поэтому важнейшей задачей является снизить капитальные и эксплуатационные расходы на этапах строительства и эксплуатации НПС.

Применение блочно-комплектных, блочно-модульных и НПС открытого типа в некоторых случаях помогает решить данную проблему. Отсутствие на территории капитальных зданий, сооруженных из кирпича, бетона, железобетона; вхождение всего оборудования, технологических коммуникаций, КИП и автоматики в состав функциональных блоков, собранных в виде транспортабельных монтажных блоков, блок-боксов и блок-контейнеров отличает данные виды НПС от НПС стационарного типа.

Блочно-комплектные НПС включают в себя набор отдельно стоящих блоков и блок-боксов технологического, энергетического и вспомогательно-функционального назначения, а также общее укрытие для магистральных насосных агрегатов с технологическими трубопроводами и вспомогательными системами.

Блочно-модульные НПС представляют собой дальнейшее развитие блочно-комплектных насосных станций. На НПС этого типа все оборудование группируют по функциональным признакам в блок-модули. Блок-модули всех типов изготавливают только в заводских условиях. На блочно-модульных НПС отказались от монтажа отдельно стоящих блоков с индивидуальными системами жизнеобеспечения, и вместо них применяют общие отапливаемые инвентарные укрытия требуемой площади.

					Общие сведения о нефтеперекачивающих станциях	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата

2.1. Техническое состояние трубопроводов

Под техническим состоянием объекта понимают состояние, характеризующееся в конкретный момент времени и в определенных внешних условиях значениями параметров, соответствующих технической документацией на данный объект.

Контролем технического состояния технологического трубопровода является проверка соответствия текущих значений параметров их проектным значениям, измененным в процессе эксплуатации. Современная концепция, основанная на принципе надежности трубопровода по контролю его технического состояния, подразумевает проведение диагностирования технического состояния и на его основе – оценку остаточного ресурса объекта контроля.

Техническое состояние трубопровода характеризуется определенными параметрами, отвечающими за работоспособное состояние трубопровода. К контролируемым в процессе оценки технического состояния параметрам относятся: герметичность трубопровода; толщина стенки; геометрия трубопровода; состояние изоляционного покрытия; пространственное положение трубопровода.

В основу оценки технического состояния трубопроводов положена гипотеза о возникновении аварии или инциденте (отказе) оборудования при наличии дефекта по причине наступления одного из следующих шести возможных предельных состояний:

- снижение (спад) несущей способности конструктивных элементов трубопровода, при достижении которого эксплуатационный участок

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлов Р.М.			Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					17	87
Консульт.						ТПУ ИШПР зр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

характеризуется такими остаточными деформациями, которые не позволяют дальнейшую эксплуатацию;

- развитие и появление чрезмерных деформаций линейных участков и арматуры от воздействия статических и динамических нагрузок, при данном состоянии в трубопроводе происходит появление дополнительных искривлений и колебаний, не допускающих дальнейшую эксплуатацию;
- коррозионное и эрозионное разрушение металла трубопровода, образование свищей, при данном состоянии появляются утечки продукта перекачки, что исключает дальнейшую эксплуатацию;
- трещинообразование в металле трубопровода, характеризующееся потерей целостности и возможности разгерметизации, при этом дальнейшая эксплуатация становится невозможной;
- риск аварии или инцидента в результате негативного воздействия на охранную зону.
- несанкционированное повреждение или прокол конструктивных элементов трубопровода;

2.2. Классификация и виды дефектов

Под дефектом технологического трубопровода понимается отклонение геометрии стенки трубы и сварного шва, ухудшение качества материала трубы, не соответствующее допустимым значениям нормативно-технических документов и возникающее на этапах изготовления, строительства или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные детали, установленные на трубопроводах и обнаруживаемые методами внутритрубной дефектоскопии, традиционными методами неразрушающего контроля.

По геометрическим размерам дефекты классифицируют на:

- Макродефекты – дефекты значительных размеров, которые могут быть обнаружены различными методами НК и большинством дефектоскопов;
- Микродефекты – дефекты малых размеров, которые могут быть обнаружены лишь современными дефектоскопическими приборами.

					Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

В зависимости от происхождения и причин образования выделяют:

- Металлургические (производственно-технологические) дефекты;
- Строительные дефекты;
- Эксплуатационные дефекты.

С точки зрения ремонтпригодности выделяют:

- Исправимые дефекты – дефекты, устранение которых технически возможно и экономически рационально;
- Неисправимые – дефекты, устранение которых связано с существенными затратами или невозможно.

По степени влияния на работоспособность трубопровода различают дефекты:

- Значительные – эксплуатация объекта возможна при существенном влиянии дефекта;
- Критические – эксплуатация объекта невозможна.

Все дефекты делятся на следующие группы:

- дефекты геометрии трубы;
- дефекты сварного шва;
- дефекты стенки трубы;
- комбинированные дефекты;
- недопустимые конструктивные элементы.

Дефекты геометрии трубы – дефекты, характеризующиеся изменением формы трубы. К ним относятся:

- Вмятина - уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, которое произошло в результате поперечного внешнего механического воздействия.
- Гофр – местное уменьшение проходного сечения трубы, которое произошло из-за потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода, сопровождающееся поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки.

					Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

- Сужение (овальность) - уменьшение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности.

К дефектам стенки трубы относятся:

- Потеря металла — изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического и коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления;
- Риска (царапина, задир) — потеря металла, являющаяся результатом взаимодействия стенки трубопровода с твердым телом при их взаимном перемещении;
- Расслоение — несплошность металла стенки трубопровода;
- Расслоение с выходом на поверхность (закат) — расслоение с выходом на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы;
- Расслоение в околошовной зоне — расслоение, располагающееся непосредственно возле сварного шва;
- Трещина — дефект, представляющий собой узкий разрыв металла стенки трубы.

Потери металла различают на:

- Объединенная потеря металла – это группа из двух и более коррозионных дефектов, объединенных в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы в районе дефектов.
- Одиночная потеря металла – это один дефект потери металла, расстояние от которого до ближайших потерь металла превышает значение 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта.

Дефекты сварного соединения — это дефекты в сварном шве или в околошовной зоне. К дефектам сварного шва относятся: трещины, шлаковые включения, непровары, поры, подрезы, несплавления и др.

- Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву.

					Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- Смещение кромок – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок свариваемых труб в стыковых сварных соединениях.
- «Аномалия» сварных швов – это поры, шлаковые включения, подрез, наплывы, отклонения размеров шва от требований нормативных документов.
- Косой стык – сварное стыковое соединение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб расположены под углом друг к другу.

Комбинированными дефектами являются различные комбинации нескольких видов дефектов.

К дефектам трубопровода относятся:

- Недопустимые конструктивные детали;
- Несоответствующие НТД приварные элементы;
- Недопустимые соединительные детали.

Под недопустимыми соединительными деталями понимаются детали заводского изготовления: отводы, заглушки, тройники, заплаты вварные, переходники и т.д [15].

2.3. Вибродиагностика

Диагностика насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций по вибрационным параметрам – один из самых эффективных и точных методов определения их технического состояния. В процессе длительной эксплуатации насоса происходит износ подшипников, что приводит к высоким уровням вибрации агрегата. Дальнейшая работа при таком режиме обязательно приведет к потере полезной мощности, падению КПД насоса и к негативному влиянию на состояние технологической обвязки. Вибродиагностика помогает избежать всех этих проблем.

Вибродиагностика позволяет определять недопустимые значения уровня вибрации, влияющего на работоспособное состояние оборудования.

					Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

стационарная система вибродиагностики способна не только постоянно контролировать состояние насосного агрегата, но и определять качество его монтажа.

Всё это делает возможным своевременное выявление дефектов и позволяет принять предупредительные меры, чтобы предотвратить внезапную поломку насосов. Такого рода подход к ремонту и обслуживанию рабочих агрегатов значительно сокращает затраты на капитальный ремонт и увеличивает срок межремонтной эксплуатации насосного оборудования на 20-30%.

Международные стандарты определяют требования к измерительным приборам и методику их проведения. Так, вибромониторинг насосного оборудования выполняется с опорой на международный ГОСТ ИСО 10816, а по отечественному стандарту ГОСТ 32106-2013 проводится вибродиагностика центробежных насосов.

Портативная виброаппаратура применяется в случае временного отсутствия стационарных устройств контроля или при необходимости в получении дополнительной информации об уровне вибрации, возникающей в технологической обвязке. Вибрация замеряется портативной аппаратурой только в строго установленных отмеченных маркером местах, предварительно зачищенных от грязи, пыли и краски. Измерение осевой и горизонтальной составляющих вибрации проводят ниже оси вала насоса на 2-3 мм по середине длины вкладыша. Вертикальная составляющая измеряется на крышке подшипника (верхняя часть) на середине вкладыша (рисунок 1).

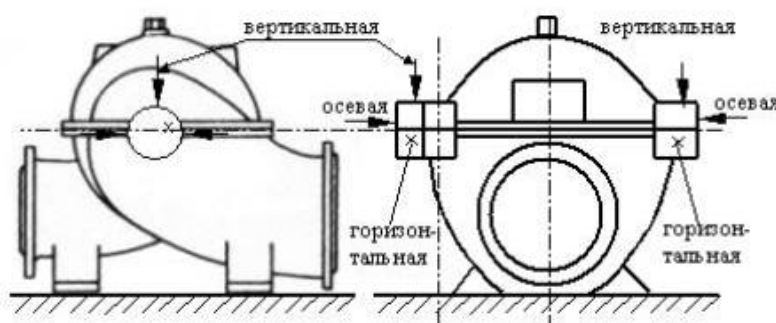


Рисунок 1 – Места измерения вибрации на насосном агрегате

					Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Жесткость крепления рамы агрегата к фундаменту определяется как при плановом, так и при неплановом виброконтроле на всех креплениях или в их области на расстоянии не более 10 см от них.

При проведении диагностики виброаппаратура должна удовлетворять требованиям ГОСТ ИСО 2954. Кроме аппаратуры для измерения среднего квадратичного значения вибрации широко применяется универсальная виброанализирующая аппаратура с опцией измерения спектральных составляющих вибрации и амплитудно-фазовых характеристик [8].

Параметры, по которым производится анализ технического состояния оборудования и вибродиагностика:

- Допустимый уровень вибрации. Проводится сравнение максимального уровня вибрации с допустимым значением.
- Скорость изменения вибрации относительно базовой характеристики. Проводится сравнительный анализ изменения скорости СКЗ виброскорости с базовыми характеристиками, полученными после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после его ремонта.
- Спектральные характеристики. Проводится анализ зависимости амплитуды вибрации от частот, отнесенных к определенным дефектам или специальным спектральным функциям.

Работоспособность насосных агрегатов определяют при оперативной, плановой и неплановой вибродиагностике.

Оперативный диагностический контроль позволяет проводить постоянный мониторинг уровня вибрации насосного агрегата с возможностью регистрации информации о величине вибрации. Проводится оператором НПС с периодичностью два часа визуально по показаниям КИП. Показания заносятся в ведомость оперативных диагностических контролей. Нормы вибрации магистральных насосов приведены в таблице 3.

По результатам оперативного контроля проводится анализ уровня вибрации, при котором сравнивается:

- текущее значение вибрации с допустимым, с учетом режима перекачки;

					Вибродиагностический контроль технологической обязки насосного агрегата	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- скорость изменения вибрации относительно предыдущих измерений.

Делаются выводы об общем вибросостоянии насосного агрегата и о необходимости проведения дополнительных вибродиагностических работ.

При выполнении дополнительных вибродиагностических работ анализируются спектральные и амплитудо-фазовые характеристики вибрации.

Таблица 3 – Нормы вибрации магистральных насосов

мм/с	Оценка вибросостояния агрегата	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
свыше 4,5 до 7,1 (для номинальных режимов)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
свыше 4,5 до 7,1 (для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно	Длительная
свыше 7,1 до 11,2 (для режимов, отличных от номинальных)	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
свыше 11,2	Неудовлетворительно	Недопустима

Примечание. При режимах перекачки, отличных от номинального, и интенсивности вибрации насоса при этом свыше 7,1 до 11,2 мм/с длительность эксплуатации магистральных и подпорных насосов ограничивается до замены рабочих колес насосов на колеса соответствующей подачи

Плановый вибродиагностический контроль включает оценку текущего технического состояния насоса, составляется прогноз его работоспособности с определением времени до ремонта или до следующего вибродиагностического контроля, уточняется объем и вид ремонта, качество ремонта.

Периоды времени между плановыми диагностическими контролями определяются для каждого насоса с учетом прогнозных оценок предыдущего диагностического контроля, срока службы и показателей надежности данного насоса в соответствии с РД 153-39ТН-008-96.

При плановом диагностическом контроле производится определение КПД насосного агрегата. Для магистральных и подпорных насосов кроме планового контроля через каждые 2000 ч наработки осуществляется оценка КПД и напора. При отклонении напора насоса от базовых (послеремонтных) значений в сторону уменьшения на 4 % и более, а КПД насоса более 3-4 % в

					Вибродиагностический контроль технологической обязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

зависимости от типоразмера необходимо провести техническое обследование насосного агрегата, запорной арматуры и вспомогательных систем, включая обследование проточной части насоса на предмет обнаружения искажения отливки корпуса и рабочего колеса, некачественного выполнения литья и механической обработки. Порядок определения напора и КПД насосного агрегата изложен в РД 39-3-477-80 и РД 39-0147103-342-89. Результаты определения КПД записываются в акт планового диагностического контроля или составляется отдельный протокол измерений [8].

Плановый контроль осуществляют специалисты по вибродиагностике по графикам диагностических контролей. Контролируются СКЗ и спектральные составляющие виброскорости на всех подшипниковых опорах в трех взаимноперпендикулярных направлениях и СКЗ виброскорости на лапах насоса и электродвигателя или лапах подшипниковых стояков и раме электродвигателя в вертикальном направлении. Данные заносятся в паспорт (формуляр) насосного агрегата и составляется акт проведения планового диагностического контроля, которые хранятся у инженера-механика НПС.

Неплановый контроль проводят специалисты по вибродиагностике с целью определения неисправности насоса в следующих случаях:

- при резком изменении параметрических характеристик НА, не связанном с изменением режима перекачки;
- если интенсивность вибрации, приведенная к номинальному режиму перекачки, в любой из контролируемых точек превысила 6,0 мм/с для основных и подпорных насосов или величину, равную 0,9 от предельно допустимого значения - для вспомогательных насосов;
- если интенсивность вибрации превысила базовое значение в два раза;
- если интенсивность вибрации на лапах корпуса насоса превысила 1,8 мм/с;
- если при установившемся режиме перекачки происходит внезапное изменение вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего измеренного уровня виброскорости на подшипниковой опоре;

					Вибродиагностический контроль технологической обязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- если температура подшипников изменилась на 100 °C относительно базового значения в определенных климатических условиях (зима, лето).

В объем непланового диагностического контроля входят работы планового контроля, а также проверка в зависимости от результатов оперативного диагностического контроля и характера отклонений измеряемых величин:

- проверка центровки агрегата;
- осмотр и оценка технического состояния соединительной муфты;
- разборка подшипниковых узлов и осмотр деталей, контроль затяжки гайки;
- демонтаж и осмотр деталей торцовых уплотнений;
- измерение и анализ спектральных составляющих виброскорости в дополнительных точках в соответствии с методиками по вибродиагностике с целью определения причин повышенной вибрации и объема ремонтных работ.

Оформление результатов внепланового диагностического контроля осуществляется так же, как и при плановом диагностическом контроле.

Оценка вибросостояния конкретного насоса выполняется с учетом режима его работы (подачи). Для этого регистрируются значения вибрации на нескольких эксплуатационных режимах в начальный период эксплуатации нового насоса или после его ремонта и строится зависимость вибрации от подачи насоса

Для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса рекомендуется получить тренд (рисунок 2), на основе которого можно проводить прогнозирование остаточного ресурса.

Процесс прогнозирования остаточного ресурса агрегата по изменению уровня вибрации сводится к экстраполяции найденного тренда и определению момента пересечения его с линией предельного состояния. Точность прогноза повышается при увеличении количества проведенных наблюдений.

					Вибродиагностический контроль технологической обвязки насосного агрегата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

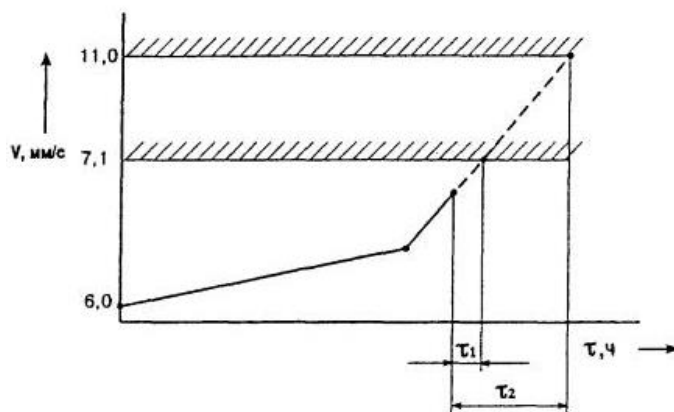


Рисунок 2 – График изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки

До виброскорости $6,0$ мм/с линию тренда можно представить прямой линией, проведенной согласно полученным значениям вибрации.

Далее линия тренда проводится по значениям вибрации, соответствующим наработке насосного агрегата после виброскорости $6,0$ мм/с. Линия тренда, построенная после достижения уровня вибрации $6,0$ мм/с, как правило, будет располагаться под большим углом к оси абсцисс и позволит оценить время наступления предельно допустимого значения вибрации τ_1 - при предельном значении виброскорости $7,1$ мм/с или τ_2 - при $11,2$ мм/с.

Для более достоверной оценки технического состояния и остаточного ресурса отдельных деталей или узлов рекомендуется строить также тренд по основным спектральным составляющим, указывающим возможные дефекты насосных агрегатов

Полученный тренд используется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса. После проведения вышеуказанных операций вновь проводятся измерения и на их основе определяют базовые характеристики вибрации.

3. Программные продукты инженерного анализа

При выполнении инженерных расчетов, связанных с анализом напряженно-деформированного состояния конструкций, на практике используют как аналитические, так и численные методы. Применение аналитических методов требует высокого уровня математической подготовки инженера. Кроме того, аналитические расчеты позволяют получить решение задач для тел, имеющих достаточно простую геометрическую форму и схему нагружения. Применение же численных методов не ограничено ни сложностью геометрии тела, ни способами приложения нагрузок.

CAE (англ. Computer-aided engineering) — общее название для программ и программных пакетов, предназначенных для решения различных инженерных задач: расчётов, анализа и симуляции физических процессов. Расчётная часть пакетов чаще всего основана на численных методах решения дифференциальных уравнений.

Программный комплекс ANSYS относится к числу лидеров в области CAE-продуктов конечно-элементного анализа и имеет почти сороколетний опыт в решении прикладных задач численными методами. Данная программа, как и многие другие CAE-продукты, использует метод конечных элементов для математического моделирования различных физических процессов.

Исходным объектом для применения МКЭ является материальное тело (в общем случае – область, занимаемая сплошной средой или полем), которое разбивается на части – конечные элементы (рисунок 3). В результате разбивки создается сетка из границ элементов. Точки пересечения этих границ образуют узлы. На границах и внутри элементов могут быть созданы дополнительные узловые точки. совокупность всех конечных элементов и узлов является основной конечно-элементной моделью деформируемого тела. Дискретная

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Павлов Р.М.			Программные продукты инженерного анализа			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.								28	87	
Консульт.								ТПУ ИШПР гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

модель должна максимально полно покрывать область исследуемого объекта.

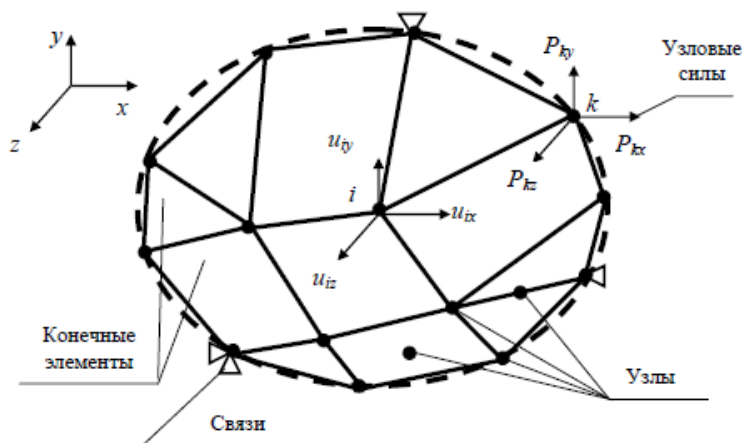


Рисунок 3 – Конечные элементы

Выбор типа, формы и размера конечного элемента зависит от формы тела и вида напряженно-деформированного состояния. В тех зонах деформируемого тела, где ожидаются большие градиенты напряжений, нужно применять более мелкие конечные элементы. Конечные элементы наделяются различными свойствами, которые задаются с помощью констант и опций. Все элементы и узлы нумеруются. Нумерация узлов бывает общей (глобальной) для всей конечно-элементной модели и местной (локальной) внутри элементов. Нумерация элементов и общая нумерация узлов производится так, чтобы трудоемкость вычислений была минимальна. существуют алгоритмы оптимизации этой нумерации. Должны быть определены массивы связей между номерами элементов и общими номерами узлов, а также между местными и общими номерами узлов.

Для расчета полей различных физических величин с помощью МКЭ в рассматриваемой области необходимо определить материалы элементов и задать их свойства. В задачах деформирования в первую очередь указываются упругие свойства – модуль упругости и коэффициент Пуассона.

Состояние тела характеризуется конечным числом независимых параметров, определенных в узлах конечно-элементной сетки. Такие параметры называются степенями свободы. В деформационных задачах в качестве степеней свободы используются перемещения узлов, среди компонентов

которых могут быть и угловые перемещения. Перемещения внутри элемента описываются функцией координат [17].

$$\{u\} = [F]\{\alpha\}, \quad (1)$$

где $\{u\}$ – вектор узловых перемещений;

$[F]$ - координатная матрица;

$\{\alpha\}$ – вектор неизвестных коэффициентов

Узловые перемещения являются неизвестными и через них выражаются все соотношения метода конечных элементов. Линейную деформацию внутри конечного элемента можно описать формулами Коши

$$\{\epsilon\} = [A]\{u\} = [B]\{u_i\}, \quad (2)$$

$$[B] = [A][N], \quad (3)$$

где $[A]$ – матрица операций дифференцирования

Напряжения определяются по закону Гука:

$$\{\sigma\} = [D]\{\epsilon\} = [D][B]\{u_i\}, \quad (4)$$

где $[D]$ – матрица упругости, определяемая свойствами материала.

Основная формула метода конечных элементов имеет вид:

$$[K]\{u_i\} = \{p_i\}, \quad (5)$$

$$[K] = \iiint [B]^T [D] [B] dV, \quad (6)$$

где $[K]$ - матрица жесткости конечного элемента.

Основные этапы решения задач с применением МКЭ можно представить в виде схемы (рисунок 4).



Рисунок 4 – Основные этапы решения задачи с применением МКЭ

Первый этап включает создание геометрии модели конструкции, пригодной для МКЭ, с учетом всех параметров, которые могут оказать существенное влияние на результаты расчетов. На этой стадии кроме ввода геометрических параметров конструкции задаются физические свойства материалов, из которых она изготовлена.

На этапе создания сетки конечных элементов выясняется целесообразность использования различных видов конечных элементов (оболочечных, балочных, пластин и т.д.) в рассматриваемой модели, выполняются мероприятия по созданию максимально возможного количества областей с регулярной сеткой конечных элементов.

На третьем этапе моделируются граничные условия и учитывается действие активных сил и наложенных на систему связей. Приложение силовых факторов должно учитывать особенности реальной работы конструкции при рассматриваемых режимах эксплуатации. Количество связей должно быть достаточным, чтобы обеспечить построение кинематически неизменяемой модели.

Численное решение системы уравнений выполняется автоматически с использованием ЭВМ.

Заключительный этап включает анализ полученных результатов путем получения полей законов распределения напряжений и деформаций, а также построения необходимых графических зависимостей либо табличных форм представления результатов.

4. Характеристика объекта исследования

Объект исследования – технологический трубопровод нефтеперекачивающей станции «[REDACTED]», проложенный в подземном исполнении в суглинистой почве с глубиной заложения до верха трубы 1,1 м. Он установлен на железобетонных опорах и подсоединён сваркой к насосу агрегату НМ – 10000-210 (рисунок 5). Материал трубопровода – сталь 09Г2С с пределом прочности, равным 490 МПа. Толщина стенки – 12 мм. Рабочее давление в трубопроводе 2,5 МПа.

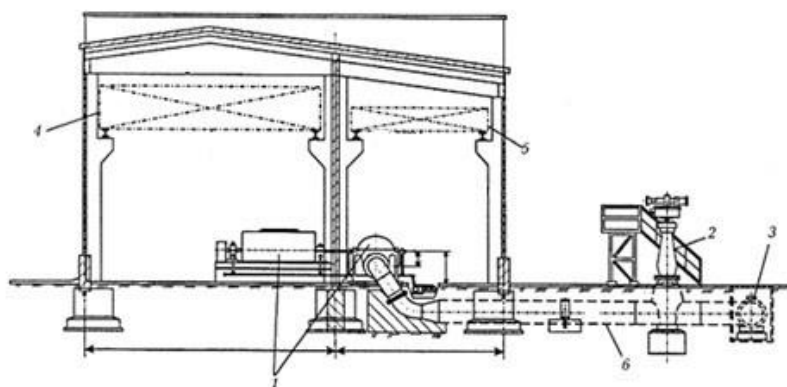


Рисунок 5 – Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ- 10000-210: 1- насос с электродвигателем; 2- задвижка с электроприводом; 3- клапан обратный; 4- кран мостовой ручной двухбалочный; 5- кран ручной мостовой однобалочный; 6- всасывающий трубопровод

Основное технологическое оборудование НПС «[REDACTED]» размещается в цехе магистральных насосных агрегатов. Цех состоит из зала электродвигателей и насосного зала, разделенных между собой воздухопроницаемой огнестойкой стенкой и имеющих отдельные входы и выходы. В насосном зале размещаются магистральные насосы типа НМ 10000-210 с производительностью 7000 м³/ч, блок откачки утечек и кран мостовой ручной во взрывобезопасном исполнении грузоподъемностью 12т. В зале

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.	Павлов Р.М.				Характеристика объекта исследования				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Рудаченко А.В.										32	87	
Консульт.									ТПУ ИШПР гр. 2Б5А				
Рук-ль ООП	Брусник О.В.												

электродвигателей располагаются синхронные электродвигатели сТД-6300-2 с питанием от сети переменного трехфазного тока частотой 50 Гц, предназначенные для привода насосов и кран мостовой ручной по ширине помещения для электродвигателей общего укрытия грузоподъёмностью 25т.

Трубопроводы-отводы изогнутой формы соединяют входные и напорные патрубки насосных агрегатов через общий коллектор наружной установки. Технологические трубопроводы уложены в земле на железобетонных опорах и присоединены к насосам сваркой. В общем укрытии проложены трубопроводные коммуникации вспомогательных систем, а также сооружены площадки для обслуживания оборудования с соответствующими ограждениями и лестницами. При проходе трубопроводов через разделительную стенку использованы специальные герметизирующие сальники.

НМ 10000-210 – центробежный (одноступенчатый спирального типа) горизонтальный насос с двухсторонним подводом перекачиваемой среды к рабочему колесу и двухзавитковым спиральным отводом среды от рабочего колеса. Данный насос предназначен для перекачки нефти и нефтепродуктов с температурой 268-353 К, кинематической вязкостью до $3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$, содержанием механических примесей до 0,06% по объёму с размером частиц до 0,2 мм.

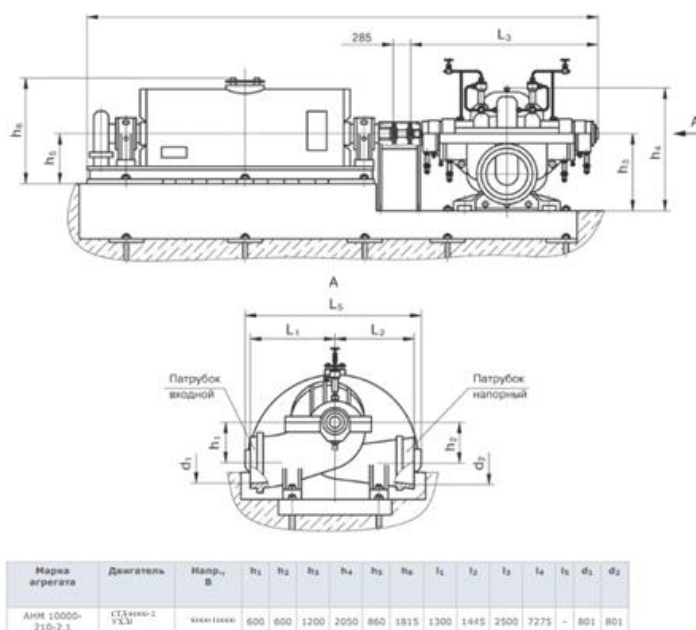


Рисунок 6 – Чертёж насосного агрегата НМ 10000/0,7-210-2.1.

Технические характеристики насоса НМ 10000-210 и двигателя сТД 6300-2 приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Технические характеристики насоса НМ 10000-210

Параметр	Значение
Подача, м ³ /ч	7000
Напор, м	210
Допускаемый кавитационный запас, м	60
Частота вращения, об/мин	3000
Мощность насоса, кВт	4000
КПД насоса, %	84
Тип насоса	НМ
Масса, кг	10300

Таблица 5 – Технические характеристики двигателя сТД-6300-2

Параметр	Значение
Мощность, кВт	6300
Напряжение, В	6000
Частота вращения, об/мин	3000
КПД, %	97,6
Масса, кг	18200

Технологический трубопровод состоит из стальной трубы с наружным диаметром 1020 мм и длиной 10 м, конического сварного перехода на 820 мм 1020х12, двух отводов 820х12, стальной трубы с наружным диаметром 820 мм.

Параметры составных частей трубопровода приведены в таблицах 6-9.

Таблица 6 – Характеристики стальной трубы с наружным диаметром 1020 мм

Параметр	Значение
Наружный диаметр, D _н	1020 мм
Внутренний диаметр, D _{вн}	996 мм
Толщина стенки, δ	12 мм
Глубина залегания, h ₀	1,1 м
Рабочее давление, Р	2,5 МПа
Марка стали	09Г2с
Плотность металла, ρ _м	7850 кг/м ³
Удельный вес, γ _{ст}	76930 Н/м ³
Предел текучести, σ _{тек}	355 МПа

Таблица 7 – Характеристики сварного перехода на 820 мм 1020х18

Параметр	Значение
Диаметр, D	1020х820 мм
Толщина стенки, δ	12 мм
стандарт	ОСТ 34-10-753-97
Марка стали	09Г2с

Продолжение таблицы 7

Плотность металла, ρ_m	7850 кг/м ³
Удельный вес, $\gamma_{ст}$	76930 Н/м ³
Предел текучести, $\sigma_{тек}$	355 МПа

Таблица 8 – Характеристики отвода 820x12

Параметр	Значение
Диаметр, D	820 мм
Толщина стенки, δ	12 мм
Угол изгиба	90°
Радиус поворота, R	1800 мм
стандарт	ОсТ 36-21-77
Марка стали	09Г2с
Плотность металла, ρ_m	7850 кг/м ³
Удельный вес, $\gamma_{ст}$	76930 Н/м ³
Предел текучести, $\sigma_{тек}$	355 МПа

Таблица 9 – Характеристики стальной трубы с наружным диаметром 820 мм.

Параметр	Значение
Наружный диаметр, D_n	820 мм
Внутренний диаметр, $D_{вн}$	796 мм
Толщина стенки, δ	12 мм
Рабочее давление, P	2,5 МПа
Марка стали	09Г2с
Плотность металла, ρ_m	7850 кг/м ³
Удельный вес, $\gamma_{ст}$	76930 Н/м ³
Предел текучести, $\sigma_{тек}$	355 МПа

Транспортируемая нефть имеет следующие параметры и в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 относится к следующему классу, типу, группе, виду[6]:

- 1) Массовая доля серы 0,4% - 1 класс
- 2) Плотность 860 кг/м³ – 2 тип
- 3) Массовая доля воды 0,05%, массовая концентрация хлористых солей 25 мг/дм³, массовая доля механических примесей 0,02%, давление насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт.ст.), массовая доля органических хлоридов во фракции до температуры 204 °C 1 млн⁻¹ – 1 группа
- 4) Массовая доля сероводорода 5 млн⁻¹, массовая доля легких меркаптанов 8 млн⁻¹ – 1 вид
- 5) Кинематическая вязкость $0,076 \cdot 10^{-4}$ м²/с

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

5. Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС

5.1. Нагрузки, воздействующие на трубопровод

Определим и отобразим на схеме нагрузки, воздействующие на трубопровод (рисунок 7):

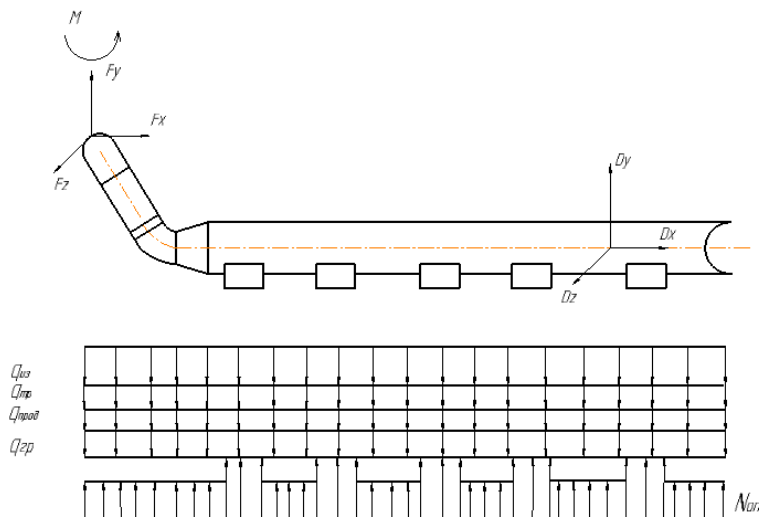


Рисунок 7 – Нагрузки, воздействующие на технологический трубопровод

На технологический трубопровод воздействуют статические и динамические нагрузки.

К статическим нагрузкам относятся:

- собственный вес трубопровода ($q_{тр}$);
- вес изоляционного покрытия и различных устройств на трубопроводе ($q_{из}$);
- давление грунта ($q_{гр}$);
- вес перекачиваемого продукта ($q_{прод}$);
- рабочее давление (P);
- силы, действующие со стороны железобетонных опор ($N_{оп}$);
- силы, действующие со стороны запорной арматуры (D).

К динамическим нагрузкам относятся силы, действующие со стороны насосного оборудования на трубопровод (F).

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Павлов Р.М.				Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						Листов
Консульт.							36
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ ИШПР гр. 2Б5А	
							87

1. Собственный вес трубопровода определяется по формуле:

$$G_{\text{тр}} = q_{\text{тр}} \cdot l_{\text{тр}}, \quad (7)$$

где $q_{\text{тр}}$ – собственный вес трубопровода на единицу длины, Н/м;

$l_{\text{тр}}$ – длина трубопровода, м.

Собственный вес трубопровода, приходящийся на единицу длины можно рассчитать по формуле:

$$q_{\text{тр}} = n \cdot \pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \delta \cdot \gamma_{\text{ст}}, \quad (8)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке, принимаемый равным 1,1 (по табл. 14 СП 36.13330.2012);

$D_{\text{ср}}$ – средний диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки трубы, м;

$\gamma_{\text{ст}}$ – удельный вес стали, равный 76930 Н/м³.

2. Определим вес изоляционного покрытия как 10% от собственного веса трубопровода:

$$G_{\text{из}} = 0,1 \cdot G_{\text{тр}} \quad (9)$$

3. Давление грунта, приходящееся на единицу длины трубопровода, рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{гр}} = n \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}} \cdot D_{\text{из}}, \quad (10)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке;

$\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта, равный 18100 Н/м³;

$h_{\text{ср}}$ – средняя глубина заложения оси трубопровода, м;

$D_{\text{из}}$ – диаметр изолированного трубопровода, равный 1,028 м.

4. Вес перекачиваемой нефти находится по формуле:

$$q_{\text{прод}} = n \cdot 10^{-4} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (11)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, см;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, 860 кг/м³.

5. Рабочее давление в трубопроводе $P_{\text{раб}}=2,5$ МПа.

					Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

6. Нагрузки, действующие со стороны запорной арматуры, принимаются следующими: $D_y=0,17$ МПа, $D_x=0,17$ МПа; $D_z=0,17$ МПа.

7. Силы, действующие со стороны железобетонных опор находятся по формуле:

$$K = \frac{E}{V} \quad (12)$$

где E – модуль юнга железобетона, равный 32,8 Н;

V – объем одной опоры, равный 0,41 м³.

8. Воздействия на технологический трубопровод со стороны насосного оборудования можно описать следующими выражениями:

$$F_y = a_0 + a_1 \cdot \sin(\omega_1 t + \varepsilon) + a_2 \cdot \cos(\omega_2 t + \varepsilon) \quad (13)$$

$$F_x = b_0 + b_1 \cdot \sin(\omega_1 t + \varepsilon) + b_2 \cdot \cos(\omega_2 t + \varepsilon) \quad (14)$$

$$F_z = c_0 + c_1 \cdot \sin(\omega_1 t + \varepsilon) + c_2 \cdot \cos(\omega_2 t + \varepsilon) \quad (15)$$

где $a_0=0,55$ МПа;

$a_1= a_2=0,02$ МПа;

$b_0= c_0=0,17$ МПа;

$b_1= b_2=c_1= c_2=0,01$ МПа;

ω_1 – частота трёхфазного тока, равная 50 Гц;

ω_2 – характеристика рабочего колеса насоса, равная 350Гц.

В таблице 10 представлены результаты расчётов нагрузок согласно представленному алгоритму.

Таблица 10 – Нагрузки, действующие на трубопровод

Вид нагрузки	Нагрузка	Значение
Статические нагрузки	Вес перекачиваемой нефти	72,3 кН
	собственный вес трубопровода и изоляционного покрытия	38,9 кН
	Давление грунта	25 кПа
	Рабочее давление	2,5 МПа
	силы, действующие со стороны задвижки	0,17 МПа
	силы, действующие со стороны железобетонных опор	80 Н/м ³

Продолжение таблицы 10

Динамические нагрузки	силы, действующие со стороны насосного агрегата
	$F_y = a_0 + a_1 \cdot \sin(\omega_1 t + \varepsilon) + a_2 \cdot \cos(\omega_2 t + \varepsilon)$ $F_x = b_0 + b_1 \cdot \sin(\omega_1 t + \varepsilon) + b_2 \cdot \cos(\omega_2 t + \varepsilon)$ $F_z = c_0 + c_1 \cdot \sin(\omega_1 t + \varepsilon) + c_2 \cdot \cos(\omega_2 t + \varepsilon)$
Где: $a_0=0,55\text{МПа}$; $a_1=a_2=0,02\text{МПа}$; $b_0=c_0=0,17\text{МПа}$; $b_1=b_2=c_1=c_2=0,01\text{МПа}$; ω_1 – частота тока (50 Гц); $\omega_2=n\cdot\omega_1=7\cdot50=350$ Гц ($n=7$ – количество лопастей насоса)	

5.2. Математическая модель технологического трубопровода

На рисунке 8 представлена математическая модель трубопровода. На ней обозначены:

- А - силы, действующие со стороны железобетонных опор;
- В - собственный вес трубопровода и изоляционного покрытия;
- С - Давление грунта (вертикальная труба);
- D - Давление грунта (горизонтальная труба);
- E– рабочее давление;
- F – силы от задвижки;
- G, H, I – силы со стороны насоса;
- J – вес нефти.

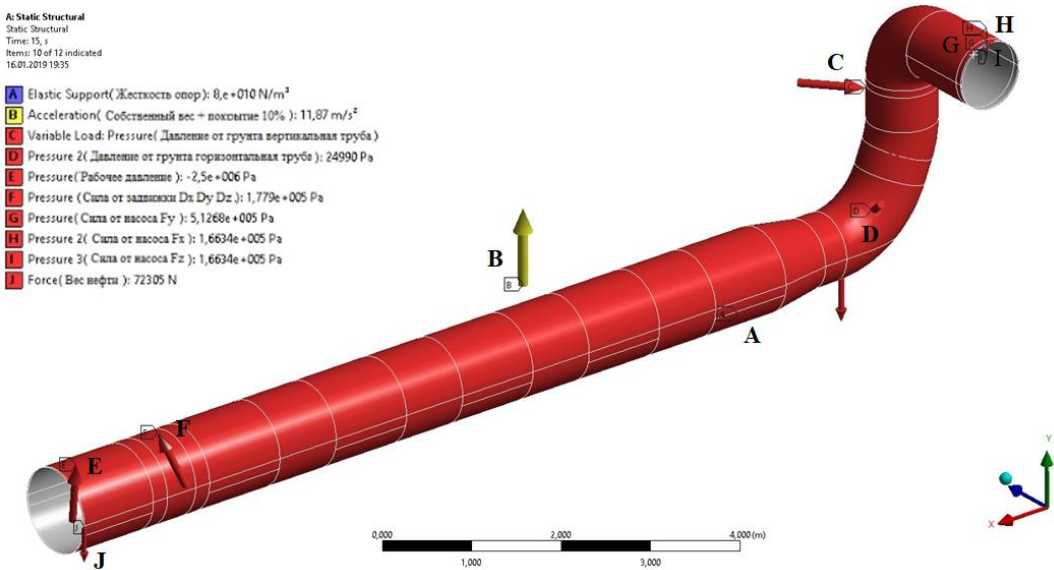


Рисунок 8 – Математическая модель технологического трубопровода

5.3. Конечно-элементная сетка трубопровода

На геометрической модели генерируется расчётная сетка, которая является базой для составления и решения системы уравнений в матричном виде. Есть два способа создания сетки [17]:

- Автоматическое создание сетки с установками по умолчанию. При этом, чтобы оценить соответствие сетки решаемой задаче, можно предварительно посмотреть сетку до запуска расчёта.
- Генерация установок расчётной сетки пользователем. Пользователь сам имеет возможность определять характеристики и параметры создаваемой сетки.

Генерация расчётной сетки производилась в следующем порядке:

- 1) Определение типа анализа. Тип анализа был установлен автоматически, так как сетка генерировалась в системе Static Structural (прочностной анализ).
- 2) Установка метода создания расчётной сетки и задание параметров сетки (плотность, размеры, форма элементов).
- 3) Предварительный просмотр сетки, корректировка параметров.
- 4) Генерация конечно-элементной сетки.
- 5) Проверка качества созданной сетки.

сгенерированная конечно-элементная сетка технологического трубопровода показана на рисунке 9.

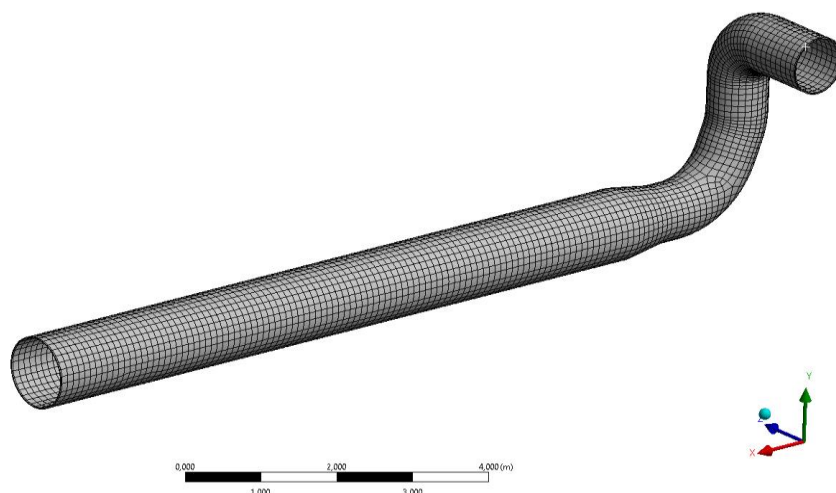


Рисунок 9 – Конечно-элементная сетка технологического трубопровода

					Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

5.4. Результаты анализа напряжённо-деформированного состояния технологического трубопровода

На рисунке 10 показано распределение эквивалентных напряжений по поверхности трубопровода. Красным цветом обозначены места расположения максимальных напряжений, синим – минимальных.

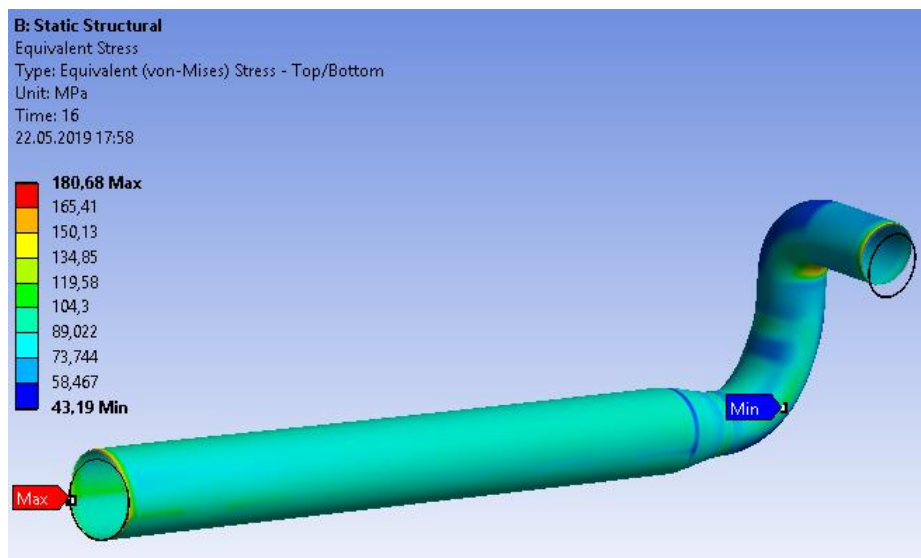


Рисунок 10 – Эквивалентные напряжения, возникающие в трубопроводе

Максимальные эквивалентные напряжения составляют 180,7 МПа и располагаются в месте соединения трубопровода с общим коллектором. Также достаточно большими напряжениями 152,4 МПа характеризуется участок по нижней образующей отвода, присоединенного к насосу.

Для наглядности на рисунке 11 изображена локализация максимальных напряжений в трубопроводе.

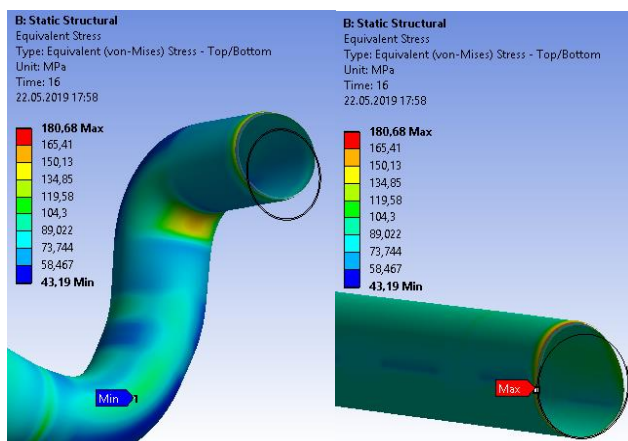


Рисунок 11 – Локализация максимальных эквивалентных напряжений в трубопроводе

					Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

При определении эквивалентных напряжений, влияющих на несущую способность трубопроводов, принимаются во внимание только кольцевые и продольные напряжения. На рисунке 12 показана расчетная схема трубопровода.

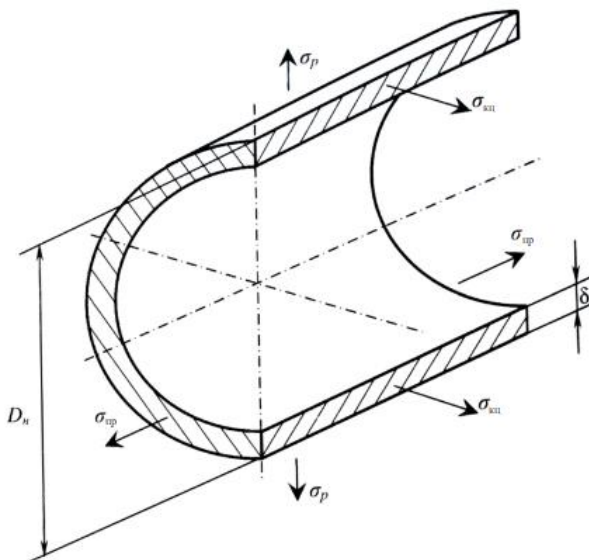


Рисунок 12 – Расчетная схема трубопровода

Кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}, \quad (16)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему рабочему давлению в трубопроводе), принимаемый равным 1,1 (по табл. 14 СП 36.13330.2012);

P – рабочее давление в трубопроводе, 2,5 МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, 996 мм;

δ – толщина стенки трубы, 12 мм.

Продольные напряжения определяются по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \quad (17)$$

где μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

α – коэффициент линейного расширения, $1,2 \cdot 10^{-5}$ град $^{-1}$;

					Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

ΔT – расчетный температурный перепад, принимаем 40 °С;

ρ – радиус упругого изгиба, 1800 мм.

Условие для определения эквивалентных напряжений базируется на энергетической теории формоизменения:

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma_{\text{КЦ}}^2 - \sigma_{\text{КЦ}} \cdot \sigma_{\text{ПР}} + \sigma_{\text{ПР}}^2} \quad (18)$$

Эквивалентная интенсивность деформации, соответствующая теории Мизеса:

$$\varepsilon_{\text{ЭКВ}} = \frac{2(1 + \mu_0)}{3E_0} \cdot \sigma_{\text{ЭКВ}} \quad (19)$$

где μ_0 - коэффициент Пуассона, для стали принимается равным 0,3;

E_0 – модуль упругости (модуль Юнга), $2,06 \cdot 10^5$ МПа.

Переменный коэффициент поперечной деформации материала труб и переменный модуль деформации материала труб:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_{\text{ЭКВ}}}{\varepsilon_{\text{ЭКВ}}}}{1 + \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_{\text{ЭКВ}}}{\varepsilon_{\text{ЭКВ}}}} \quad (20)$$

$$E = \frac{\sigma_{\text{ЭКВ}} / \varepsilon_{\text{ЭКВ}}}{1 + \frac{1 - 2\mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_{\text{ЭКВ}}}{\varepsilon_{\text{ЭКВ}}}} \quad (21)$$

Найдем максимальные кольцевые и продольные напряжения на наиболее нагруженных участках трубопровода по вычисленным эквивалентным напряжениям с помощью приведенных соотношений. Результаты вычислений запишем в таблицу 11.

Таблица 11 – Максимальные напряжения, возникающие в трубопроводе

Участок трубопровода	Напряжения, МПа			
	Эквивалентные $\sigma_{\text{ЭКВ}}$	Кольцевые $\sigma_{\text{КЦ}}$	Продольные $\sigma_{\text{ПР}}$	
			растяжения	сжатия
Нижняя образующая отвода	152,4	175,9	100,83	100,92
Присоединение к коллектору	180,7	208,6	103,65	103,65

					Анализ напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата НПС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

На рисунке 13 показано распределение деформаций по поверхности трубопровода.

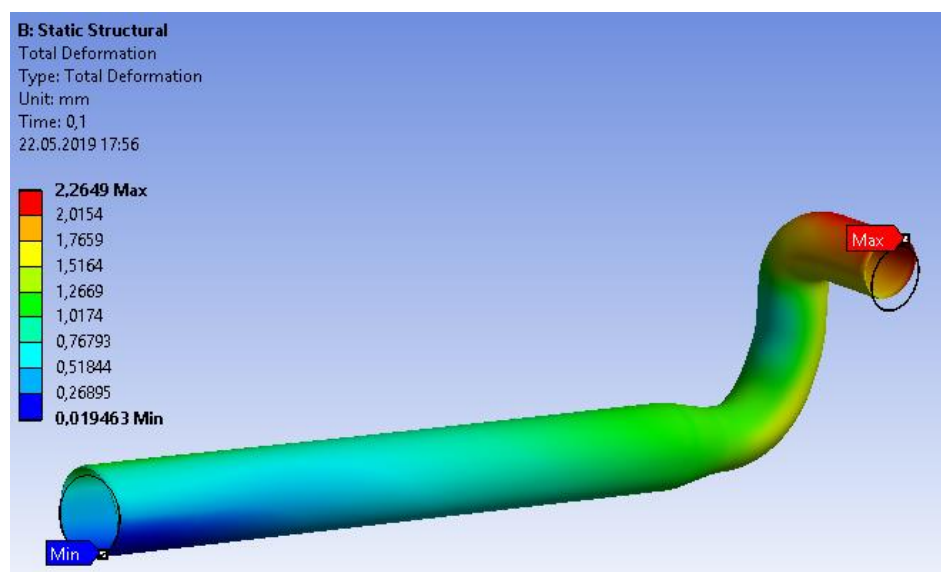


Рисунок 13 – Деформации, возникающие в трубопроводе

Большим деформациям подвергается вертикальный участок трубопровода диаметром 820 мм, особенно в местах поворота, перемещения достигают 1,5-1,8 мм. Максимальные перемещения 2,27 мм происходят по верхней образующей отвода, присоединенного к насосу.

В ходе работы также было произведено приборное обследование уровня вибрации трубопроводной обвязки. На рисунке 14 для одного из наиболее нагруженных участков (для отвода) представлена зависимость уровня вибрации от частоты в вертикальном, горизонтальном и осевом направлениях. Максимальные вибрации наблюдаются при частотах 350 Гц и 700 Гц.

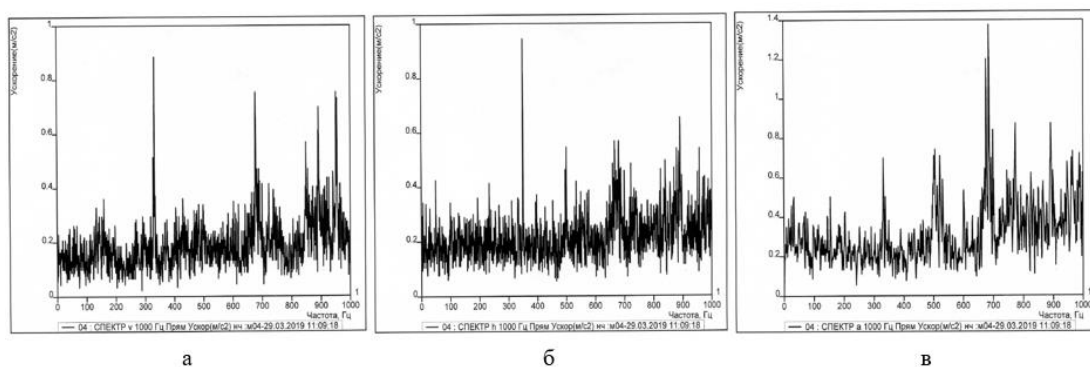


Рисунок 14 – Вибрации, возникающие на наиболее нагруженном участке трубопровода: а – в вертикальном направлении; б – в горизонтальном направлении; в – в осевом направлении.

Кроме того, был выполнен анализ влияния динамической нагрузки на распределение напряжений и деформаций по поверхности трубопровода. Для этого было проведено поочередное, а затем одновременное увеличение значений вертикальной, осевой и горизонтальной составляющих вибрационной нагрузки в 1,5 и в 3 раза (коэффициентов a_0 , a_1 , a_2 , b_0 , c_0 , b_1 , b_2 , c_1 , c_2) от принятых ранее значений. После каждого проведенного расчёта определялись значения напряжений и деформаций в наиболее нагруженных местах: отводе, присоединенному к насосу и месту соединения с общим коллектором. Результаты расчётов занесены в таблицы 12, 13, 14 и 15.

При увеличении вертикальной составляющей динамической нагрузки F_y происходит значительное повышение напряжений на отводе, присоединенного к насосу по нижней образующей от 151,95 МПа до 153,83 МПа, в месте присоединения отвода к насосу формируются максимальные напряжения 189,63 МПа. Деформации на отводе возросли от 2,27 мм до 6,33 мм, рисунки 15 и 16.

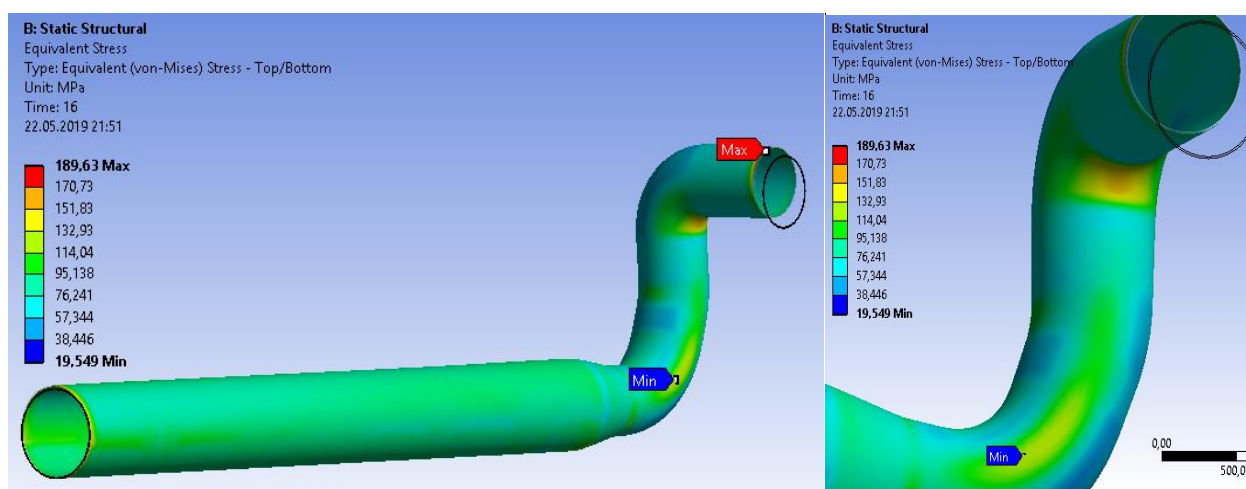


Рисунок 15 – Распределение эквивалентных напряжений после увеличения вертикальной составляющей вибрации F_y в 3 раза

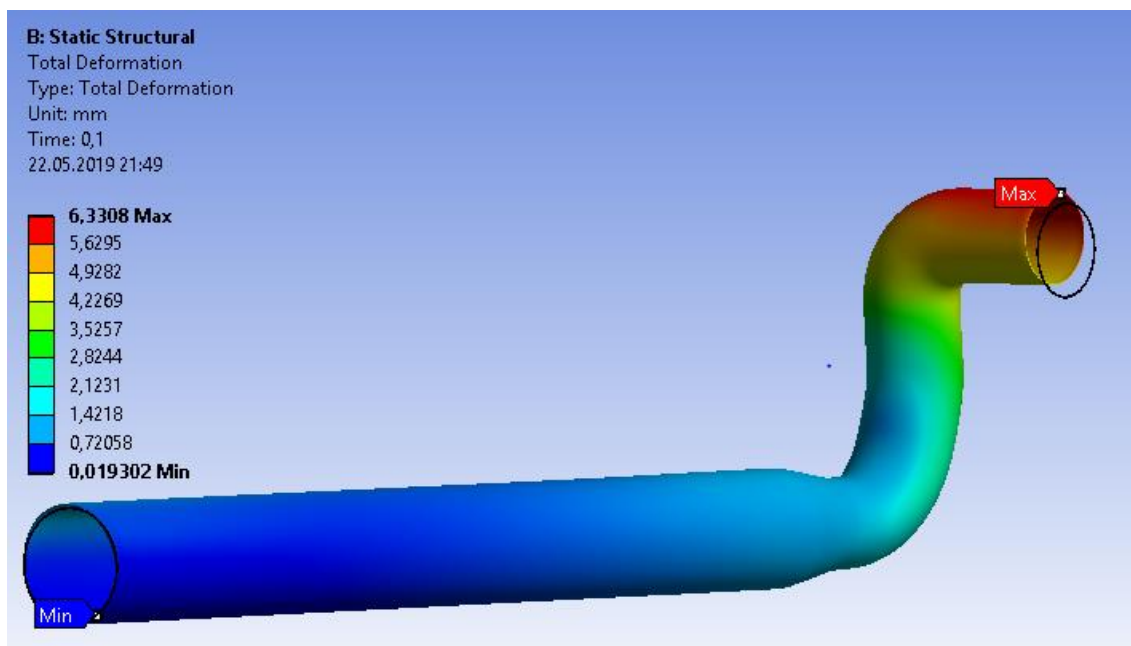


Рисунок 16 – Распределение деформаций после увеличения вертикальной составляющей вибрации F_y в 3 раза

С увеличением горизонтальной составляющей F_x в 3 раза происходят значительные изменения перемещений на отводе от 2,27 мм до 6,99 мм. Напряжения же в этом месте снижаются с 151,95 МПа до 143,83 МПа, рисунки 17 и 18.

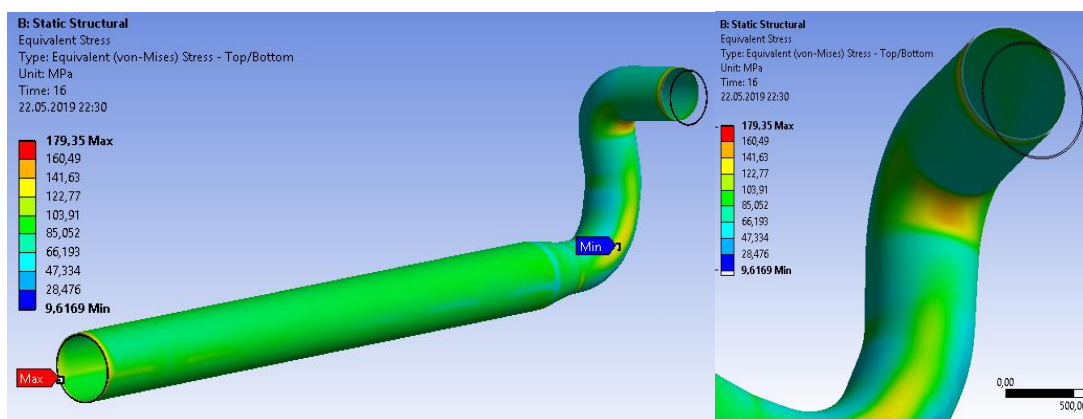


Рисунок 17 – Распределение эквивалентных напряжений после увеличения горизонтальной составляющей вибрации F_y в 3 раза

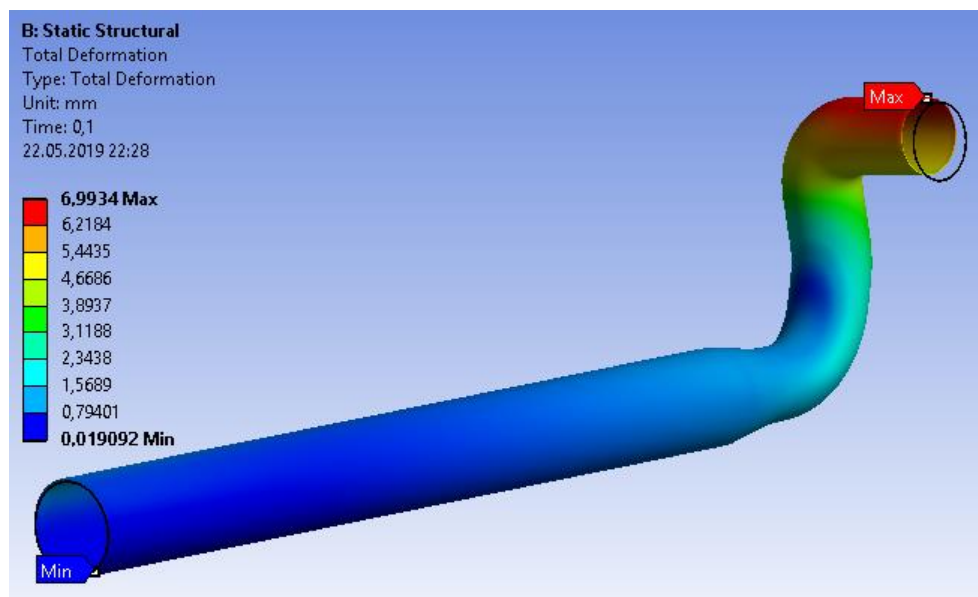


Рисунок 18 – Распределение деформаций после увеличения горизонтальной составляющей вибрации F_y в 3 раза

Наименьшее влияние на распределение напряжений и деформаций в трубопроводе оказывает осевая составляющая динамической нагрузки F_z . Даже при увеличении данной составляющей в 3 раза напряжения и деформации практически не поменяли своих начальных показателей (таблица 14).

Одновременное увеличение вертикальной, горизонтальной и осевой составляющих вибрационной нагрузки приводит к повышению значений напряжения до 154,64 МПа в месте поворота трубопровода. Максимальные напряжения 195,01 МПа и перемещения 11,20 мм сосредотачиваются в области присоединения трубопровода к насосу, рисунки 19 и 20.

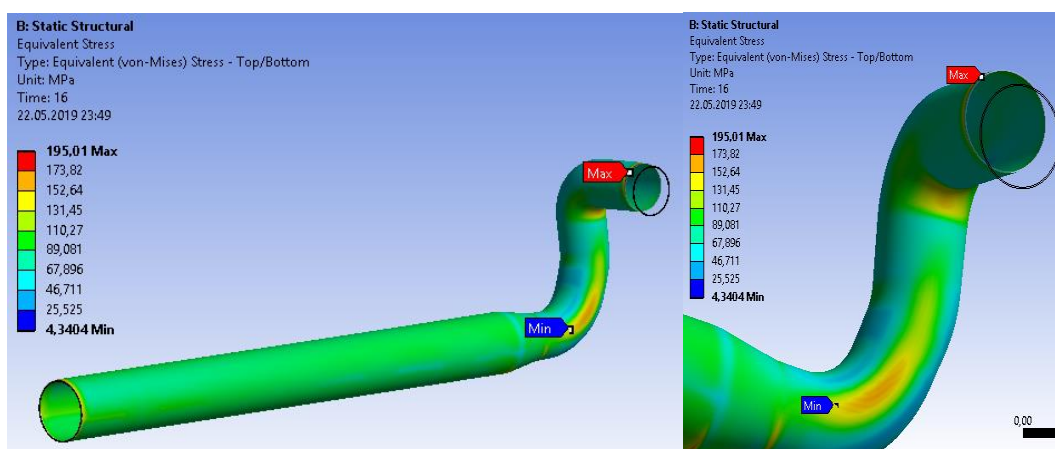


Рисунок 19 – Распределение эквивалентных напряжений после одновременного увеличения всех составляющих вибрации в 3 раза

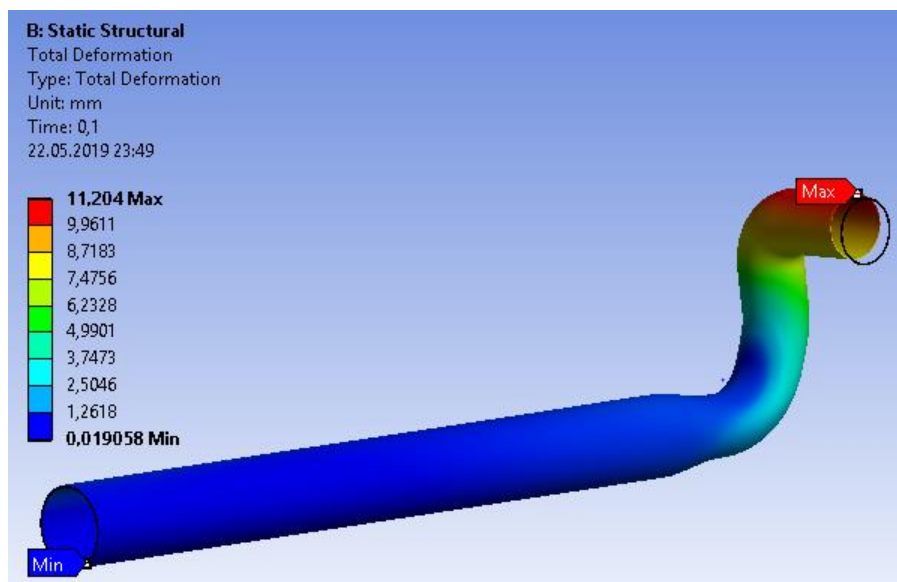


Рисунок 20 – Распределение деформаций после одновременного увеличения всех составляющих вибрации в 3 раза

Напряжения и деформации в месте присоединения трубопровода к общему коллектору изменяются незначительно даже при достаточно большом увеличении каждой из составляющих вибраций. Только при одновременном увеличении всех составляющих в 3 раза происходят значительные изменения.

Таблица 12 – Зависимость напряжений и деформаций вертикальной составляющей вибрации F_y

Увеличение F_y	Параметры			
	Эквивалентные напряжения, МПа		Деформации, мм	
	Отвод	Присоединение к коллектору	Отвод	Присоединение к коллектору
1,5	150,36	180,63	3,24	0,38
3	189,63	180,12	6,33	0,72

Таблица 13 – Зависимость напряжений и деформаций от горизонтальной составляющей вибрации F_x

Увеличение F_x	Параметры			
	Эквивалентные напряжения, МПа		Деформации, мм	
	Отвод	Присоединение к коллектору	Отвод	Присоединение к коллектору
1,5	149,55	180,35	3,49	0,39
3	143,83	179,35	6,99	0,79

Таблица 14 – Зависимость напряжений и деформаций от осевой составляющей вибрации F_z

Увеличение F_z	Параметры			
	Эквивалентные напряжения, МПа		Деформации, мм	
	Отвод	Присоединение к коллектору	Отвод	Присоединение к коллектору
1,5	151,95	180,68	2,26	0,27
3	152,01	180,68	2,29	0,28

Таблица 15 – Зависимость напряжений и деформаций от одновременного увеличения всех составляющих вибрации F_y , F_x , F_z

Увеличение F_y , F_x , F_z	Параметры			
	Эквивалентные напряжения, МПа		Деформации, мм	
	Отвод	Присоединение к коллектору	Отвод	Присоединение к коллектору
1,5	147,97	180,28	4,45	0,51
3	195,01	185,42	11,20	1,26

Таким образом, на основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- наибольшее влияние на распределение напряжений в трубопроводе оказывает вертикальная составляющая вибрации F_y ;
- наибольшее влияние на распределение перемещений в трубопроводе оказывает горизонтальная составляющая вибрации F_x ;
- практически не оказывает влияния на распределение напряжений и деформаций в трубопроводе осевая составляющая динамической нагрузки F_z ;
- наиболее негативно вибрация воздействует на отвод, присоединённый к насосу;
- напряжения и деформации в месте присоединения трубопровода к общему коллектору изменяются незначительно даже при достаточно большом увеличении каждой из составляющих вибраций.

6. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод

6.1. Применение компенсатора сдвигово-поворотных перемещений малой жёсткости

Снижение напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода до безопасного уровня может быть обеспечено использованием специальных устройств – сильфонных компенсаторов.

Сильфон представляет собой многослойную гофрированную оболочку, воспринимающую деформации растяжения-сжатия, сдвига и углового поворота (изгиба).

В состав сильфонного компенсатора входят гибкие элементы и их крепления, которые воспринимают нагрузки, воздействующие на трубопровод. Также компенсатор такого типа оснащен внутренними направляющими патрубками, которые снижают влияние скоростного напора потока перекачиваемой среды и не допускают механических повреждений гофров сильфона.

В зависимости от характера компенсируемых перемещений сильфонные компенсаторы бывают осевыми, поворотными и сдвиговыми.

Принцип действия различных видов сильфонных компенсаторов представлен на рисунке 21.

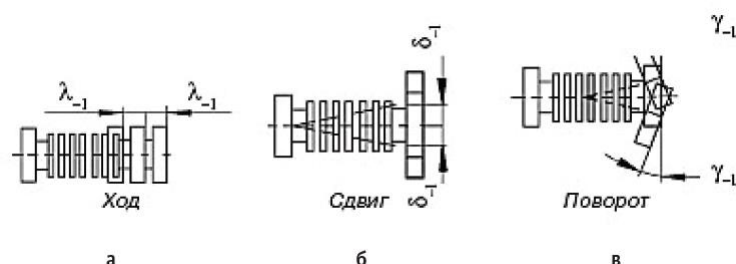


Рисунок 21 – Схема работы компенсатора: осевого — а, сдвигового — б, поворотного — в.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод	Лит.		Лист	Листов
Разраб.		Павлов Р.М.						50	87
Руковод.		Рудаченко А.В.				ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Консульт.									
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

В зависимости от приложенных нагрузок могут использоваться также компенсаторы, выполняющие одновременно несколько функций: сдвигово-осевые, поворотно-осевые, сдвигово-поворотные, универсальные.

Сильфонные компенсаторы являются эффективными для компенсации температурного расширения трубопроводов, предотвращения разрушения труб при деформации трубопроводов, выравнивания несоосности в трубопроводных системах, присоединения напорных и всасывающих трубопроводов к агрегатам, снижения вибрационных нагрузок и герметизации трубопроводов.

«Компенсатор сдвигово-поворотных перемещений малой жёсткости - компенсационное устройство, применяемое преимущественно на технологических обвязках насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций.

Большинство известных компенсаторов на сегодняшний день характеризуются большими значениями жесткости и перестановочных усилий при компенсационных перемещениях. В реальных условиях применения (обвязки газонефтеперекачивающих станций) при требуемых параметрах в трубопроводах возникают значительные распорные усилия (1200-6000 кН), при этом перестановочные усилия компенсаторов, являясь функцией распорного усилия, при использовании в тягах пар трения также значительны (от 120-600 до 60-300 кН при условии выполнения определенных мероприятий по снижению коэффициента трения в шарнирных парах). Известные компенсаторы находят применение в условиях статических перемещений трубопроводов, но для защиты агрегатов в условиях динамических воздействий требуются компенсаторы малой жесткости. В реальных условиях при номинальной мощности агрегата в 2500 кВт создаются значительные динамические нагрузки, при этом насосный агрегат может быть установлен на амортизаторах. Развязка агрегата с трубопроводом с помощью компенсатора требует обеспечения компенсационных перемещений не только сдвига по всей плоскости, но и поворотных перемещений. Конструкция аналогов построена на принципе двухплоскостного параллелограмма, который обеспечивает только сдвиговые перемещения, не допуская угловых (поворотных перемещений).

					Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

В компенсаторе сдвигово-поворотных перемещений малой жесткости, содержащем сильфоны с концевыми фланцами и тяги, в виде плоских направляющих, расположенных вдоль оси сильфонов и жестко закрепленных одними концами на концевых фланцах установлены две пары упругих плоских направляющих в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, а между сильфонами и плоскими направляющими дополнительно введен жесткий соединительный элемент, выполненный в виде катушки, к кольцам которой жестко попарно закреплены другие концы пар плоских направляющих. Вместе с тем, сильфоны взаимодействуют с концевыми фланцами через сферические опоры» [11].

Компенсатор сдвигово-поворотных перемещений малой жесткости поясняется чертежами, где на рисунке 22 представлен продольный разрез компенсатора, на рисунке 23 - поперечный разрез компенсатора.

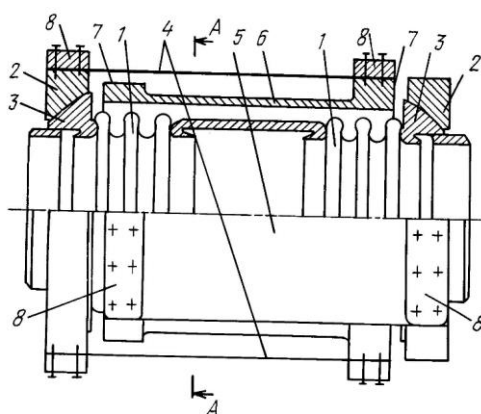


Рисунок 22 – Продольный разрез компенсатора

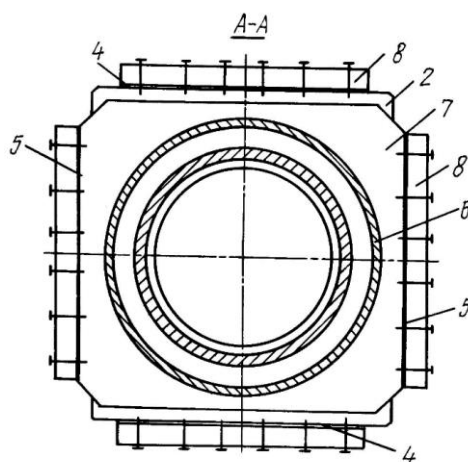


Рисунок 23 – Поперечный разрез компенсатора

Компенсатор сдвигово-поворотных перемещений малой жесткости включает в себя сильфоны 1, взаимодействующие с концевыми фланцами 2 через сферические опоры 3, первую пару плоских направляющих 4 и расположенную перпендикулярно к ней вторую пару плоских направляющих 5. Между сильфонами и плоскими направляющими расположен жесткий соединительный элемент в виде катушки 6 с кольцами 7 для крепления плоских направляющих с помощью планок 8. Такими же планками 8 противоположные концы плоских направляющих 4 и 5 закреплены на концевых фланцах 2.

Взаимодействие наружных концов сильфонов с концевыми фланцами через сферические опоры позволяет компенсатору самоустанавливаться при монтаже в систему, не вызывая при этом дополнительных напряжений в элементах конструкции, а также обеспечить необходимые угловые компенсационные перемещения статического характера, не вызывая неравномерности напряжений в тягах и, соответственно, их перегрузку. Таким образом, расширяются возможности использования предлагаемого компенсатора, как сдвигово-поворотного типа [11].

6.2. Применение конструкции из массивных опор с упругодемпфирующим элементом

Улучшение напряженно-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата возможно за счёт изменения конструкции опор. Действие предлагаемой конструкции основано на явлении демпфирования – гашения колебаний в динамической системе путем рассеяния (диссипации) энергии колебаний. Для снижения вредного влияния вибрации на трубопровод эффективно использование материалов с высокими демпфирующими свойствами.

В данной конструкции в качестве упругодемпфирующего элемента выступает канат, служащий для рассеяния (диссипации) энергии колебаний трубопровода, он намотан на участок трубопровода между массивными опорами. Конструкция данной опоры представлена на рисунке 24.

					Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

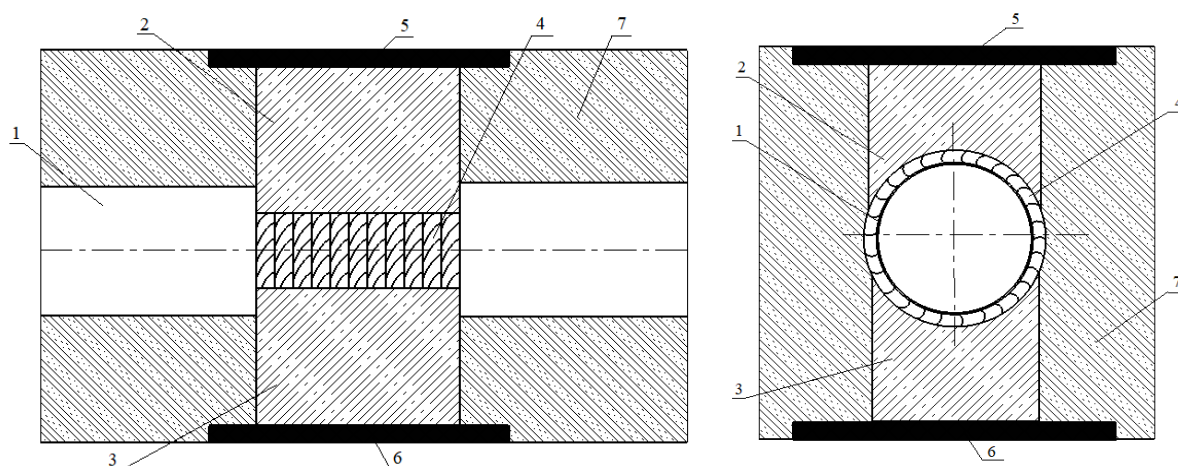


Рисунок 24 – Конструкция из массивных опор с упругодемпфирующим элементом: 1 – трубопровод; 2 – верхняя массивная опора; 3 – нижняя массивная опора; 4 – упругодемпфирующий элемент (канат); 5, 6 – упругие прокладки из гофрированного бетона; 7 – грунт.

Массивные опоры и трубопровод находятся в подпружиненном состоянии и имеют свои собственные колебательные процессы за счёт упругих связей в виде каната и прокладок из гофрированного бетона. Для уменьшения вибрационной нагрузки на трубопровод колебания опор и трубопровода должны происходить в противофазе. Установка демпфирующей прослойки в виде каната позволит уменьшить жесткость между трубой и опорами и разделить их колебания. Таким образом, канат, обладающий высокими демпфирующими свойствами, способствует диссипации энергии колебаний трубопровода и снижению негативного действия динамической нагрузки.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В процессе перекачки нефти насосные агрегаты и их технологические обвязки подвергаются значительным вибрационным нагрузкам, что приводит к падению КПД насоса и снижению потребляемой мощности, к значительным энергетическим и экономическим потерям. Правильное и точное проведение вибродиагностики позволяет постоянно контролировать техническое состояние насосного оборудования и качество его монтажа, своевременно выявлять дефекты, предотвращать внезапный выход из строя насосов.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов и средств измерения вибрации, изучить стандарты, определяющие требования к вибродиагностике насосных агрегатов и на основе полученных данных выявить наиболее подходящую измерительную систему для практического применения.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного средства измерения вибрации.

7.1. Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки насосного агрегата.

Для сравнения взяты три виброанализатора: АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М. В таблице 16 приведены характеристики данных приборов.

Таблица 16 – Технические характеристики виброанализаторов АДП-3101, КВАРЦ-2, АГАТ-М.

Прибор	Число каналов	Диапазон частот, Гц	Число линий в спектре	Питание, масса, размер	Прочее
АДП-3101	4	0,5 ÷ 20000	3200	Акк 1,6 кг 200*190*43	Балансировка

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Павлов Р.М.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Рудаченко А.В.								55	87	
Консульт.								ТПУ ИШПР гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Продолжение таблицы 16

КВАРЦ-2	2	2 ÷ 40000	12800	Акк 1,2 кг 150*170*43	Балансировка
АГАТ-М	2	2 ÷ 10000	800	Акк 0,9 кг 220*110*38	Балансировка

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (таблица 17).

Таблица 17 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Помехоустойчивость	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,2
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Цена	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,13	5	5	4	0,65	0,65	0,52
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
6. Наличие сертификации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
ИТОГО	1	68	65	63	4,88	4,72	4,46

Где: Бф – АДП-3101; Бк1 – КВАРЦ-2; Бк2 – АГАТ-М.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i \quad (22)$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 17. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, прибор АДП-3101 наиболее востребован и применим в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, необходимость в более частой проверке приборов и меньший срок эксплуатации.

7.2. Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	составление и утверждение технического задания на проведение исследования напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата	Руководитель

Продолжение таблицы 18

Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на технологический трубопровод	Инженер
	5	создание и расчёт математической модели трубопровода	Инженер
	6	Проведение вибродиагностики	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	9	составление пояснительной записки	Инженер

Исследование напряжённно-деформированного состояния технологической обвязки насосного агрегата проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

7.3. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (23)$$

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

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{ч_i} \quad (24)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – число исполнителей, выполняющих одновременно одну работу,
 чел..

Результаты расчета приведены в таблице 19.

7.4. Разработка графика проведения проекта

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

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (25)$$

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

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

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (26)$$

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня} \quad (27)$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня} \quad (28)$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22 \quad (29)$$

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

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня} \quad (30)$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47 \quad (31)$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней} \quad (32)$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 19.

Таблица 19 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{\min, \text{чел-дни}}$		$t_{\max, \text{чел-дни}}$		$t_{\text{ож}, \text{чел-дни}}$					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации		4		7		5,2		5,2		8
составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10
создание и расчёт математической модели трубопровода		12		18		14		14		21
Проведение вибродиагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	
составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 19 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 20 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4												
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8												
3	Составление плана исследования	Р	3												
4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10												
5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	И	21												
6	Проведение вибродиагностики	И	4												
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14												
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
9	составление пояснительной записки	И	11												

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика (таблица 20) можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённно-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая. Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна:

- 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 71 день (длительность выполнения проекта инженером).

7.5. Бюджет затрат на исследование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

7.5.1. Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 21 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З _м , руб.
Набор инструментов	шт	1	4880	4880
Перчатки	пара	3	91	273
спецодежда	комплект	3	5600	16800
Каска	Шт	3	250	750
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	270	540
Ручка шариковая	Шт	6	25	150
Карандаш	Шт	5	20	100
Краска для принтера	Шт	1	600	600
Итого, руб.				24093

В сумме материальные затраты составили 24093 рубля. Цены взяты средние по городу Томску.

7.5.2. Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	АДП-3101	КВАРЦ-2	АГАТ-М	1	1	1	390,2	542,8	327,6	390,2	542,8	327,6
2	Ноутбук Acer Swift 3 SF314-56-349F NX.H4CER.007			1	1	1	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
Итого:										438,1	590,7	375,5

Учтем затраты на доставку в размере 15% от его цены, тогда затраты на приобретение спецоборудования для трех исполнений станут равны:

$$З_{об1+дост} = З_{об1} \cdot 1,15 = 438,1 \cdot 1,15 = 503,815 \text{ тыс. руб} \quad (33)$$

$$З_{об2+дост} = З_{об2} \cdot 1,15 = 590,7 \cdot 1,15 = 679,305 \text{ тыс. руб} \quad (34)$$

$$З_{об3+дост} = З_{об3} \cdot 1,15 = 375,5 \cdot 1,15 = 431,825 \text{ тыс. руб} \quad (35)$$

7.5.3. Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $З_{осн}$ и дополнительную заработную плату $З_{доп}$.

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} \quad (36)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{\text{осн}}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (37)$$

где T_p – продолжительность работ, раб.дн. (табл. 19);

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

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (38)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн..

При отпуске в 28 раб.дней $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя;

При отпуске в 56 раб.дней $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (39)$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

7.5.4. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (40)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

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

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_p = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ руб} \quad (41)$$

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot M}{F_д} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб} \quad (42)$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб} \quad (43)$$

$$З_{доп} = 0,18 \cdot 16871 = 3037 \text{ руб} \quad (44)$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_p = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб} \quad (45)$$

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot M}{F_д} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб} \quad (46)$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб} \quad (47)$$

$$З_{доп} = 0,18 \cdot 72996 = 13139 \text{ руб} \quad (48)$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _p	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _p , раб. дн.	З _{осн} , руб.	k _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 8 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

7.5.5. Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (Фсс), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (49)$$

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

где $k_{в\text{неб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 24 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 24 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5972	
Инженер	25841	

7.5.6. Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (50)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, 16%.

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 \quad (51)$$

$$Z_{\text{накл1}} = (24093 + 503815 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 106522 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (24093 + 679305 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 134600 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (24093 + 431825 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 95004 \text{ руб}$$

7.5.7. Формирование бюджета на научно-исследовательский проект

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 25.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 25 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	24093	24093	24093	Пункт 5.1
2. Затраты на специальное оборудование	503815	679305	431825	Пункт 5.2
3. Затраты по основной заработной плате	89867	89867	89867	Пункт 5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	16176	16176	Пункт 5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	31813	31813	31813	Пункт 5.5
6. Накладные расходы	106522	134600	95004	16% от суммы ст.1-5
Бюджет затрат на исследование	772286	975854	688778	сумма ст.1-6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 772286 рублей, по исполнению №2 – 975854 рублей, по исполнению №3 – 688778 рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (от 62 до 69%).

7.6. Определение ресурсоэффективности проекта

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (52)$$

где $I_{\text{финр}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость научноисследовательского проекта.

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{\text{р1}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{772286}{975854} = 0,791 \quad (53)$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_{\text{р2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{975854}{975854} = 1 \quad (54)$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{\Phi_{\text{р3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{688778}{975854} = 0,706 \quad (55)$$

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

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (56)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки.

Таблица 26 – сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	3
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	4
5. Ремонтопригодность	0,15	4	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	4	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{\text{р-исп1}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,75 \quad (57)$$

$$I_{\text{р-исп2}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,55 \quad (58)$$

$$I_{\text{р-исп3}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,15 \quad (59)$$

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

$$I_{\text{исп}i} = \frac{I_{\text{р-исп}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}} \quad (60)$$

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{4,75}{0,791} = 6 \quad (61)$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{4,55}{1} = 4,55 \quad (62)$$

$$I_{\text{исп.3}} = \frac{4,15}{0,706} = 5,88 \quad (63)$$

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

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{исп_min}}} \quad (64)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}1} = \frac{6}{4,55} = 1,32 \quad (65)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}2} = \frac{4,55}{4,55} = 1 \quad (66)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}3} = \frac{5,88}{4,55} = 1,29 \quad (67)$$

Таблица 27 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,791	1,0	0,706
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,55	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	6	4,55	5,88
4	сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,32	1,0	1,29

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки насосного агрегата, а именно АДП-3101.

Построен календарный план–график проведения работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 78 дня.

Бюджет затрат проекта с использованием виброанализатора АДП-3101 равен 772286 рублей, с использованием КВАРЦ-2 – 975854 рублей, с использованием АГАТ-М – 688778 рублей. Наибольший процент бюджета во всех случаях составляет дорогостоящее специальное оборудование (62 – 69 %).

Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью виброанализатора АДП-3101, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,75$.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что исследование напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода является экономически обоснованным и оправданным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Социальная ответственность

Магистральная нефтеперекачивающая станция «[REDACTED]» была введена в эксплуатацию в [REDACTED] году. Расположена на трассе магистрального нефтепровода «[REDACTED]» [REDACTED] [REDACTED]. Является промежуточной станцией участка трассы магистрального нефтепровода. Насосный цех станции оснащен четырьмя магистральными насосами НМ 10000-210, что позволяет вести бесперебойную транспортировку нефти.

В процессе анализа условий и технологий эксплуатации магистральной нефтеперекачивающей станции «XXXXXXXXXX» ключевую роль играют магистральные насосные агрегаты (МНА) и их технологическая обвязка, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов, негативного воздействия на окружающую природную среду, а также возникновения ЧС.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работе на нефтеперекачивающей станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» указано, что с вредными условиями труда сталкиваются

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Павлов Р.М.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.						71	87
Консульт.						ТПУ ИШПР ар. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации [37]:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств для работы.

8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

При диагностировании технического состояния технологического трубопровода помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов объекта. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда. При размещении на производственной территории санитарно-бытовые и производственные помещений, места отдыха, проходы для людей, рабочие места должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон,

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

8.2. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при регистрации и учете дефектов технологического трубопровода нефтеперекачивающей станции в таблице 28.

Таблица 28 – Опасные и вредные факторы при диагностировании технического состояния технологической обвязки насосного агрегата

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции технологической обвязки насосного агрегата	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.2.003-91
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.1.038-82

Продолжение таблицы 28

		Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ПБ 03-576-2003 32 ФЗ №123 от 22.07.2013 г
	Повышенные уровни шума		ГОСТ 12.1.003–2014
	Повышенные уровни вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-2014
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.007-76

**8.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование
мероприятий по их устранению**

1. Повышенные уровни шума

Действие шума от электродвигателей насосов на человека приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003–2014 [26] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука ≤ 80

дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом согласно ГОСТ 12.1.029-80 [31] и ГОСТ 12.4.051-87 [32]: снижение шума в источнике; средства индивидуальной защиты; соблюдение режима труда и отдыха; использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

2. Повышенные уровни 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.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены: применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты; 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) [27].

3. Недостаточная освещённость рабочей зоны

Для проведения работ необходимо исследовать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света ГОСТ 12.1.046-2014 [28]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 50 лк при работе вручную и не менее 100 лк при работе с помощью машин и механизмов.

4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Насосный зал общего укрытия МНА является наиболее опасным объектом на НПС, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу.

Таблица 29 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [29]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
сероводород в смеси с углеводородами с1 – с5	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
сероводород	10	
Пары нефти	10	
Оксид углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека: исключение источников газообразования; уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания насосного зала; применение средств индивидуальной и коллективной защиты; исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

8.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Магистральные насосные агрегаты, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма [33].

2. Поражение электрическим током

Поскольку МНА является весьма энергоемким объектом, то возникает опасность поражения электрическим током, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может в результате: случайного прикосновения к токоведущим элементам; ошибочных действий персонала; нарушения изоляции проводов; аварии.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с [22].

Меры защиты: применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения; обеспечение изоляции, ограждения и недоступности электрических цепей; использование предупредительных плакатов и знаков безопасности; применение средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковров, инструментов с изолированными ручками [21].

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее 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.

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 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 т. д.).

4. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. с целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

Основные причины пожаров и взрывов на НПС: паровоздушная взрывоопасная смесь, образовавшаяся в резервуарах и емкостях; легковоспламеняющиеся жидкости, используемые на малярных участках и в

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

цах предприятий; горючая пыль и волокна в помещениях; нагревающиеся проводники в электроустановках.

Методы снижения пожаровзрывоопасности:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Уменьшение концентрации взрывоопасных газов путем проветривания насосного зала.
4. Контроль загазованности газоанализаторами.
5. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

8.3. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Одним из природоохранных мероприятий для минимизации вредного воздействия является очистка сточных вод. Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Таблица 30 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу [34]

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
---	---------------------	-----------------------------

Продолжение таблицы 30

Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования	1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. соблюдение правил эксплуатации; 3. своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры; 4. Оснащение системой контроля загазованности
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти в составе сточных вод от магистральной насосной по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов	1. своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; 2. своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; 3. Очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПс только соответствующих нормативным требованиям
Земля и земельные ресурсы	Утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов; загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел	1. Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям 2. складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);

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

- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является Чс техногенного характера, в результате которой может произойти неконтролируемые разливы нефти из-за повреждения самого насосного агрегата или его уплотнений.

При возникновении разлива нефти велика вероятность возникновения пожара при: неправильной работе с электрооборудованием; повреждении изоляции энергоснабжения; не соблюдении правил пожарной безопасности при эксплуатации и ремонтных работах [35].

Для снижения риска возникновения Чс организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт; осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации; проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель цеха или другое ответственное лицо, обязаны объявить о вводе в цехе аварийного режима и задействовании планов быстрого реагирования. Имеющимися силами и средствами необходимо принять меры по ликвидации Чс: прекратить работу производственного оборудования; оказать первую помощь пострадавшим; удалить из помещения за пределы опасной зоны всех рабочих, не занятых ликвидацией пожара; вызвать пожарную часть, медицинскую службу и привести в готовность средства пожаротушения; удалить легко воспламеняемые жидкости и газы из резервуаров и аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах; при необходимости вызвать дополнительные силы и средства; обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горячей нефти, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов; при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива нефти [36].

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на нефтеперекачивающих

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

станциях, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны; проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

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

Заключение

Технологический трубопровод является одним из наиболее ответственных участков нефтеперекачивающей станции. На него воздействует большое количество нагрузок как статических, так и динамических. Чтобы обеспечить бесперебойную работу и надёжность трубопровода в процессе эксплуатации, уменьшить вероятность возникновения отказов, необходим точный анализ его напряжённо-деформированного состояния.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен аналитический обзор о составе и характеристиках современных нефтеперекачивающих станций, о порядке проведения вибродиагностического контроля насосных агрегатов. В результате исследования напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода НПС:

- 1) Проанализированы и рассчитаны нагрузки, воздействующие на трубопровод.
- 2) Выявлены наиболее нагруженные участки трубопровода:
 - Нижняя образующая отвода, присоединенного к насосу;
 - Участок присоединения трубопровода к общему коллектору.
- 3) Проведен анализ влияния динамической нагрузки насосного агрегата на распределение напряжений и деформаций в трубопроводе: наибольшему влиянию вибрации подвержен отвод, присоединенный к насосу.
- 4) Предложена конструкция из массивных опор с упругодемпфирующим элементом в качестве рекомендации по улучшению напряженно-деформированного состояния трубопровода.
- 5) Проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Павлов Р.М.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					83	87
Консульт.						ТПУ ИШПР гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».
2. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».
3. Технологические трубопроводы и трубопроводная арматура [Текст]: учебное пособие / В.В. Филиппов; - самара: самГТУ, 2012. - 66 с.
4. ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».
5. РД-75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС.
6. РД-19.100.00-КТН-036-13 Методики технического диагностирования механо-технологического оборудования. Часть 2. Методики выполнения.
7. ГОСТ 32106-2013 Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Вибрация центробежных насосных и компрессорных агрегатов.
8. РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
9. РД-23.040.00-КТН-387-07 Методика диагностики технологических нефтепроводов НПС.
10. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.
11. Патент РФ № 2002110394/06, 20.11.2003. Компенсатор сдвигово-поворотных перемещений малой жесткости// Патент России № 2227859. 2002. / Лепорк К.К., Анухин В.И., Хангильдин В.Г., Александров В.Н.

					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Павлов Р.М.			Список использованных источников				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко А.В.									84	87	
Консульт.									ТПУ ИШПР зр. 2Б5А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

12. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».
13. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ.
Составители: Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие.-
Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386 с.
14. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и
нефтепроводов: учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов [и др.]; под ред.
А.А. Коршака. – 3-е изд., испр.. – Уфа: ДизайнПолиграфсервис, 2008 – 656
с.: ил.. – Библиогр.: с. 654-655.. – ISBN 5-94423-023-1.
15. Прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ. / А.Л. саруев,
Л.А. саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во
Томского политехнического университета, 2013. – 120 с.
16. Рудаченко А.В. Исследования напряжённо-деформированного состояния
трубопроводов: учебное пособие/ А.В. Рудаченко, А.Л. саруев; Томский
политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического
университета. 2011. – 136 с.
17. Бруйка В.А. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ./В.А.
Бруйка, В.Г. Фокин, Е.А. солдусова, Н.А. Глазунова, И.Е. Адеянов. – самара:
самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271с.
18. Шимановский А.О. Применение метода конечных элементов в решении
задач прикладной механики: учебное пособие для студентов технических
специальностей/ А.О. Шимановский, А.В. Путято; М-во образования Респ.
Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель: БелГУТ. 2008. – 61 с.
19. ГОСТ 12.0.003-2015. система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.2.003-91. система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Оборудование производственное. Общие требования безопасности
21. ГОСТ 12.1.030-81. система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

22. ГОСТ 12.1.038-82. система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
23. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
24. ПБ 03-576-2003 32. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
25. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
26. ГОСТ 12.1.003-2014. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум.
Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.012-2004. система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Вибрационная безопасность. Общие требования.
28. ГОСТ 12.1.046-2014. система стандартов безопасности труда (ССБТ).
строительство. Нормы освещения строительных площадок.
29. ГОСТ 12.1.005-88. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие
санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. ГОСТ 12.1.007-76. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные
вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.029-80. система стандартов безопасности труда (ССБТ). средства
и методы защиты от шума. Классификация.
32. ГОСТ 12.4.051-87. система стандартов безопасности труда (ССБТ). средства
индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и
методы испытаний.
33. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и
технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и
сооружений нефтеперекачивающих станций.
34. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и
газа. Кесельман Г. с, Махмудбеков Э. А. – М: Недра, 1981. – 256 с.
35. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00. Технологический регламент НПС.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

36. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

37. Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с

					Список использованных источников	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		