

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта»

УДК 622.691.5:66.078-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова О.В.	к.ф.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

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

<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14 ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ- 3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско технологическому управлению

		<i>нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального</i>
<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>Стандарта 19.013" Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>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".</i>
P12	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P13	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 Шадрина А.В.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич

Тема работы:

«Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта»

Утверждена приказом директора (дата, номер) 11.02.2021 №42-29/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Компрессорная станция « » Сырье: газ Технические характеристики КС Давление на входе.....38-43...кгс\см ² Давление на выходе.....48-55...кгс\см ² . Производительность.....23,3-33,3 млн м ³ /сутки Условный диаметр на входе.....1000.мм Условный диаметр на выходе ...1000 мм Установленная мощность.....16 МВт
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Обзор литературных источников о составе, оборудовании и характеристиках современных компрессорных станций.</p> <p>Анализ и расчет нагрузок, воздействующих на технологическую обвязку газоперекачивающего агрегата.</p> <p>Построение математической модели трубопровода с помощью продуктов инженерного анализа.</p> <p>Определение максимальных и минимальных значений напряжений и деформаций в трубопроводе.</p> <p>Анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние технологической обвязки ГПА.</p> <p>Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод и улучшению его напряженно-деформированного состояния.</p> <p>Выполнение разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
Перечень графического материала	<p>Технологическая схема СИКН</p> <p>Структурная схема СОИ СИКН</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Сумцова Ольга Витальевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Финансовая часть	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Шредер А.С.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич

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

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, информационных и человеческих, финансовых,</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич

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

Тема ВКР:

Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Объектом исследования в данной работе является технологическая обвязка компрессорной станции, расположенная в компрессорном цехе.</i>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>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.</i>	<i>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i>
--	---

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - загазованность воздуха рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - токсичность рабочей среды. - недостаточное и или слишком интенсивное освещение; - механическое воздействие; - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество) - пожаровзрывобезопасность;
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - воздействия объекта на литосферу (отходы);
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>- Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 неконтролируемые утечки газа из-за повреждения технологической обвязки газоперекачивающего 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
Профессор ООД	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич		

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

Форма представления работы:

магистерской диссертации

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2021	<i>Введение</i>	5
29.01.2021	<i>Обзор литературы</i>	9
07.02.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
18.02.2021	<i>Анализ и расчет нагрузок, действующих на технологический трубопровод</i>	10
15.03.2021	<i>Создание математической модели технологической обвязки насосного агрегата, определение наиболее нагруженных участков трубопровода</i>	13
29.03.2021	<i>Анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние трубопровода</i>	10
25.04.2021	<i>Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод</i>	12
13.05.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
15.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	9

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

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

Форма представления работы:

магистерской диссертации

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2021	<i>Введение</i>	5
29.01.2021	<i>Обзор литературы</i>	9
07.02.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
18.02.2021	<i>Анализ и расчет нагрузок, действующих на технологический трубопровод</i>	10
15.03.2021	<i>Создание математической модели технологической обвязки насосного агрегата, определение наиболее нагруженных участков трубопровода</i>	13
29.03.2021	<i>Анализ влияния динамической нагрузки на напряженно-деформированное состояние трубопровода</i>	10
25.04.2021	<i>Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод</i>	12
13.05.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
15.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	9

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Компрессорная станция: это комплекс сооружений и оборудования для повышения давления газа при его добыче, транспортировке и хранении.

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

газоперекачивающий агрегат: это сложные энергетические установки, предназначенные для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу.

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

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шредер А.С.			Определения, обозначения, сокращения.	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					1	123
Консульт.						ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина О.В.						

Растяжении материала.

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.

Сокращения:

НДС – напряжённно-деформированное состояние

КПД – коэффициент полезного действия

КИП – контрольно-измерительные приборы

СКЗ – среднеквадратическое значение

КС – компрессорная станция

ПУ – пылеуловитель

АСУ ТП КЦ – автоматическая система управления компрессорным цехом

КЦ – компрессорный цех

САУ ЭГПА – система управления электро-газоперекачивающим агрегатом

ТПО – трубопроводная обвязка

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ЗРА – запорно-регулирующая арматура

ДВО – диагностическое виброобследование

ЦБН – центробежный нагнетатель

ФС – фильтр сепаратор

СРПД – сосуд, работающий под давлением

НЧ - низкочастотный

ВЧ – высокочастотный

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 страниц, 29 рисунка, 30 таблиц, 32 источников цитируемой литературы.

Ключевые слова: компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, технологическая обвязка, нагрузки, напряженно-деформированное состояние, газ, моделирование, техническое обследование, демпфирование колебаний.

Объект исследования: технологическая обвязка ГПА КС «██████████».

Цель работы: исследование напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки газоперекачивающего агрегата КС «██████████».

В процессе исследования проводились: аналитический обзор о составе, оборудовании и характеристиках КС «██████████»; анализ и расчет нагрузок, воздействующих на технологическую обвязку ГПА; 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 ГПА; 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: газоперекачивающие станции магистрального газопровода.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта			
Разраб.		Шредер А.С.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					3	123
Консульт.						ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Оглавление

Введение	6
1. Общие сведения о компрессорной станции « »	8
1.1 Классификация газопроводов.....	8
1.2 Инженерно–геологические условия КС	9
1.3. Климат	10
1.4. Компрессорный цех.....	10
1.5. Основные сведения о ГПА	11
1.6. Газовая обвязка ГПА.....	13
1.7. Установка очистки газа.....	14
1.8. Автоматизированная система управления технологическими процессами.	16
1.9. АСУ ТП КС	17
2. Техническое обследование технологической обвязки КС	20
2.1. Техническое состояние трубопроводов	20
2.3. Классификация и виды дефектов.....	21
2.4. Обследование технического состояния обвязки трубопровода.....	23
2.5. При проведении ДВО регистрируются следующие режимные параметры	26
2.6. Прибор для вибрационного обследования технологического оборудования на КС « »	29
2.7. Характеристики объекта исследования.....	31
3.1. Структурная схема объекта исследования.....	34
3.2. Математическая модель технологического трубопровода.....	51
3.3. Конечно-элементная сетка трубопровода	52
3.4. Результаты анализа напряжённо-деформированного состояния технологического трубопровода.....	53
3.5. Анализ напряжено деформированного состояния трубопровода при воздействии температуры	55
3.6. Анализ напряжено деформированного состояния пылеуловителей.....	57
4. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод	59
4.1. Компенсатора высоковязкого демфера	59
4.2. Применение конструкции из массивных опор с упругодемпфирующим элементом....	62

					<i>Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шредер А.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				4	123
Консульт.					Оглавление ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					

5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65
5.1.	Анализ конкурентных технических решений.....	65
5.2.	Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки ГПА	67
5.3.	Определение трудоемкости выполнения работ.....	68
5.4.	Разработка графика проведения проекта	69
5.5.	Бюджет затрат на исследование	72
5.6.	Определение ресурсоэффективности проекта.....	77
6.	социальная ответственность.....	81
6.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
6.2.	Производственная безопасность	83
6.3.	Экологическая безопасность	89
6.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
	Заключение.....	93
	Список использованных источников.....	94
7.	Приложение А.....	97

Введение

Актуальность. Трубопроводный транспорт играет одну из ключевых ролей в системе газовой 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 газоперекачивающих 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 газа в системе трубопроводного транспорта ГПА и их технологические обвязки подвергаются большим вибрациям, приводящим к падению КПД компрессоров 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.

					<i>Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шредер А.С.</i>				<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						6	123
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ ИШПР гр. 2БМ91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

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 ГПА КС «XXXXXXXXXX».

Целью данной работы является исследование напряжённно-деформированного состояния технологической обвязки ГПА КС «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 в трубопроводе.
5. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод.

Практическая значимость – результаты ВКР являются полезными для решения практических задач по улучшению напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов КС.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

1. Общие сведения о компрессорной станции «XXXXXXXXXX»

1.1 Классификация газопроводов

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

Газопроводы в системах газоснабжения в зависимости от давления транспортируемого газа различают:

По давлению в магистрали:

- Магистральные:
- первого класса — при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;
- второго класса - при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно
- Распределительные:
- низкого давления — до 0,005 МПа;
- среднего давления — от 0,005 до 0,3 МПа;
- высокого давления
- 1 категория — от 0,6 до 1,2 МПа (для СУГ до 1,6 МПа);
- 1а категория — свыше 1,2 МПа;
- 2 категория — от 0,3 до 0,6 МПа.

По типу прокладки различают:

- Наземные,
- Подземные,
- Подводные.

В газовой отрасли основным видом прокладки является подземный способ [1].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Повышение надежности технологической обязанности компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта</i>			
Разраб.		Шредер А.С.			<i>Повышение надежности технологической обязанности компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					8	87
Консульт.						ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

1.2 Инженерно–геологические условия КС

КС «[REDACTED]» находится Приобской провинции и приурочена к надпойменной террасе р. Обь. Поверхность террасы слабоволнистая с врезанными ложбинами стока и большим количеством микрозападин, которые либо заболочены, либо сильно увлажнены.

Территория КС представляет собой залесенную территорию. В основном рельефообразующим моментом здесь речная сеть. Здесь преобладает совокупность современных и верхнечетвертичных озерных, озерно-аллювиальных равнин, что предопределяет значительную уплощенность и выравненность рельефа, эрозионное расчленение которого приурочено преимущественно к приобровочным участкам долин рек Обь, [REDACTED] и их притоков.

Территория КС частично засыпана грунтом и находится в стабильном состоянии. Нет отклонений в режиме эксплуатации зданий и сооружений. Никаких записей об атмосферных осадках, провалах, просадках фундамента и трещинах в стенах и потолках зарегистрировано не было.

Территориального подтопления и подтопления грунтовых вод не наблюдалось, снег выносился за пределы КС. Дождевая вода регулируется таким образом, чтобы она не скапливалась в большом количестве внутри компрессорной станции.

Геологический разрез площадки КС и трасс сопутствующих инженерных коммуникаций до глубины 5,0-7,0 м представлен преимущественно суглинком мягкопластичным с прослойками текучепластичного и тугопластичного, который локально перекрыт насыпным грунтом мощностью 0,4-0,5 м.

Грунтовые воды на площадке КС до разведанной глубины не зафиксированы. При изысканиях под строительство КС в 1974 г. (Новосибирский филиал института „ВНИПИГаздобыча”) грунтовые воды были зафиксированы на глубинах 8,0-9,0 м; грунтовые воды типа „верховодка” были приурочены к пониженным участкам и вскрыты на глубинах 0,8-3,0 м. В

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

период активного снеготаяния и обильных атмосферных осадков на территории КС, коридора шлейфов и узла подключения КЦ возможно образование временного уровня грунтовых вод типа „верховодка” на глубинах 0,7-3,0 м.

1.3. Климат

Проектируемая площадка КС “XXXXXXXXXX” находится в нормальной строительно-климатической зоне, климатический подрайон IV.

Климат резко-континентальный.

Характеристика метеорологических элементов приводится по данным метеостанции Колпашево.

Среднегодовая температура воздуха, °С		– -1,5
Среднемесячная температура января, °С		– -20,7
Среднемесячная температура июля, °С		: – 18,0
Абсолютный max температуры воздуха, °С		– 35
Абсолютный min температуры воздуха, °С		– -51
Температура наиболее холодной пятидневки, °С		
обеспеченностью	0.98	– -44
	0.92	– -42
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$, сут.		– 184
Среднегодовая сумма осадков, мм		– 511
Суточный максимум осадков, мм		– 64
Расчетный вес снегового покрова на 1 м ² горизонтальной поверхности земли, кгс/м ²		– 240
Скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли, кгс/м ²		– 30 [2].

1.4. Компрессорный цех

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Компрессорная станция КС-3 [REDACTED] расположена на км 499/0 газопровода «[REDACTED]». В районе расположения КС [REDACTED] газопровод состоит из двух ниток DN1000, PN 55. КС одноцеховая, расположена по ходу газа справа от газопровода на расстоянии ~ 250 м от крайней нитки газопровода.

Одним всасывающим DN1000 и двумя нагнетательными шлейфами DN700 КС подключена только к I-ой нитке магистрального газопровода, во вторую нитку газ поступает через переключки между I-ой и II-ой нитками газопровода, расположенными на участке между охранными кранами на входе (№19-12.9) и выходе (№21-12.0) КС.

В производственной зоне площадки КС расположены следующие основные сооружения:

- Здание компрессорного цеха;
- Газовая обвязка нагнетателей;
- Установка очистки газа;
- Дизель-генераторная;
- Газораспределительная станция собственных нужд КС;
- Закрытое распределительное устройство 10 кВт [3].

1.5. Основные сведения о ГПА

Для эксплуатации КС приняты электроприводные газоперекачивающие агрегаты ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК производства ООО «Электро-Привод-Газ», поставляемые согласно временных технических условий ВТУ ВЖ 3335205, согласованных Управлением по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром».

Количество рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов определено на основании выполненных гидравлических расчетов газопровода «[REDACTED]» предусматривается 4 ЭГПА (3 раб.+1рез.) с неполнонапорными нагнетателями.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Агрегаты ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва» - ВОСТОК комплектуются неполнонапорными нагнетателями НЦ-4,0/56-1,26 (степень сжатия 1,26), имеют регулируемое число оборотов двигателя (в диапазоне 0,7-1,05 от номинального), т оборудованы системой «мягкого пуска», магнитными подшипниками (МП) и «сухими» (газодинамическими) уплотнениями (ГДУ).

Основные параметры и технические характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК приведены на рис. 2.

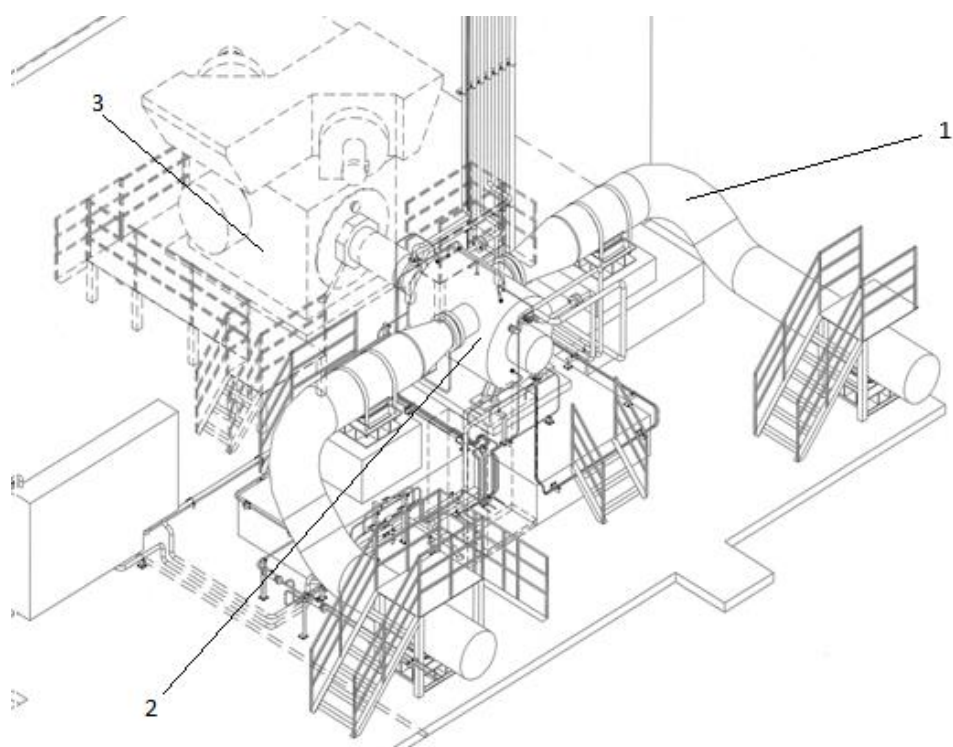


Рисунок 1 – Монтажная схема оборудования компрессорного цеха ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК

1 – ТПО; 2 – ГПА; 3 – Двигатель

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1.	Высокооборотный асинхронный электродвигатель		
	Номинальная мощность	кВт/кВА	4000/4770
	Номинальная частота вращения	об/мин	8200
	КПД электродвигателя в номинальном режиме	%	97,2
	КПД электродвигателя в регулируемом по частоте вращения режиме при 50% нагрузке, не менее	%	95
	Вид охлаждения		Воздушный
	Вес	т	11
2.	Трансформатор		
	Входной разделительный трансформатор с 4-мя вторичными 3-х фазными обмотками		6000В/4x2100 10000В/4x2100
	КПД трансформатора	%	99
3.	Преобразователь частоты		
	Выпрямительный мост преобразователя частоты, трехфазный		24-пульсный, диодный
	Выходная мощность	кВА	5700
	Возможный диапазон регулирования частоты вращения ротора	%	50-105
	КПД преобразователя частоты	%	97
4.	Нагнетатель		
	Производительность объемная (20°C, 0,1013 МПа)	млн.м ³ /сут	12,5
	Производительность массовая	кг/с	98,6
	Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям	м ³ /мин	178,5
	Давление газа конечное на выходе из нагнетателя	МПа	5,49
	Давление газа начальное при входе в нагнетатель	МПа	4,36
	Степень сжатия		1,26
	Температура газа при входе в нагнетатель	°С	15
	Плотность газа (20°C, 0,1013 МПа)	кг/м ³	0,682
	Частота вращения ротора	об/мин	8200
	Политропический КПД нагнетателя	%	85
	Диапазон рабочих частот вращения ротора	% от номин	50-150
	Мощность, потребляемая нагнетателем на муфте электродвигателя	кВт	3800
	Максимальная длительно допустимая мощность ЭГПА	кВт	4400
	Минимальная длительно допустимая мощность ЭГПА	кВт	2000
	Минимальный пусковой цикл	сек	240
	Максимальное количество пусков в интервале часа		15

Рисунок 2 - Основные параметры и технические характеристики ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р «Лысьва»-ВОСТОК

1.6. Газовая обвязка ГПА

Подключение ГПА к всасывающему и нагнетательному коллекторам выполнено трубопроводами DN 500. Схема подключения ГПА – коллекторная. Диаметры всасывающего и нагнетательного коллекторов - DN 700. Диаметры трубопроводов определены из условия максимальной скорости газа 20 м/с.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Коллекторная схема газовой обвязки ГПА позволяет производить запуск и остановку любого агрегата при работающем компрессорном цехе.

Для обеспечения нормального пуска и остановки ГПА, а также для защиты нагнетателя от помпажа, схемой предусмотрен пусковой контур ГПА DN 300 с установкой регулирующего клапана типа «Моквелд» DN 300 на каждом агрегате и разгрузочный контур компрессорного цеха DN 400.

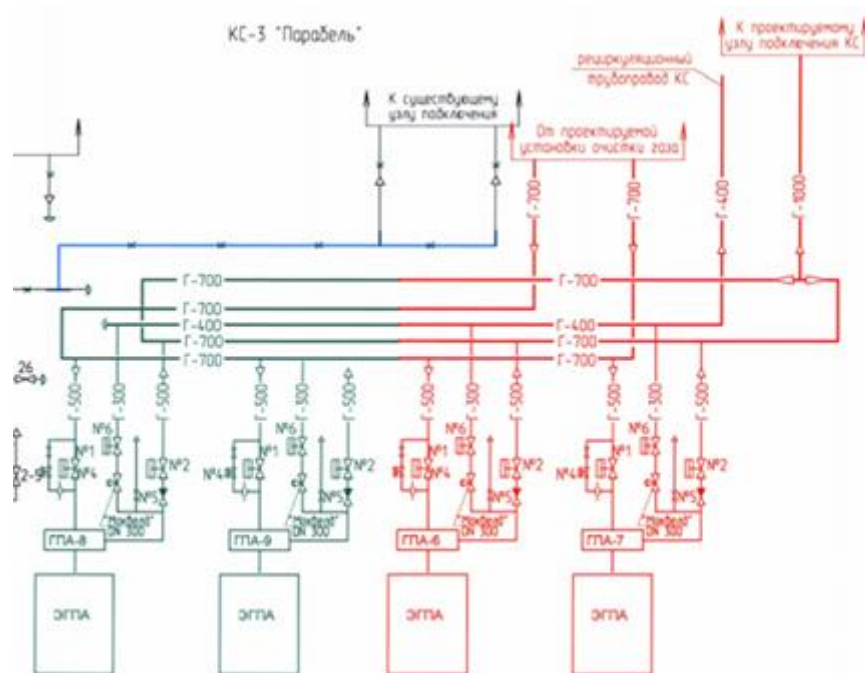


Рисунок 3 – Технологическая схема КС-3 [4]

1.7. Установка очистки газа

Учитывая режимы работы и производительность КС, для очистки газа от механических примесей и жидкости проектом предусматривается использование пылеуловителей типа ЦПУ-5,5А.ХЛ производства ОАО «Машиностроительный завод «ЗиО-Подольск».

Конструкция циклонных труб, применяемых в пылеуловителях, разработана совместно с фирмой "РЕСО" (США). Отличительной чертой пылеуловителей с циклотрубами является стабильность эффективности очистки при изменении расхода газа в пределах от 30 до 100 % от

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

номинального значения. И небольшое ее снижение, с 99,9% до 98%, при увеличении расхода до 125%. Другим положительным свойством этих пылеуловителей является малый перепад давления и надежная работа циклонных труб вплоть до расчетного давления.

Технические характеристики пылеуловителей:

Максимальная производительность одного аппарата, млн. м ³ /сутки	18,4
Рабочее давление, кг/см ²	55
Диапазон производительности, в котором обеспечивается работоспособность, в % от номинального	30-125
Эффективность очистки газа, мг/м ³	
свыше 40 мкм–	100%
20-40 мкм	98%
10-20 мкм	96%
Потери давления, кг/см ²	0,5
Температура минимально-допустимая отрицательная стенки, находящейся под давлением, °С	минус 60
Диаметр корпуса, мм	1800
Высота корпуса, мм	5450
Масса пылеуловителя, кг	14085

Таким образом,используется три пылеуловителя типа ЦПУ-5,5А ХЛ.

Схема подключения пылеуловителей – коллекторная. Исходя из допустимой скорости движения газа в коммуникациях КС, газовая обвязка пылеуловителей принята из труб DN500. Для отключения пылеуловителей установки очистки газа от входного и выходного коллекторов предусмотрены краны DN500 надземного исполнения с ручным приводом [5].

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

1.8. Автоматизированная система управления технологическими процессами.

Многоуровневой комплекс, функционирующий в масштабе реального времени, предназначен для повышения экономичности и надежности управления процессом транспорта газа на основе интеграции средств вычислительной техники, систем автоматизации и телемеханизации, выполненных на современной микропроцессорной базе.

В рамках этого комплекса создается единый оперативный пост управления компрессорным цехом в помещении операторной КС «XXXXXXXXXX». Автоматизированная система управления компрессорным цехом (в дальнейшем по тексту АСУ ТП КЦ) предназначена для решения задач централизованного сбора и обработки информации, контроля, защиты, сигнализации и оперативно-диспетчерского управления основными и вспомогательными технологическими процессами компримирования газа.

В основе решений по созданию оперативного комплекса реального времени КС лежит современный подход к компьютерной автоматизации технологических объектов на базе открытых международных стандартов, что обеспечивает соответствие «Основным положениям по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа» РАО «Газпром», 1995 г.

На компрессорной станции будет установлен современный комплекс программно-технических средств, разработанный и поставленный внедренческой фирмой «Элна».

В соответствии с «Протоколом распределения работ между ОАО «Укргазпроект» и ООО ВФ «Элна», ОАО «Укргазпроект» выполняет часть работ, которая предусматривает только установку полевых датчиков на технологических объектах площадки КС.

Окно мнемосхемы представляет собой альбом видеокадров. Вид окна «Мнемосхемы» представлен на рисунке 4.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

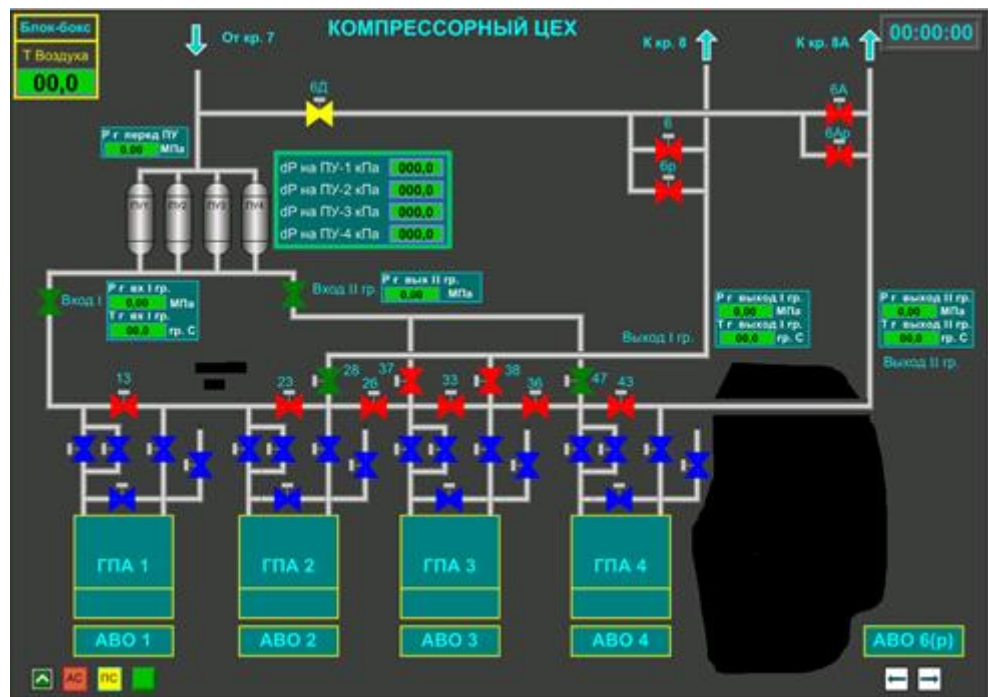


Рисунок 4 - Окно "Компрессорный цех"

Структурная схема АСУ ТП КС и соответствующие САУ локальных объектов разрабатываются ООО ВФ «Элна». Автоматизированная система управления энергоснабжением компрессорной станции также в полном объеме проектируется и поставляется ООО ВФ «Элна».

1.9. АСУ ТП КС

Структура автоматизированной системы управления КС «XXXXXXXXXX» разрабатывается ООО ВФ «Элна» и построена с учетом следующего:

- функций системы управления;
- состава технологического оборудования – основного и вспомогательного;
- организационными принципами управления.

В структурной схеме рассмотрены вопросы взаимодействия компонентов и подсистем всего комплекса АСУ ТП КС, включая вопросы взаимодействия с оборудованием АСУ энергоснабжения и системами верхнего уровня.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Структура системы автоматизации основного и вспомогательного оборудования поддерживает идеологию управления технологическими процессами с помощью объединенных промышленной локальной вычислительной сетью (ЛВС), распределенных микропроцессорных устройств, обеспечивающих сбор и обработку информации состояния технологических объектов, а также реализацию управляющих воздействий.

В состав АСУ ТП КЦ входит:

– подсистема агрегатного управления, предназначенная для управления газоперекачивающим агрегатом – САУ ЭГПА;

– подсистема диспетчерского и технологического управления транспортировкой газа, предназначенная для управления компримированием и распределением газа КЦ, которая включает и подсистему управления объектами жизнеобеспечения КЦ – САУ ПЭБ;

– автоматизированная система управления энергоснабжения, которая обеспечивает автоматизированное управление и контроль состояния основного энергетического оборудования: систем электроснабжения, теплоснабжения, водоподготовки, водоснабжения и водоотведения – АСУ Э;

– система пожаробнаружения и контроля загазованности – система ПОиКЗ.

Структура АСУ ТП КЦ, ее состав и функции, а также информационный стык АСУ ТП КС с пунктом управления линейной телемеханики и центральной диспетчерской службой ООО «Томсктрансгаз» описываются в части проекта, которую разрабатывает ООО ВФ «Элна».

Объектом автоматизации является технологический процесс компримирования газа на реконструируемой компрессорной станции, основными производственными единицами которой являются два компрессорных цеха – реконструируемый и новый.

Электроприводные газоперекачивающие агрегаты ЭГПА-4,0/8200-56/1,26Р «Лысьва-Восток» ООО «Электропривод-ГАЗ», устанавливаются

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

следующим образом: два в здании КЦ, который реконструируется, два – в новом здании компрессорного цеха.

Кроме ЭГПА автоматизации подлежат следующие технологические установки:

– Установка очистки газа с системой сбора конденсата: три пылеуловителя ЦПУ-5,5А ХЛ производства «ЗИО-Подольск» и емкости сбора конденсата Е-1 и Е-2;

– Установка подготовки импульсного газа: УПИГ-00.000 производства ОАО «Компрессор»;

– Узел подключения компрессорной станции, совмещенный с узлами приема и запуска очистного устройства, а также охранные краны КС и ресиверы импульсного газа;

– Узел замера расхода газа на всасывающем шлейфе КС;

– Внутриплощадочные технологические трубопроводы с запорной и регулирующей арматурой (контур антипомпажного регулирования цеха с регулирующим клапаном «Mokveld») [6].

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

2. Техническое обследование технологической обвязки КС

2.1. Техническое состояние трубопроводов

Под техническим состоянием объекта понимают состояние, характеризующее 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, измененных 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 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

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [7].

2.1. 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.

Виды дефектов:

Дефекты, связанные с формой материала:

- Вмятина – Нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность газопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки;

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

- Гофр – Нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе газопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации;

- Дефект геометрии трубопровода – дефект, вызывающий изменение проходного сечения трубы вследствие изменения ее формы в поперечном сечении;

Дефекты, связанные с потерей материала:

- Забоина – дефект поверхности, появляющийся в результате динамического воздействия поверхности труб с твёрдым телом, имеющим острым краем, без касательного по отношению к поверхности стенки трубы перемещения и заметного остаточного местного изгиба тела труба;

- Задир – Дефект поверхности в виде широких продольных углублений, образующихся от резкого трения проката о детали прокатного и подъемно-транспортного оборудования, а также в результате осевых перемещений трубопровода относительно опор под воздействием эксплуатационных нагрузок;

- Закат – Дефект поверхности, представляющий собой прикатанный продольный выступ, образовавшийся в результате закатывания уса, подреза, грубых следов зачистки и глубоких рисок;

- Коррозионный дефект – Дефект, вызванный коррозией металла, из которого изготовлен газопровод;

Дефекты, связанные с непроваром:

- Нарушение формы продольного шва – Отклонение формы наружных поверхностей заводского продольного сварного шва или геометрии соединения от установленного технологией выполнения сварки значения;

- Нарушение формы спирального шва – Отклонение формы наружных поверхностей заводского спирального сварного шва или геометрии соединения от установленного технологией выполнения сварки значения;

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- Непровар – Несплавление основного металла по всей длине сварного шва или на его отдельном участке, возникающее вследствие неспособности расплавленного металла проникнуть в корень сварного шва;
- Утяжина – Канавка со стороны корня сварного шва, образовавшаяся в результате усадки металла при затвердевании;
- Непровар по разделке – Непровар по линии сплавления металла сварного шва и основного металла трубы;
- Несваренный стык футляра – Отсутствие сварного соединения в стыке труб защитного кожуха (футляра или патрона) перехода газопровода через автомобильную или железную дороги.
- Овальность – Нарушение формы поперечного сечения трубы, характеризующееся ее отклонением от идеального кольцевой;
- Трещина – Дефект в виде разрыва в металле трубы или сварном соединении [8].

2.4. Обследование технического состояния обвязки трубопровода

Вибрационные исследования, необходимые для установления причин повышенной вибрации, являются весьма сложным процессом и требуют не только значительной затраты времени, но и высокой квалификации персонала, производящего эти испытания и их измерения, в сообществе ОАО «Газпром трансгаз Томск» независимо от удалённости филиала, этим занимаются только специалисты по вибродиагностике с «Инженерно-Технического Центра» (ИТЦ). Они проводят вибродиагностику один раз в месяц. По результатам обследования оборудования создается отчет о техническом состоянии агрегатов за соответствующий период.

Измерения следует производить одними и теми же приборами и в одном и том же месте для получения результатов, которые можно будет сопоставить с

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

данными предыдущих замеров вибраций (составить вибрационную картину машины).

Основные причины повышенной вибрации трубопроводов являются интенсивные узкополосные пульсации перекачиваемого газа. Эти пульсации газа могут быть вызваны:

1. Конструктивными особенностями или эксплуатационными дефектами центробежного нагнетателя / центробежного компрессора;
2. Повышенными скоростями газа в трубопроводной системе;
3. Особенности топологии ТПО КЦ, ГПА (длины и места врезки тупиковых участков, расположение тройниковых отверстий и т.п.);
4. Особенности конструкции, дефектным состоянием или неправильным выбором типоразмеров ЗРА.

Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов проводятся с целью:

- оценки вибросостояния ТПО при приемочных (приемосдаточных) испытаниях новых и реконструированных КЦ;
- оценки и явления условий и причин возникновения повышенной вибрации трубопроводов при эксплуатации;
- оценки вибрационного состояния ТПО и динамических характеристик элементов или участков трубопроводной системы при эксплуатационных испытаниях новой техники; - анализа причин возникновения дефектов трубопроводов.

Кроме того, ДВО используется при оценке срока безопасной эксплуатации технологических трубопроводов КС в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-328.

Объектами ДВО технологических трубопроводов компрессорных станций (КС), дожимных компрессорных станций (ДКС), компрессорных станций подземного хранилища газа (КС ПХГ), станции охлаждения газа (СОГ), газоперерабатывающего завода (ГПЗ) и турбодетандерной установки

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

(ТДУ) ОАО «Газпром» являются надземные участки ТПО, включая опорные конструкции и ЗРА. Дополнительными объектами при проведении ДВО могут быть подземные участки трубопроводов КЦ, корпуса и вала ЦБН, корпуса СРПД и фундаменты опор.

Основными измеряемыми динамическими величинами при проведении ДВО трубопроводов являются:

- Вибрация участков трубопроводов и корпусов ЗРА;
- Пульсация давления газа в трубопроводной системе (особенно при исследовании причин возникновения НЧ-вибрации трубопроводов).

Дополнительной измеряемой динамической величиной при проведении ДВО является вибрация:

- опор трубопроводов и их фундаментов «для оценки работоспособности опор»;
- валов, корпусов и фундаментов ЦБН (для оценки их вибрационного воздействия на трубы, а также оценки динамических процессов в ЦБН),
- корпусов ФС и ПУ (для оценки динамических нагрузок в местах соединения труб с СРПД и оценки динамических процессов в СРПД);
- элементов приводов ЗРА;
- элементов площадок обслуживания (для оценки передачи вибрации трубопроводов на площадки обслуживания);
- других конструктивных и технологических узлов и элементов трубопроводной системы

Виды измерений:

При проведении ДВО трубопроводов должны использоваться следующие виды измерений колебательных процессов:

- измерения нитрации трубопроводной системы (включая ЗРА и опоры), вибрации корпуса и вала ЦБН, пульсация давления газа в трубопроводной системе, выполняемые на установившихся режимах работы ГПА и КЦ;

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- измерения частоты и коэффициентов демпфирования собственных колебаний участков трубопроводной системы, выполняемые на неработающих объектах при ударном возмущении колебаний или при использовании генератора переменной частоты, при исследовании НЧ-колебаний оцениваются параметры системы «трубопровод — опоры» в балочном представлении; при исследовании ВЧ-колебаний — параметры трубы как оболочки;

- измерения вбирания трубопроводной системы и пульсации давления, а также вибрации корпуса и вала ЦБН, выполняемые на переходных режимах работы ЗРА, ГПА и КЦ.

2.5. При проведении ДВО регистрируются следующие режимные параметры

- значения температуры и давления газа на входе и выходе КС и ЦБН;
- значения частоты вращения вала ЦБН;
- общецеховой и, если возможно, агрегатный (агрегатные) расходы газа;
- процентная доля открытия РК и параметр, характеризующий положение рабочей точки относительно помпажной линии на динамической характеристике ЦБН (при обследовании переменных режимов рециркуляции);
- температура окружающей среды.

Контролируемыми (сопоставляемыми с нормами) параметрами вибрации трубопроводов, корпусов ЗРА и ЦБН являются СКЗ виброскорости в указанных далее частотных диапазонах (общие уровни вибрации), обозначаемые, как V_c и измеряемые в мм/с. Основными параметрами анализа вибрации являются:

- СКЗ общих уровней V_c и СКЗ отдельных (i-x) дискретных спектральных составляющих V_{ci} ;
- частоты F_i , (Гц, об./мин) и фазы ψ_i , (град, рад) спектральных составляющих;

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- собственные частоты колебаний (Гц) линейного участка трубопровода или трубы как оболочки,

Контрольными параметрами пульсации давления газа является амплитуды P_{ai} , отдельных (i -х) дискретных спектральных составляющих, измеряемые в кПа или кгс/см².

Основными параметрами анализа пульсации давления газа являются:

- амплитуды P_{ai} ,
- частоты F_i , фазы ψ_i спектральных составляющих:
- размах P_r , пульсами давления (разность между максимальным (отрицательным и максимальным положительным пиковыми значениями переменного временного сигнала в рассматриваемом частотном диапазоне);
- собственные частоты акустических или гидродинамических колебаний газа F_c (Гц).

Частотные диапазоны измерений:

Значения частот колебаний, при которых анализируется вибрация трубопроводов, разделены на два диапазона: НЧ и ВЧ. Данное разделение определяет задаваемые параметры измерений, назначение и оборудование точек измерений, оценку (нормирование) вибрации и выбор измерительной аппаратуры.

НЧ- и ВЧ-диапазоны охватывают большинство частот колебаний, характерных для трубопроводов КС, включая первые лопаточные частоты ЦБН. При необходимости исследования более высоких частот при условии соответствующего приборного обеспечения полный частотный диапазон может быть расширен.

Для НЧ-диапазона установлены следующие частотные границы:

- нижняя — 4 Гц;
- верхняя — 100 или 200 Гц (в зависимости от целей ДВО и с учетом необходимости включения в НЧ-диапазон скорости вращения ротора ЦБН)

Как правило, собственные частоты диагностируемых участков трубопроводов превышают 5 Гц, а применяемые датчики пьезоэлектрического

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

типа не обеспечивают необходимую точность измерений в области более низких частот.

Для ВЧ-диапазона установлены следующие частотные границы:

- нижняя — 100 или 200 Гц (соответствует выбранной верхней границе НЧ-диапазона);
- верхняя — 1500, 2000, 2500 или (в отдельных случаях) 5000 Гц.

Верхняя граничная частота должна превышать первую «лопаточную» составляющую от скорости вращения ротора ЦБН не менее чем на 200 Гц.

Критерии оценки вибрационного состояния

Критерии оценки вибрационного состояния

Критерии оценки вибрационного состояния является уровень вибрации трубопроводов (максимальное значение из измеренных СКЗ виброскорости), сопоставляемый с границами зон вибрационного состояния, установленными соответствующими нормами. Результатом сопоставления является отнесение вибросостояния оборудования к соответствующей зоне.

Градации зон вибрационного состояния:

Зона А — в эту зону попадает, как правило, вибрация трубопроводов, вводимых в эксплуатацию новых и реконструированных КЦ или вибрация после ремонта трубопроводов и их опор.

Зона В — трубопроводы, вибрация которых попадает в эту зону, обычно могут считаться пригодными для дальнейшей эксплуатации без ограничения сроков.

Зона В — трубопроводы, вибрация которых попадает в эту зону, обычно могут считаться пригодными для дальнейшей эксплуатации без ограничения сроков, но имеются конструктивные или эксплуатационные условия, способные привести к ухудшению их технического состояния.

Зона С — трубопроводы, вибрация которых попадает в эту зону. обычно рассматриваются как непригодные для длительной эксплуатации.

Зона D — уровни вибрации в данной зоне обычно рассматриваются как достаточно серьезные для того, чтобы вызвать повреждение трубопроводов [9].

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Таблица 1 – Нормы НЧ-вибрации трубопроводов для диапазона частот от 4 до 100 (200) Гц включительно

Границы зон вибросостояния	Общий уровень V_c в мм/с	
	Трубы и соединительные фасонные изделия	Корпуса ЗРА
A/B	4,5	3
B/B ₁	11	7
B ₁ /C	18	18
C/D	28	28

Таблица 2 – Нормы НЧ-вибрации для диапазона частот от 100 (200) до 1500 (2000, 2500) Гц включительно

Границы зон вибросостояния	Общий уровень V_c в мм/с
A/B	10
B/B ₁	25
B ₁ /C	35
C/D	45

2.6. Прибор для вибрационного обследования технологического оборудования на КС «XXXXXXXXXX»

На КС «XXXXXXXXXX» используются сборщик-анализатор данных Microlog GX (CMXA70).

SKF Microlog Analyzer серии AX - это наиболее совершенный маршрутный анализатор с большим экраном, предлагаемый компанией SKF на сегодняшний день. SKF Microlog серии AX позволяет быстро собрать широкий спектр данных о вибрации. Анализатор обладает гибкостью поддержки приложений, которые наиболее важны для конкретной программы технического обслуживания вашей компании.

Основные характеристики:

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- Быстрый сбор данных благодаря одновременным измерениям по трём осям или четырем каналам;
- Процессор Marvell PXA320 с тактовой частотой 806 МГц обеспечивает более высокую скорость работы в реальном времени и обновления экрана;
- Прочная пыле- и влагонепроницаемая конструкция с классом защиты IP 65, обеспечивающая надёжность применения в промышленных сред;
- Литиевый аккумулятор обеспечивает непрерывный сбор данных в течение 8 часов;
- Большой цветной экран;
- 6,4 дюйма позволяет легко просматривать данные и выполнять анализ при любом освещении.

Технические характеристики:

Корпус

Размер:

- Ширина: 220 мм (8,7 дюйма)
- Высота: 220 мм (8,7 дюйма)
- Толщина: 71 мм (2,8 дюйма)
- Масса: 1,54 кг (3,4 фунта)
- Экран: 6,4 дюйма, разрешение 640 x 480, глубина цвета: 16 бит.

Эксплуатационные характеристики

- Вход сигнала: акселерометр, скорость, перемещение (от портативных или стационарных датчиков), датчики перем. / пост. тока, датчики давления, датчики температуры, тахометр и ввод данных вручную;
- Измеряемые параметры: ускорение, скорость, перемещение, gE, температура, фаза, напряжение, указанные пользователем;
- Типы измерений: общее, измерение спектра, временные диаграммы, «перекрёстные» фазы, орбиты, перемещения центральной оси вала
- Диапазон входных сигналов: ± 25 В максимум

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

- Сигнал: RMS / Амплитуда / Полный размах (двойная амплитуда) / Истинная амплитуда / Истинный размах
- Проверка датчиков: наличие напряжения смещения (обнаружение размыкания цепи и короткого замыкания)
- Автоматическая регулировка диапазона: Да
- Динамический диапазон: > 90 дБ
- Диапазон частот: постоянный ток до 80 кГц
- Состояние подшипника: gE
- Фильтры:
 - от 5 Гц до 100 Гц
 - от 50 Гц до 1 кГц
 - от 500 Гц до 10 кГц
 - от 5 кГц до 40 кГц
- Усреднение: среднеквадратическое значение, по времени, регистрация пикового уровня
- Тревоги: общая и спектральная (пиковый и среднеквадратичный уровень).

2.7. Характеристики объекта исследования

Объект исследования – технологический трубопровод КС «XXXXXXXXXX». Он установлен на железобетонных опорах и подсоединён сваркой к газовому агрегату ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р НЦ 220-11-1СМП. Материал трубопровода – сталь 10Г2ФБЮ с пределом прочности, равным 590 МПа. Диаметр трубопровода 720 мм с толщиной стенки – 12 мм. Рабочее давление в трубопроводе 5,4 МПа.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблица 3- Исходные данные, необходимые для дальнейшего расчета.

Перепад температур, град	60
Рабочее давление в трубопроводе, МПа	5,4
Ускорение свободного падения м/с ²	9,81
Характеристики стали	
Плотность, кг/м ³	7850
Модуль упругости, МПа	206000
Коэффициент поперечной деформации Пуассона	0,3
Предел прочности, МПа	590
Предел текучести, МПа	470
Коэффициент линейного расширения, град ⁻¹	0,000012
Характеристики грунта	
Плотность, кг/м ³	1800
угол внутреннего трения, °	14
удельное сцепление, кПа	7
Коэффициент Пуассона	0,35

На технологический трубопровод воздействуют статические и динамические нагрузки.

К статическим нагрузкам относятся:

- собственный вес трубопровода (q_{тр});
- рабочее давление (P);

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

Тепловые нагрузки (T).

С учетом существующих сил, задача сводиться к решению матрицы следующего вида:

$$\begin{pmatrix} \vec{x} & \vec{y} & \vec{z} \\ Q_{тр_x} & Q_{тр_y} & Q_{тр_z} \\ P_x & P_y & P_z \\ F_x & F_y & F_z \\ T_x & T_y & T_z \end{pmatrix} \quad (1)$$

Данная матрица будет решена с помощью программного компонента, основанного на базе AutoCAD или Solid work.

Анализируя конструктивные особенности обвязки ГПА, можно выделить основные места, где потенциально возможно возникновение максимальных нагрузок. Это участки изменение геометрии профиля, места установки опор и места изгибов трубопровода.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

3.1. Структурная схема объекта исследования

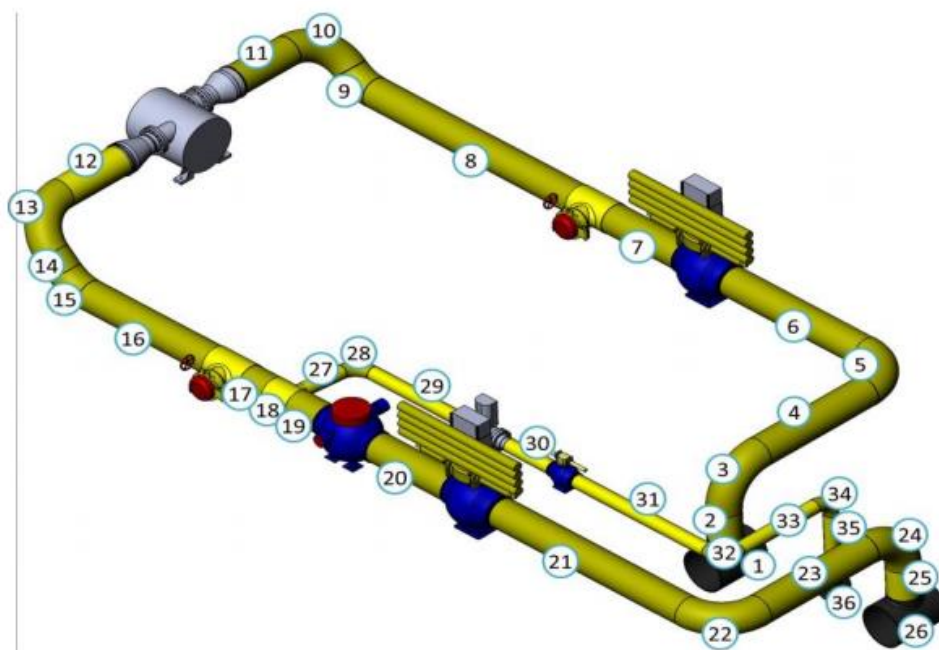


Рисунок 5 – Нумерация элементов ТПО ГПА

Нас интересуют точки, расположенные близко к ГПА.

Таблица 4 – Максимальные расчетные продольные напряжения в трубопроводе

Номер точки	продольные напряжения в трубопроводе $\sigma_{пр}$ (МПа)
8	87
9	68
10	60
11	87
12	66
13	28
14	71
15	29
16	69

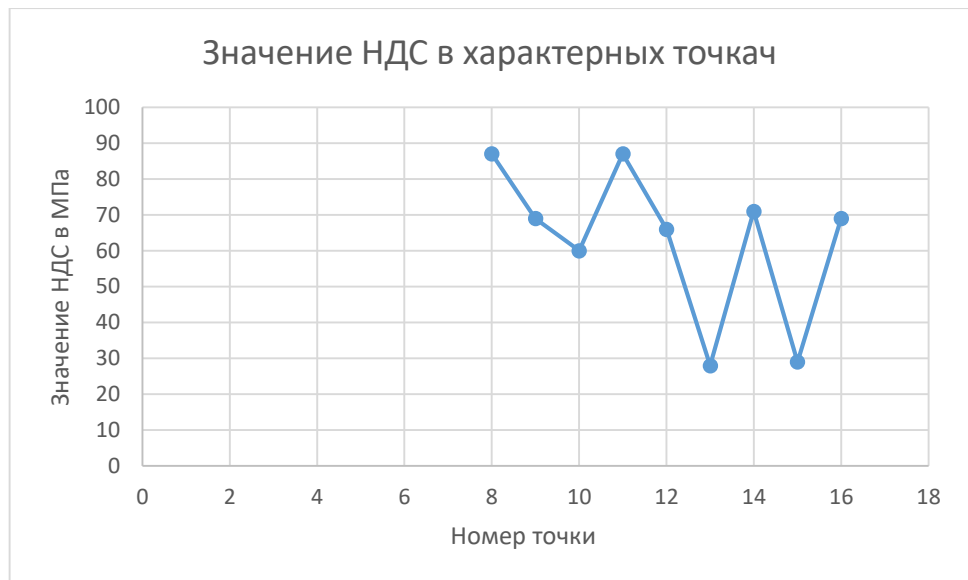


Рисунок 6 - Значение НДС в характерных точках рисунка 5

Как видно из данных, минимальные продольные напряжения возникают в отводах, то есть элементах, имеющих радиус изгиба, а в горизонтальных трубах возникают максимальные напряжения.

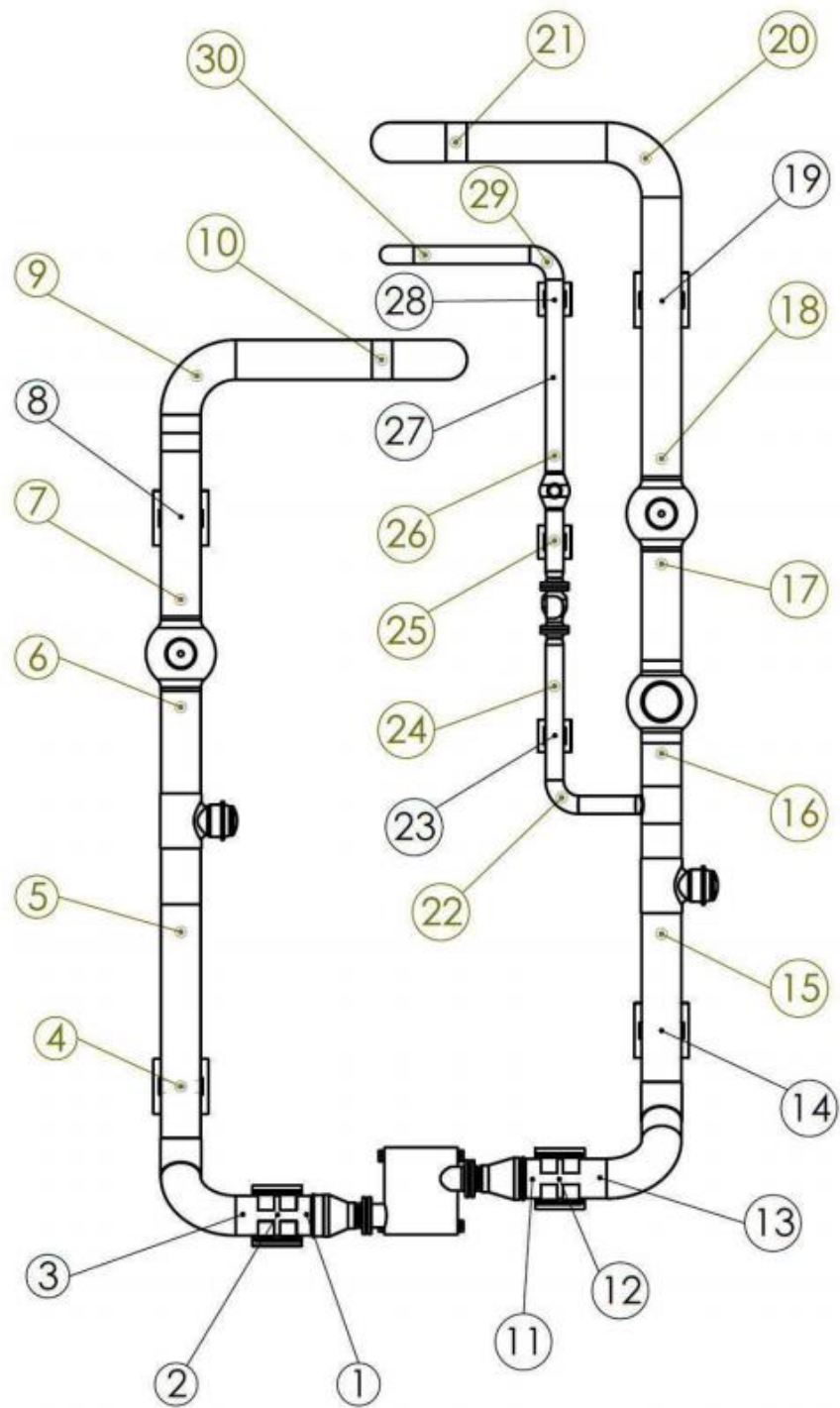


Рисунок 7 – технологическая обвязка ЭГПА

Таблица 5 – высотные отметки технологических трубопроводов на ЭГПА
линии всасывания

Точки	28.02.2019	28.03.2019	26.06.2019	28.08.2019	30.09.2019	23.10.2019	29.11.2019	11.12.2019	14.01.2020
1	69,463	69,46	69,462	69,459	69,453	69,457	69,457	69,46	69,462
2	69,465	69,465	69,464	69,461	69,457	69,454	69,454	69,465	69,464
3	69,47	69,467	69,467	69,465	69,462	69,465	69,465	69,467	69,467

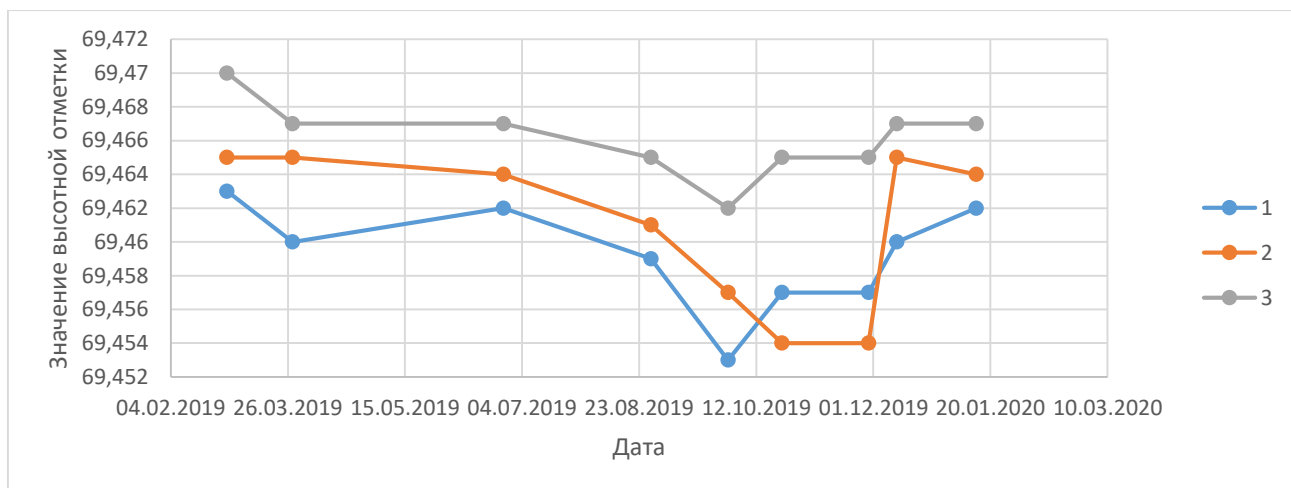


Рисунок 8 – график изменения высот характерных точек по рисунку 7, ЭГПА на линии всасывания относительно времени их замера

Как видно из графика максимальным изменениям высоты характерных точек подвергается точка 2, а на втором месте находится точка номер 1. То есть можно сделать вывод, что в местах опор возникают большие напряжения.

Для сравнения сравним соответствующие точки данного ЭГПА на линии нагнетания (точки 11,12,13).

Таблица 6– высотные отметки технологических трубопроводов на ЭГПА линии нагнетателя

точ ки	28.02.2 019	28.03.2 019	26.06.2 019	28.08.2 019	30.09.2 019	23.10.2 019	29.11.2 019	11.12.2 019	14.01.2 020
11	69,811	69,81	69,812	69,924	69,801	69,81	69,81	69,81	69,812
12	69,812	69,812	69,813	69,807	69,805	69,81	69,81	69,812	69,813
13	69,813	69,813	69,814	69,812	69,804	69,809	69,809	69,813	69,814

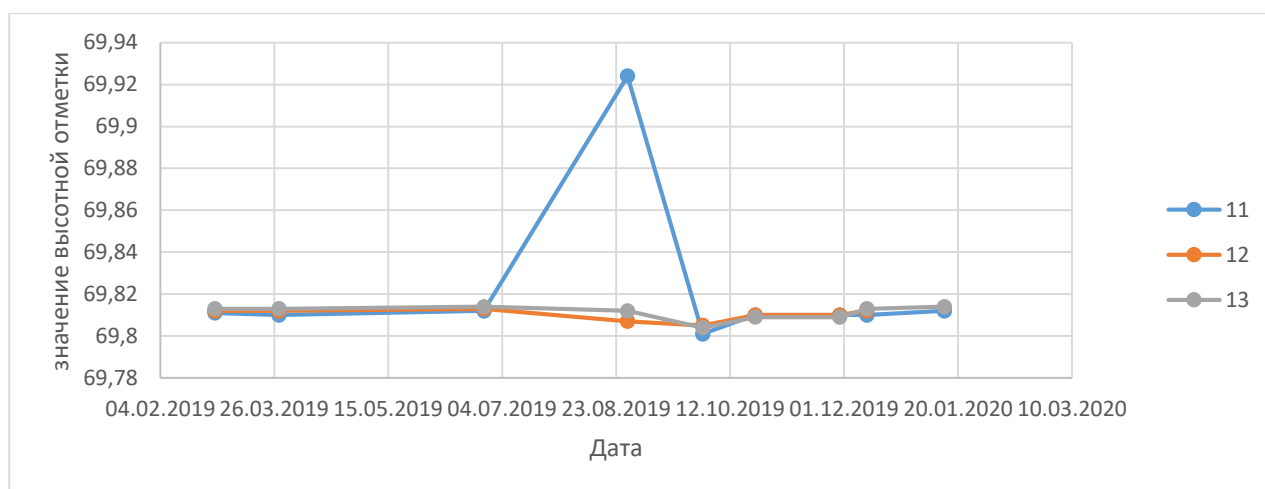


Рисунок 9 - график изменения высот характерных точек по рисунку 7, ЭГПА на линии нагнетателя относительно времени их замера

На данном рисунке мы видим, что высоты точек 12 и 13 сильно не изменяются, а точки 11, которая располагается перед опорой, высота значительно изменилась.

А теперь проанализируем изменение точек 4 и 14 соответственно на линии всасывания и линии нагнетателя. Эти точки расположены на опорах.

Таблица 7 – высотные отметки технологических трубопроводов на ЭГПА

точ ки	28.02.2 019	28.03.2 019	26.06.2 019	28.08.2 019	30.09.2 019	23.10.2 019	29.11.2 019	11.12.2 019	14.01.2 020
4	68,443	68,445	68,445	68,44	68,434	68,434	68,434	68,445	68,445
14	68,454	68,456	68,456	69,81	68,441	68,442	68,442	68,456	68,456

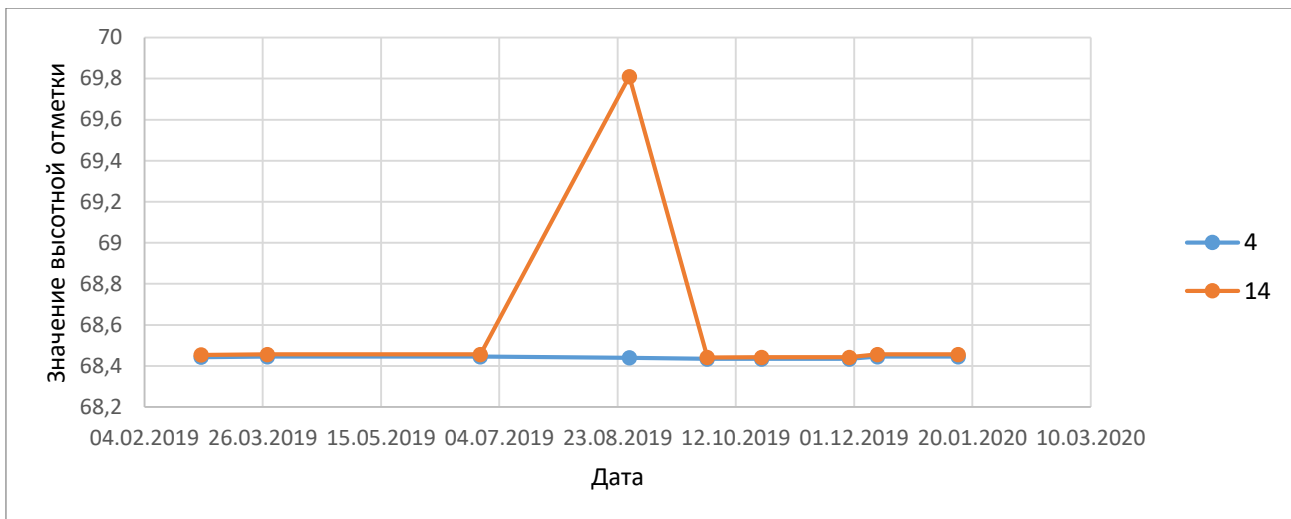


Рисунок 10 - график изменения высот характерных точек по рисунку 7, ЭГПА относительно времени их замера

Из данного графика видно, что существенным изменениям высоты подвергалась точка 14 на линии нагнетателя, а высота точки 4 почти не изменялась.

Теперь сравним точки трубопровода, которые находятся в помещении и вне помещения.

Таблица 8 – высотные отметки технологических трубопроводов на ЭГПА линии всасывания

точ ки	28.02.2019	28.03.2019	26.06.2019	28.08.2019	30.09.2019	23.10.2019	29.11.2019	11.12.2019	14.01.2020
4	68,443	68,445	68,445	68,44	68,434	68,434	68,434	68,445	68,445
6	68,462	68,464	68,464	68,464	68,414	68,425	68,425	68,424	68,426

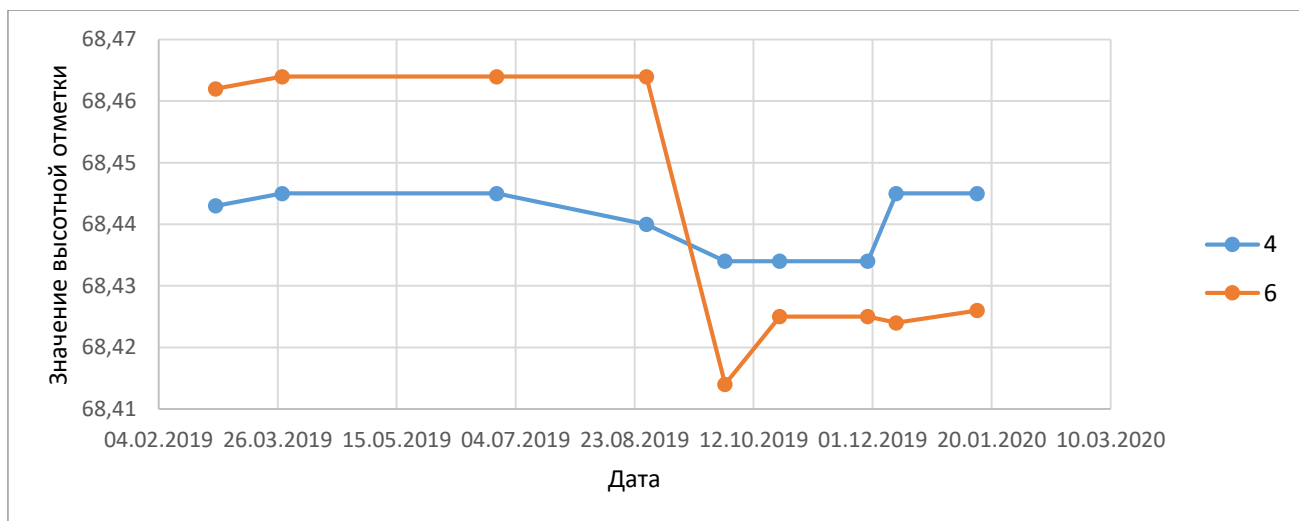


Рисунок 11 - график изменения высот характерных точек по рисунку 7, ЭГПА на линии всасывания относительно времени их замера

Как видно из данного графика, максимальным изменениям подвергается зона трубопровода, находящееся на улице, в период с августа по октябрь. Это связано с изменением климатических условий.

Таблица 9 – высотные отметки технологических трубопроводов ЭГПА линии нагнетателя

точ ки	28.02.2019	28.03.2019	26.06.2019	28.08.2019	30.09.2019	23.10.2019	29.11.2019	11.12.2019	14.01.2020
14	68,454	68,456	68,456	69,81	68,441	68,442	68,442	68,456	68,456
16	68,441	68,444	68,443	68,444	68,43	68,437	68,437	68,444	68,446

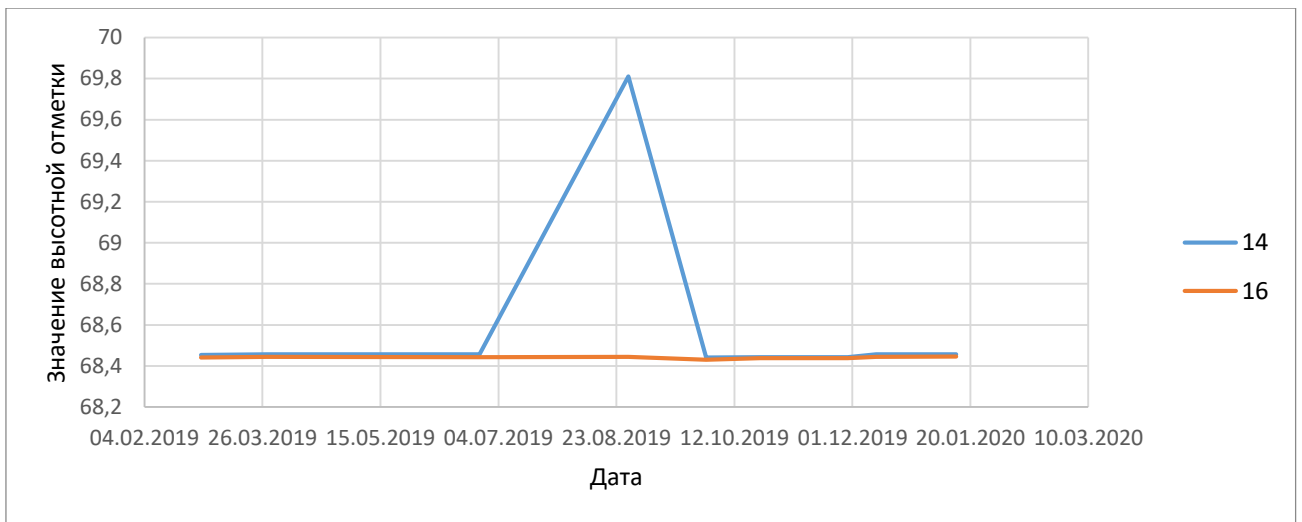


Рисунок 12 - график изменения высот характерных точек по рисунку 7, ЭГПА на линии нагнетателя относительно времени их замера

На данном графике мы видим обратную ситуацию, что в период с августа по октябрь изменение высотной отметки претерпела больше характерная точка 14, находящаяся в помещении.

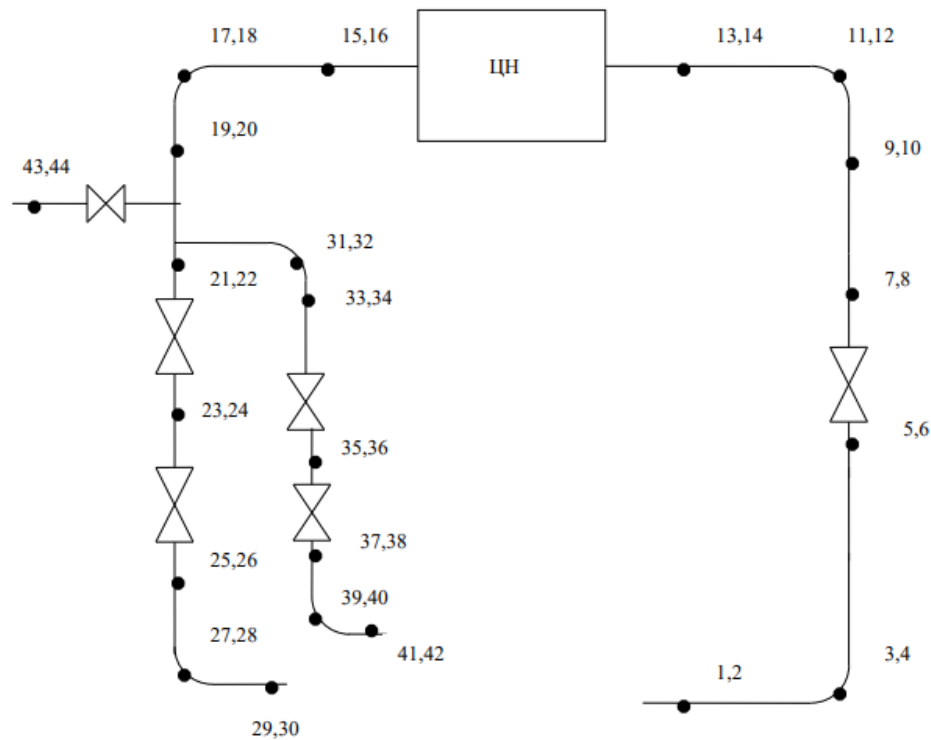


Рисунок 13 – Схема расположения точек измерения вибрации ТПО нагнетателей ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р НЦ 220-11-1СМП

Таблица 10 – СКЗ виброскорости в характерных точках ТПО на ГПА-1

ГПА-1			
Скорость вращения вала ЦБН, 6792об/мин			
Давление газа на входе нагнетателя 3.53МПа, на выходе 4.15МПа			
Температура газа входе нагнетателя 2°С, на выходе 14°С			
Степень сжатия 1.17			
Температура наружного воздуха -26°С			
Номер точки	Горизонтальное направление измерений V, мм/с	Номер точки	Вертикальное направление измерений V, мм/с
7	3,74	8	4,08
9	3,64	10	5,42
11	5,54	12	5,03
13	6,62	14	3,51
15	8,94	16	9,83
17	10,61	18	10,84
19	11,36	20	9,03
21	11,12	22	11,72

Таблица 11 – СКЗ виброскорости в характерных точках ТПО на ГПА-2

ГПА-2			
Скорость вращения вала ЦБН, 7697об/мин			
Давление газа на входе нагнетателя 3.7МПа, на выходе 4.64МПа			
Температура газа входе нагнетателя 2°С, на выходе 20°С			
Степень сжатия 1.245			
Температура наружного воздуха -27°С			
Номер точки	Горизонтальное направление измерений V, мм/с	Номер точки	Вертикальное направление измерений V, мм/с
7	5,04	8	2,59
9	3,3	10	3,94
11	3,53	12	3,92

Продолжение таблицы 11

13	5,46	14	3,33
15	10,48	16	11,28
17	9,11	18	10,63
19	13,45	20	14,19
21	15,34	22	15,81

Таблица 12 – СКЗ виброскорости в характерных точках ТПО на ГПА-3

ГПА-3			
Скорость вращения вала ЦБН, 7550об/мин			
Давление газа на входе нагнетателя 3.58МПа, на выходе 4.4МПа			
Температура газа входе нагнетателя 2°С, на выходе 19°С			
Степень сжатия 1.224			
Температура наружного воздуха -23°С			
Номер точки	Горизонтальное направление измерений V, мм/с	Номер точки	Вертикальное направление измерений V, мм/с
7	4,7	8	4,27
9	5,62	10	3,85
11	3,43	12	2,75
13	2,97	14	3,15
15	9,75	16	9,86
17	8,47	18	8,91
19	8,61	20	10,7
21	11,82	22	10,22

Таблица 13 – СКЗ виброскорости в характерных точках ТПО на ГПА-4

ГПА-4			
Скорость вращения вала ЦБН, 7712об/мин			
Давление газа на входе нагнетателя 3.7МПа, на выходе 4.64МПа			
Температура газа входе нагнетателя 2°С, на выходе 20°С			
Степень сжатия 1.248			
Температура наружного воздуха -27°С			
Номер точки	Горизонтальное направление измерений V, мм/с	Номер точки	Вертикальное направление измерений V, мм/с
7	4,9	8	3,82
9	3,44	10	4,77
11	4,67	12	5,09
13	4,37	14	4,38
15	12,13	16	10,29
17	15,44	18	11,14
19	10,11	20	13,59
21	16,61	22	13,71

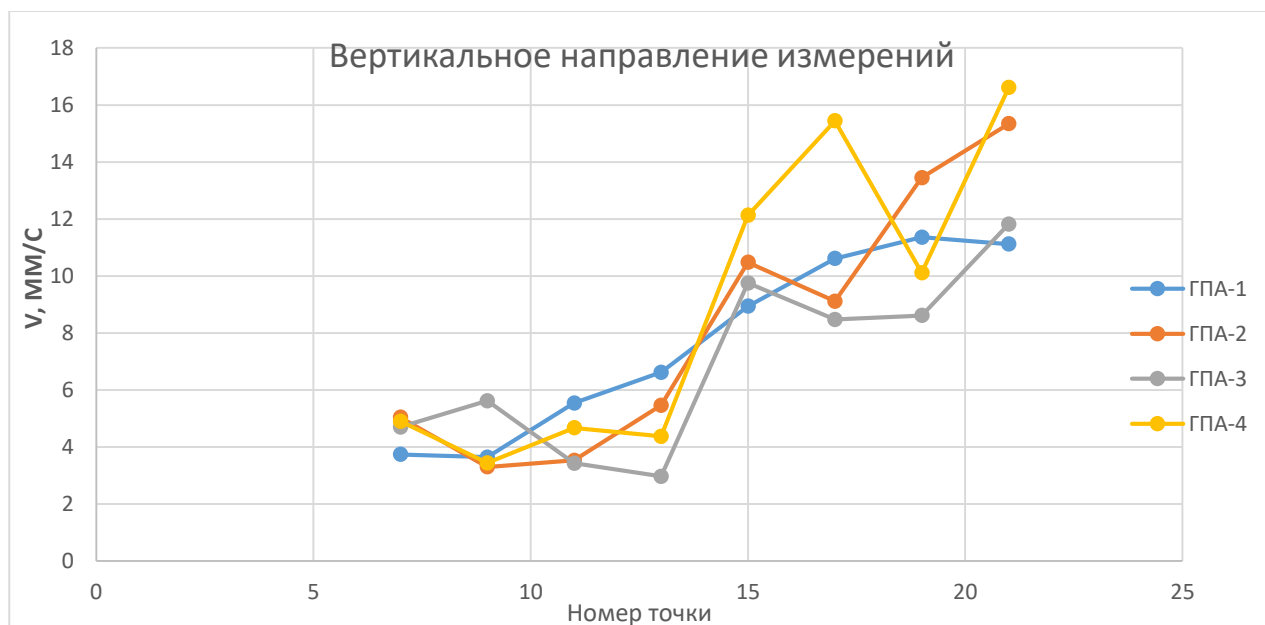


Рисунок 14 - СКЗ виброскорости характерных точек по рисунку 13, в вертикальном направлении

Как видно по графику виброскорость в характерных точках каждого ГПА изменяется примерно по одному и тому же принципу: в характерных точках близких к ГПА виброскорость значительно выше чем в отдаленных. Разность значений виброскорости на каждом отдельном ГПА имеет место быть из-за разных рабочих параметров. Также видно, что большая виброскорость возникает на трубопроводной линии нагнетания.

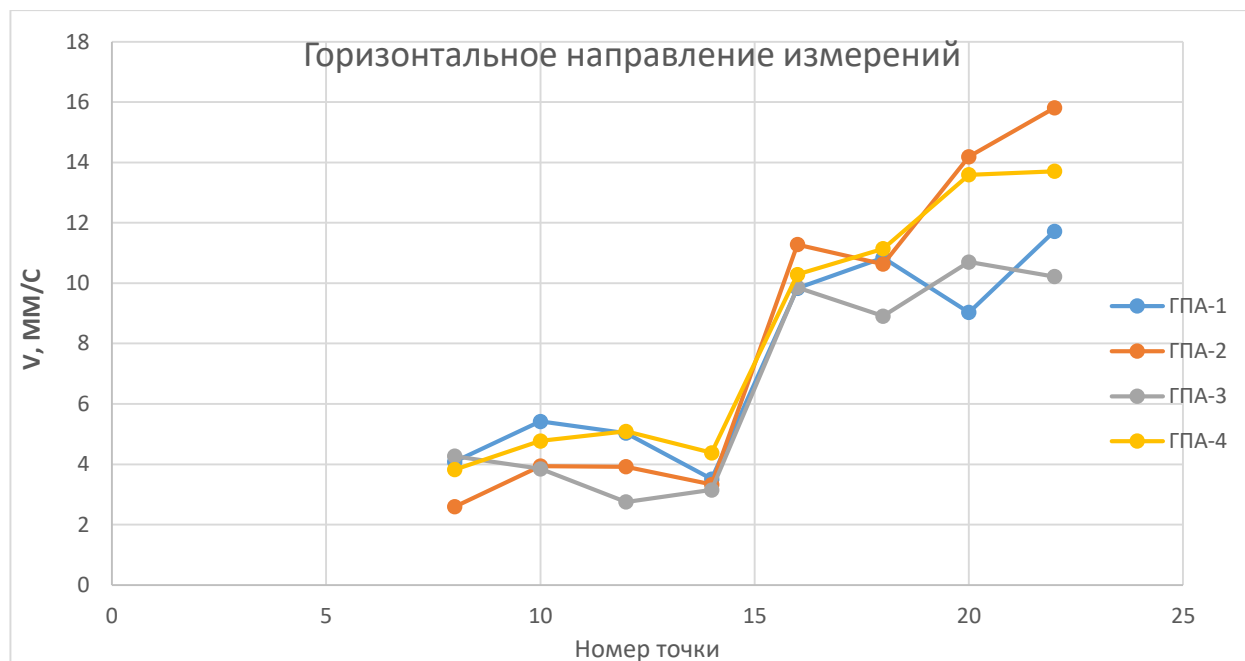


Рисунок 15- СКЗ виброскорости характерных точек по рисунку 13, в горизонтальном направлении

Значение виброскорости в горизонтальном направлении имеет ту же тенденцию, что и в вертикальном направлении. То есть в характерных точках расположенных вблизи ГПА идет значительное увеличение виброскорости.

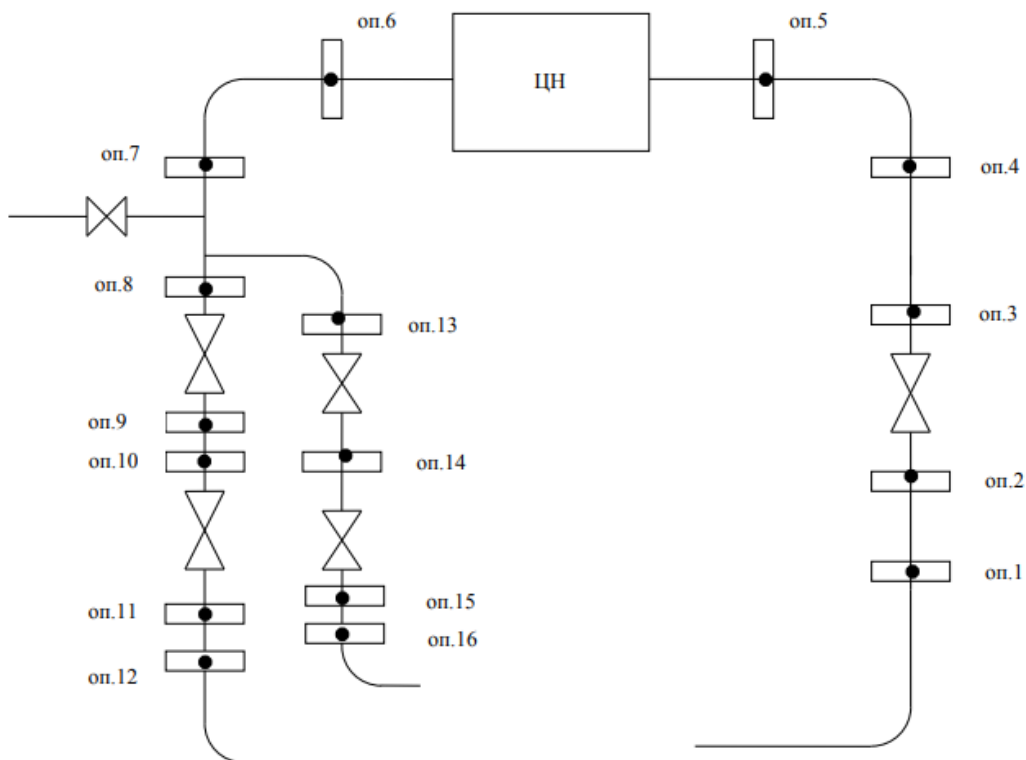


Рисунок 16 – Схема расположения точек измерения вибрации опор ТПО нагнетателей ЭГПА-0,4/8200-56/1,26-Р НЦ220-11-1 СПМ

Таблица 14 – СКЗ виброскорости прилегания ТПО нагнетателей на ГПА-1 к опорам

ГПА-1		
Номер точки	Виброскорость V, мм/с	Частота Гц
3	0,21	113
4	0,21	113
5	0,13	113
6	0,17	113
7	1,04	27
8	0,7	27

Таблица 15 – СКЗ виброскорости прилегания ТПО нагнетателей на ГПА-2 к опорам

ГПА-2		
Номер точки	Виброскорость V, мм/с	Частота Гц

Продолжение таблицы 15

3	0,29	32
4	0,71	33
5	0,1	129
6	0,25	129
7	1,73	129
8	0,61	129

Таблица 11 – СКЗ виброскорости прилегания ТПО нагнетателей на ГПА-3 к опорам

ГПА-3		
Номер точки	Виброскорость V, мм/с	Частота Гц
3	0,49	126
4	0,88	126
5	0,35	126
6	0,5	126
7	1,35	126
8	1,02	126

Таблица 16 – СКЗ виброскорости прилегания ТПО нагнетателей на ГПА-4 к опорам

ГПА-4		
Номер точки	Виброскорость V, мм/с	Частота Гц
3	0,36	41
4	0,55	173
5	0,17	18
6	0,26	109
7	1,06	32
8	0,77	23

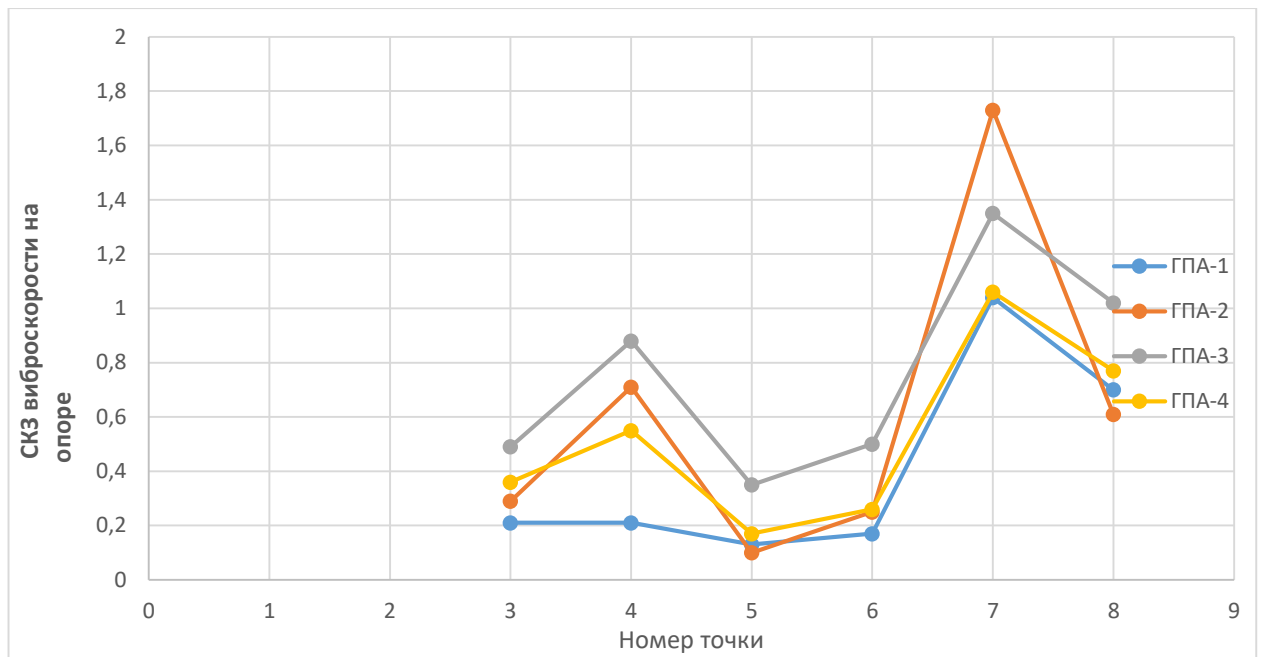


Рисунок 17 - СКЗ виброскорости характерных точек по рисунку 16,

Как видно из графика на каждом из ГПА в характерной точке номер 7 мы имеем максимальное значение виброскорости.

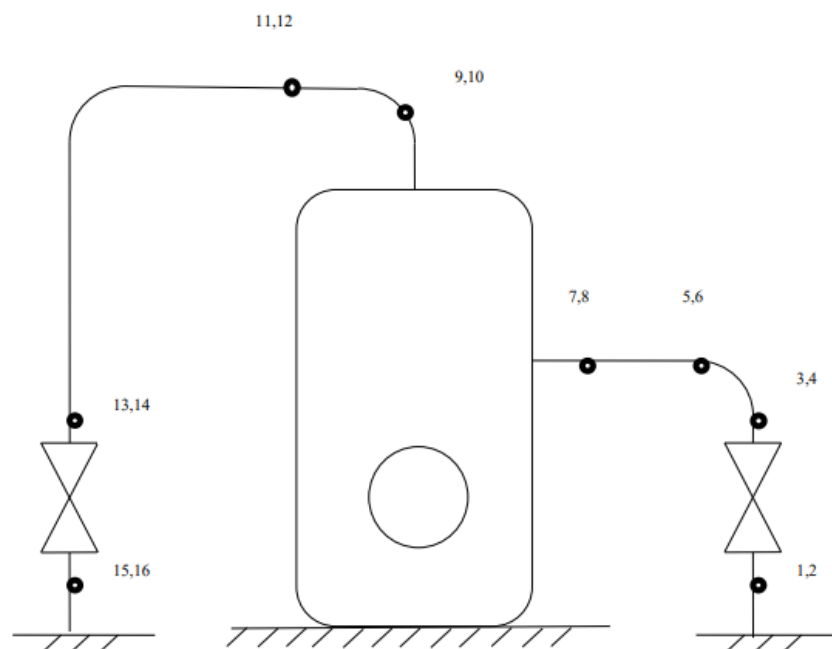


Рисунок 18 - Схема расположения точек измерения вибрации пылеуловителей ПУ ЦПУ 5,5АХЛ

Таблица 17 – СКЗ виброскорости в вертикальном направлении в диапазоне частот 4...1500 Гц в точках измерения вибрации

Номер точки	СКЗ виброскорости V мм/с		
	ПУ1	ПУ2	ПУ3
1	0,1	0,06	0,09
3	0,13	0,1	0,14
5	0,2	0,18	0,17
7	0,2	0,16	0,24
9	0,35	0,36	0,3
11	0,41	0,43	0,46
13	0,2	0,15	0,18
15	0,13	0,19	0,16



Рисунок 19 - СКЗ виброскорости в вертикальном направлении в характерных точках по рисунку 18

Как видно из рисунка тенденции изменения СКЗ виброскорости в характерных точках почти одинаковая, максимальная вибрация возникает в точках 9 и 11 в трубопроводе, присоединяющемся сверху.

Таблица 18 – СКЗ виброскорости в горизонтальном направлении в диапазоне частот 4...1500 Гц в точках измерения вибрации

Номер точки	СКЗ виброскорости V мм/с		
	ПУ1	ПУ2	ПУ3
2	0,27	0,2	0,3
4	0,28	0,25	0,39
6	0,25	0,18	0,24
8	0,16	0,14	0,25
10	0,25	0,28	0,26
12	0,69	0,33	0,36
14	0,28	0,24	0,3
16	0,21	0,32	0,17

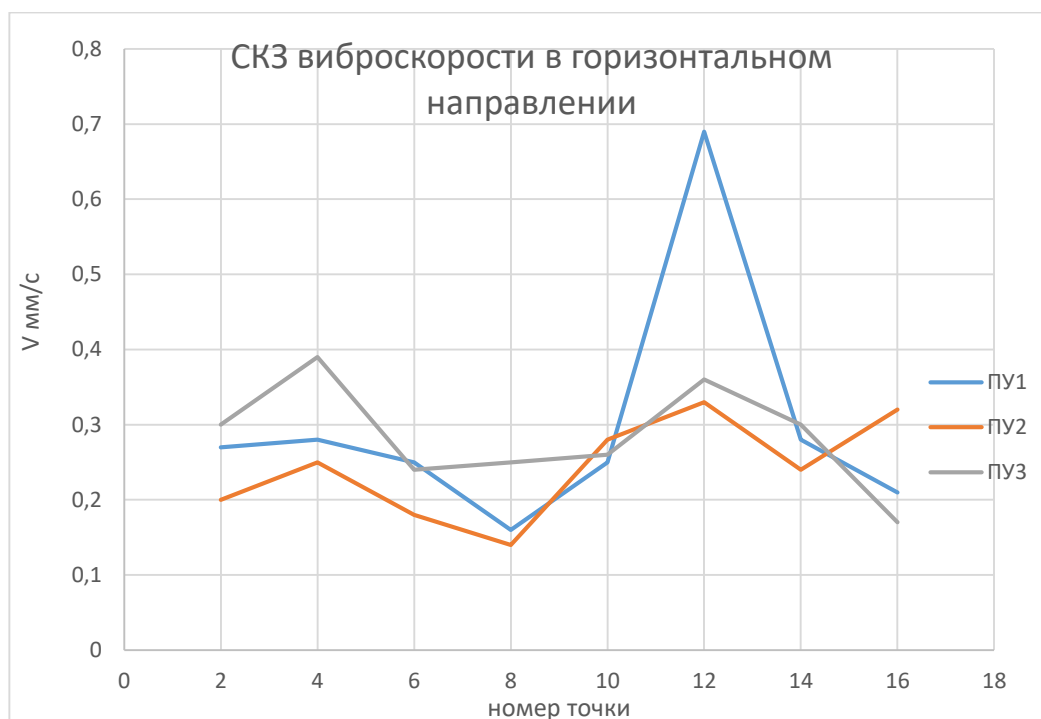


Рисунок 20 - СКЗ виброскорости в горизонтальном направлении в характерных точках по рисунку 18

Как видно по рисунку максимальные виброскорость находится в точках 4 и 12. Наблюдается на ПУ1 в точке 12 виден большой скачек виброскорости.

Закключение:

Можно сделать вывод, что самыми опасными точками являются точки, расположенные возле ГПА на линии нагнетания. Данные точки требуют особого внимания и, если смотреть по СТО Газпром 2-2.3-324-2009 то большинство из них лежат в диапазоне В1. Имеет место: Вибрация в контрольных точках ТПО ПУ №1,2,3 не превышает установленных норм и соответствует оценке «Хорошо» СТО Газпром 2-2.3-324-2009.

3.2. Математическая модель технологического трубопровода

На рисунке 21 представлена математическая модель трубопровода. На ней обозначены граничные условия:

- 1) Опоры стрелками (Трубопровод перемещается только в направлении Y);
- 2) Внешняя нагрузка (5.4 МПа);
- 3) Собственный вес трубопровода;

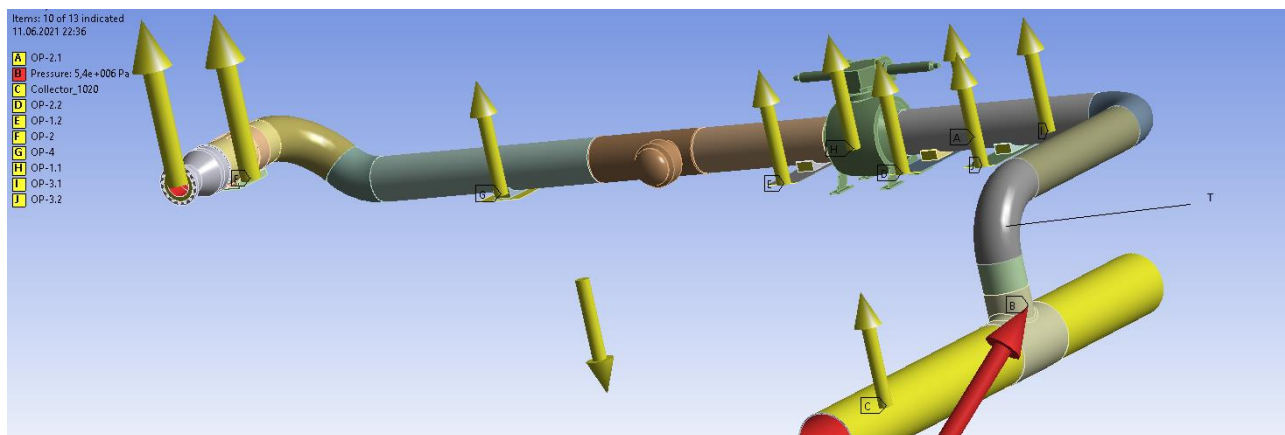


Рисунок 21 – Математическая модель технологического трубопровода

3.3. 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:

- 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 22 [14].

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

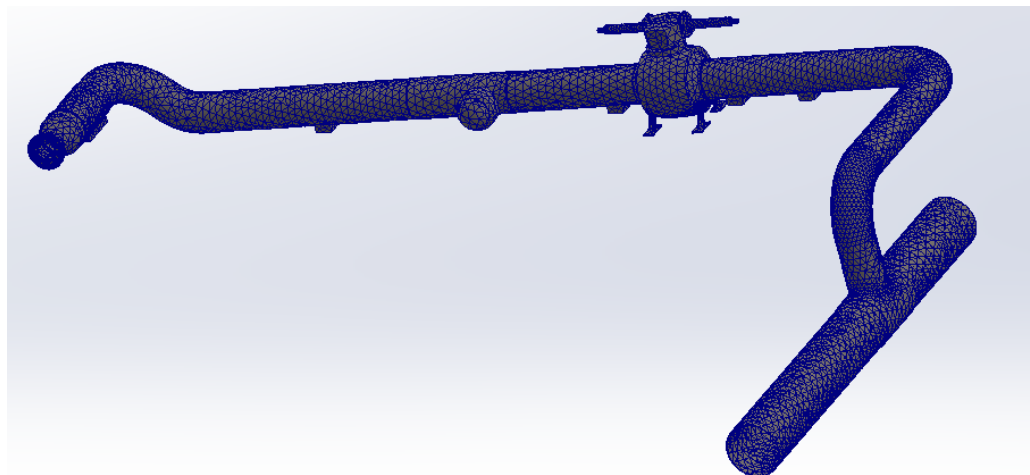


Рисунок 22 – Конечно-элементная сетка технологического трубопровода

3.4. Результаты анализа напряжённо-деформированного состояния технологического трубопровода

На рисунке 23 показано распределение напряжений von Mises по поверхности трубопровода. Красным цветом обозначены места расположения максимальных напряжений, синим – минимальных.

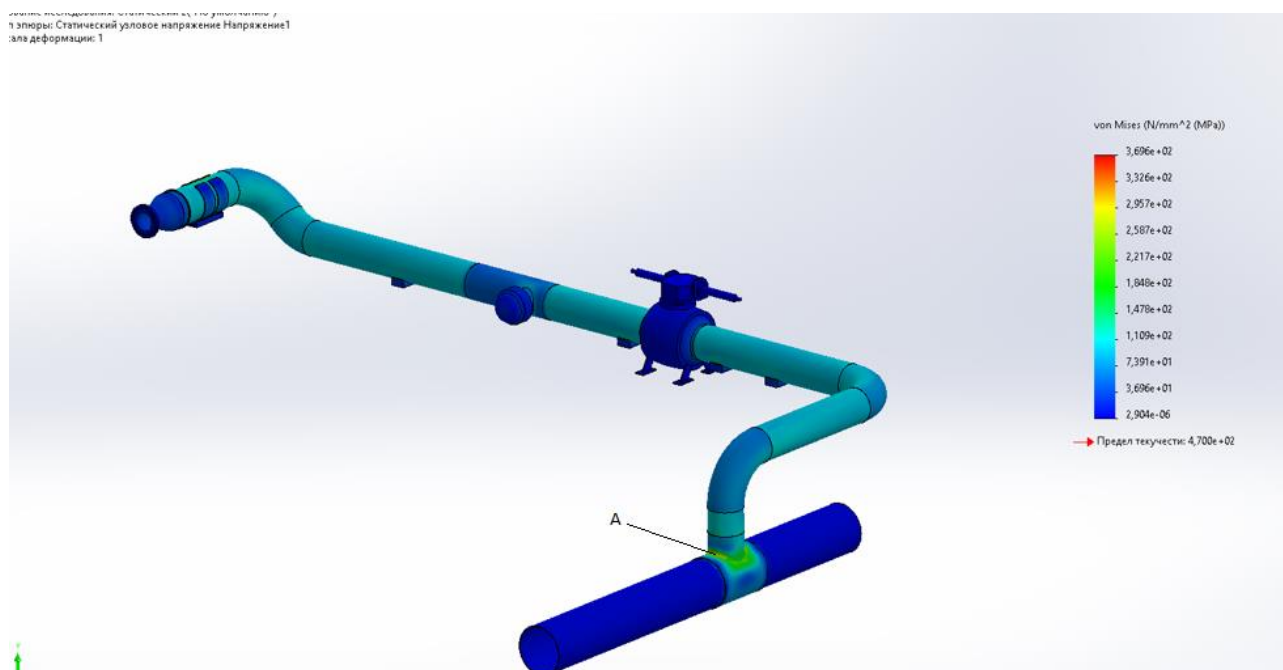


Рисунок 23 –Напряжения по Мизесу, возникающие в трубопроводе

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Максимальные эквивалентные напряжения по Мизесу 370 МПа и располагаются в трубопроводе обозначенном точкой А. Среднее же напряжение по ТПО около 100 МПа

Кроме того, был выполнен анализ влияния динамической нагрузки на распределение напряжений по поверхности трубопровода. Для этого было проведено задание пульсации рабочего давления (5,4 МПа) в диапазоне частоты с 0 до 2000 Гц (рис.24).

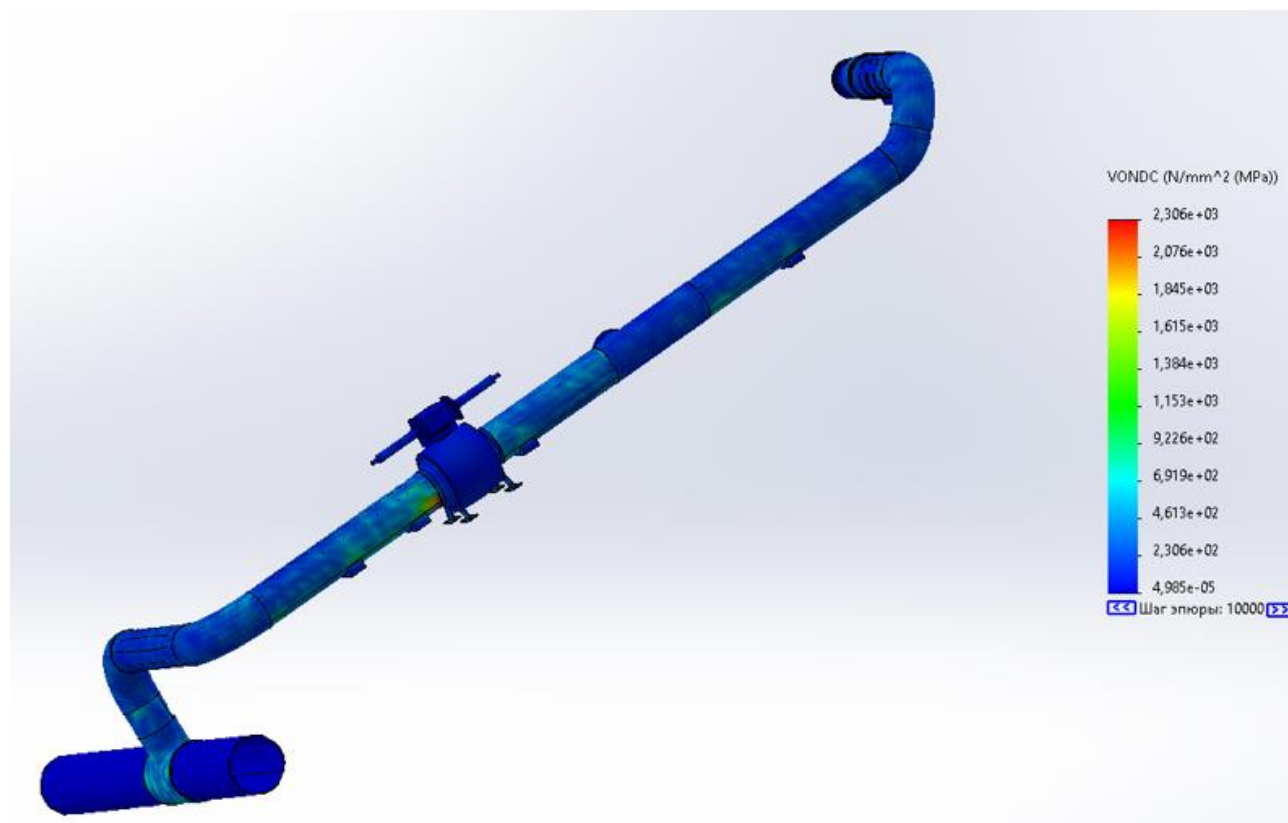


Рисунок 24 – Напряжения по Мизесу, возникающие в трубопроводе при возникновении динамической нагрузки

Как видно из рисунка максимальное напряжение возникает возле опоры, находящейся рядом с арматурой.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

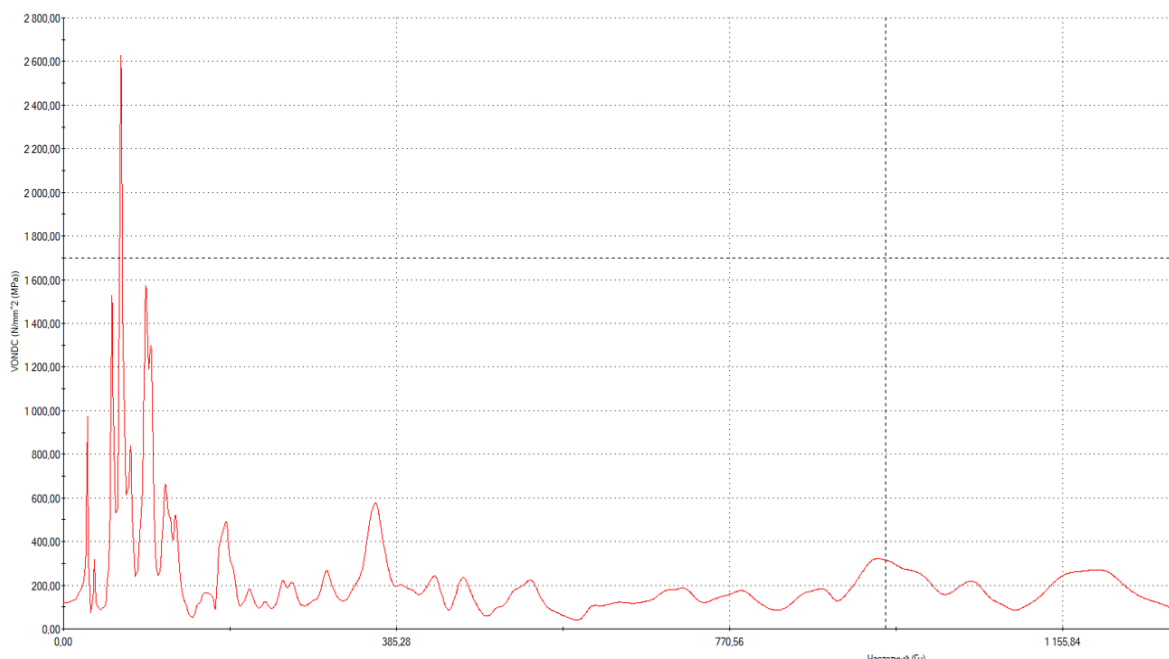


Рисунок 25 – Частотная характеристика ТПО

Как видно из графика максимальные напряжения, возникающие в ТПО находятся в диапазоне частот от 4 до 200 Гц. Можно сделать вывод, что оптимальным режимом работы ТПО лежит в диапазоне от 200 до 2000 Гц.

3.5. Анализ напряжено деформированного состояния трубопровода при воздействии температуры

На рисунке 26 изображено напряжение, возникающие в трубопроводе при воздействии температуры 20 °С.

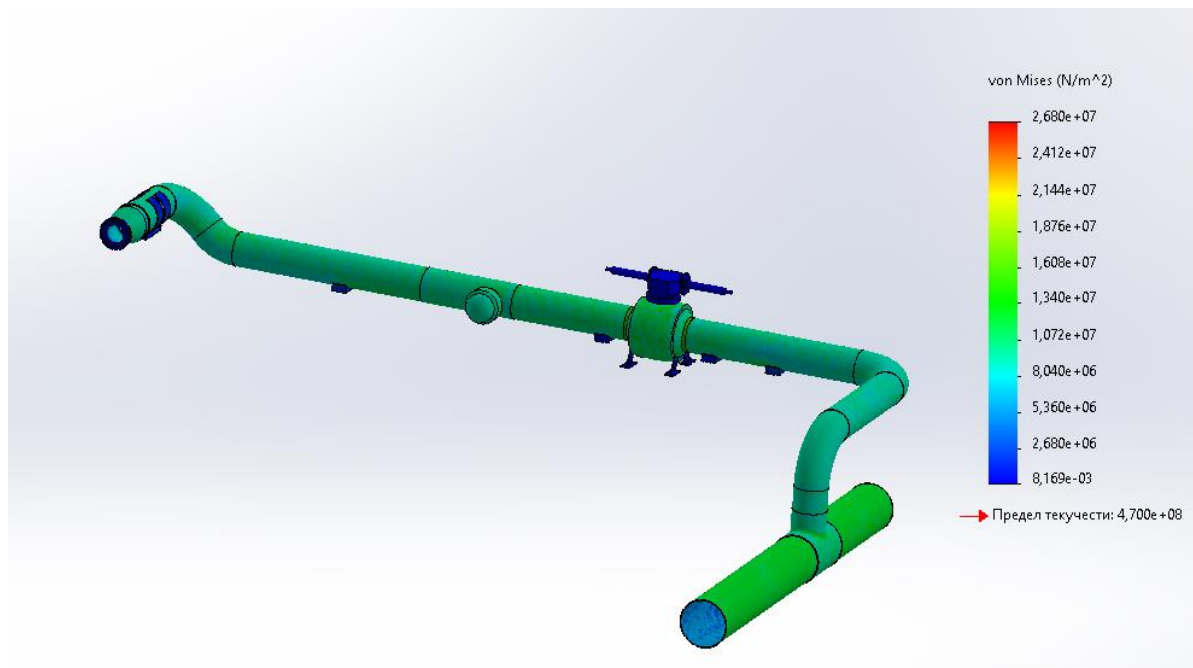


Рисунок 26 – Напряжение возникающие в трубопроводе при температуре 20⁰С

Как видно по рисунку среднее напряжение, возникающие по всей длине трубопровода равно 16 МПа.

На рисунке 27 приведен результат расчета напряжения, возникающие в трубопроводе при воздействии температуры -20⁰С.

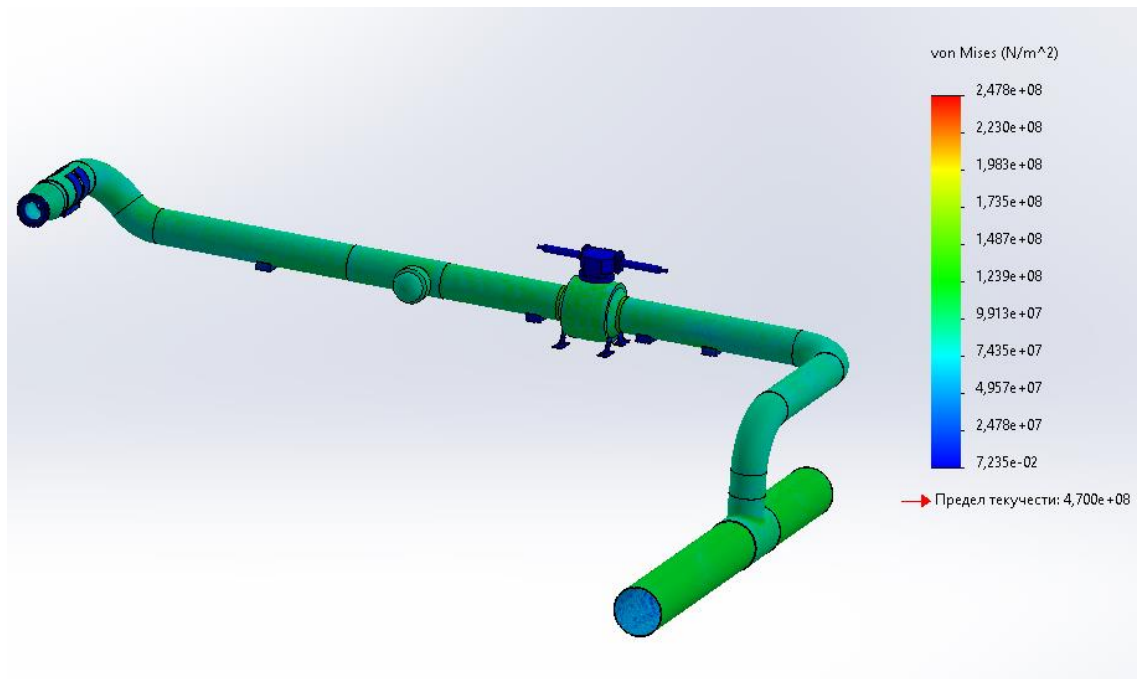


Рисунок 26 – Напряжение возникающие в трубопроводе при температуре -20⁰С

Как видно из рисунка при температуре -20°C возникают напряжения на один порядок выше чем при температуре 20°C , то есть величина в среднем равная 120 МПа. Из этого можно сделать вывод, что температура оказывает существенное влияние на напряжено-деформированное состояние трубопровода.

3.6. Анализ напряжено деформированного состояния пылеуловителей

Был построен пылеуловитель в программе ANSYS.

На рисунке 27 представлена математическая модель ПУ. На ней обозначены:

- 4) Опоры стрелками
- 5) Внешняя нагрузка (5.4 МПа)

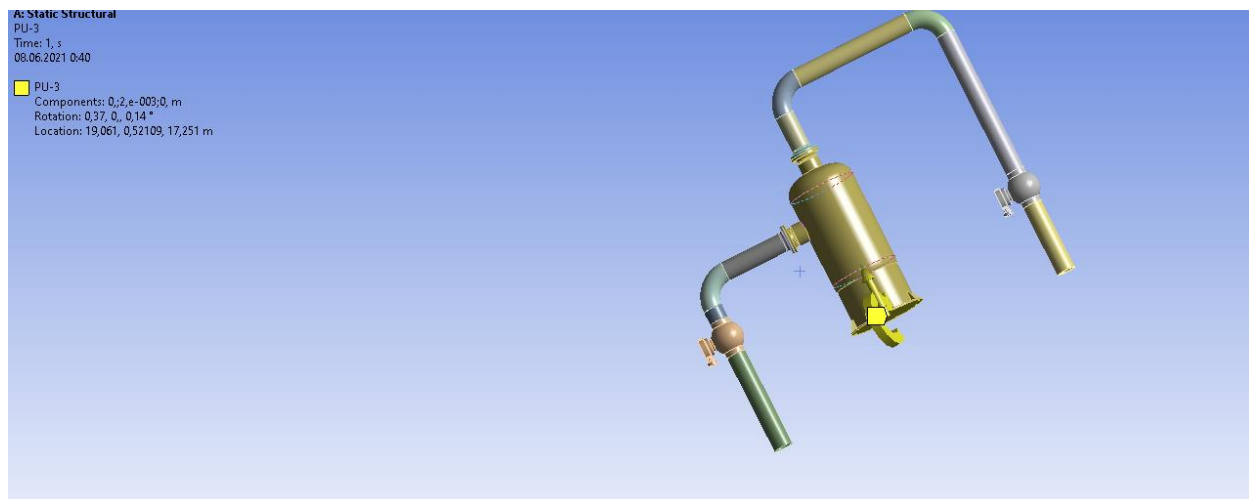


Рисунок 27 – Математическая модель технологического трубопровода

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

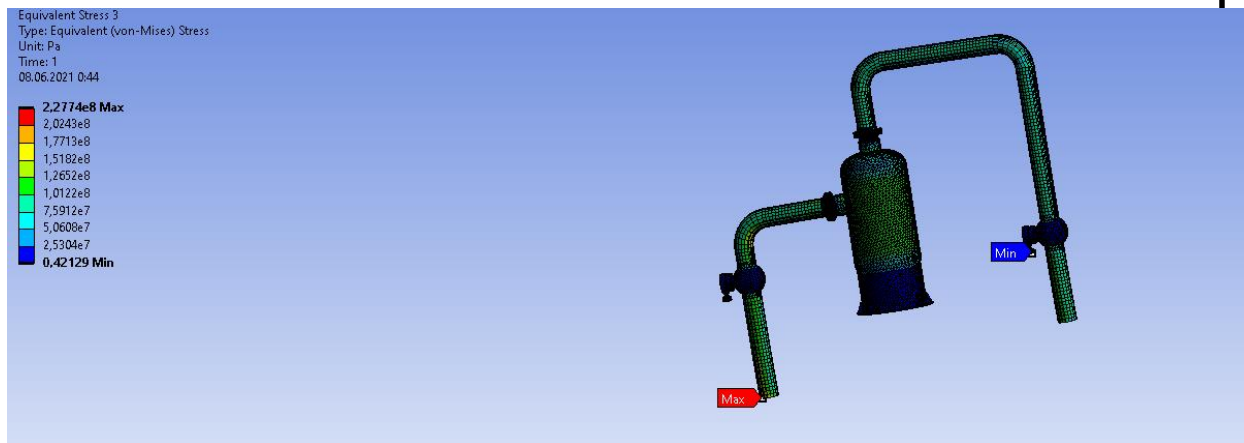


Рисунок 28 – Напряжение по Мизесу

Как видно по рисунку максимальные напряжения действующие на ТПО ПУ рано 227 МПа.

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

4. Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологический трубопровод

4.1. Компенсатора высоковязкого демфера

Динамическая нагрузка сопровождается вибрацией самого оборудования, его различных компонентов и локальных участков.

Общие требования к мониторингу вибрационного состояния различных типов машин путем измерения вибрации не вращающихся частей установлены в [10]. В этом международном стандарте содержатся конкретные рекомендации по измерению вибрации и классификации поршневых компрессоров на основе измерения вибрации корпуса компрессора (включая фундамент, демпферы пульсаций и соответствующие трубопроводы).

В энергетической и нефтехимической промышленности широко используются различные типы виброзащитных устройств трубопроводов: механические и гидравлические амортизаторы, осевые высоковязкие демпферы, упругопластические амортизаторы, фрикционные амортизаторы, ограничители перемещений, магнитожидкостные амортизаторы Демпфер, динамический амортизатор. демпферы, демпферы высоковязкие от GERB и SKTI Vibroseism.

Общие требования к демпфирующим устройствам для энергетических и промышленных установок следующие:

- Способность подавлять любые виды динамических ударов (вибрация, удары, сейсмическая активность и др.);
- Длительный срок службы, отсутствие необходимости в ремонте и обслуживании;
- Устойчивость к теплу и радиации, агрессивным МА;
- Взрывобезопасность и пожарная безопасность;
- Сила реакции, действующая на трубопровод во время теплового расширения, очень мала;
- Отсутствие задержки срабатывания при динамической нагрузке;

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

- Возможность настройки характеристик;
- Низкие производственные и эксплуатационные расходы.

По сравнению с другим оборудованием наиболее широко используются амортизаторы, осевые демпферы с высокой вязкостью, ограничители смещения и демпферы с высокой вязкостью. Перспективной конструкцией динамической защиты трубопровода является высоковязкий демпфер, который может сочетать в себе множество преимуществ в своей конструкции и успешно устранять некоторые из основных недостатков другого оборудования.

Конструкция высоковязкого демпфера типа ВД показана на рисунке 28. Демпфер состоит из корпуса 1, поршня 3, заполненного рабочей вязкой жидкостью 2, и сердечника 4, погруженного в жидкость. Между корпусом и поршнем установлены тонкостенные цилиндры 5, они свободно размещены на днище корпуса и не связаны между собой. Сердечник размещен внутри поршня с зазором относительно поршня и свободно размещается на дне гильзы.

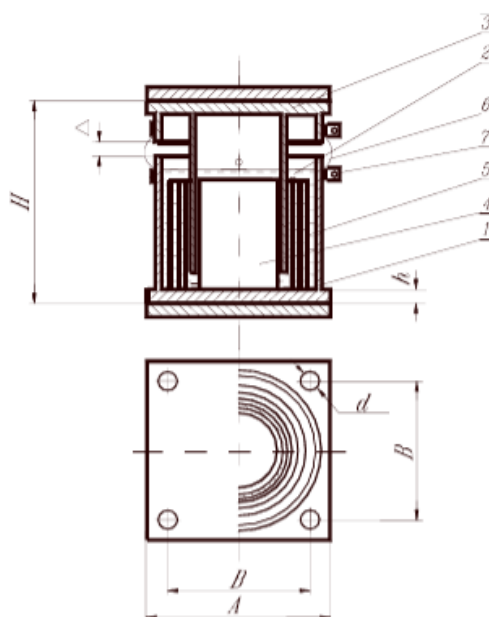


Рисунок 28 - Высоковязкий демпфер типа ВД.

1-корпус, 2-вязкая жидкость, 3-поршень, 4-сердечник,
5-тонкостенные цилиндры, 6-уплотнение, 7-хомут

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Обычно фланец основного корпуса соединяется с неподвижным основанием, а фланец поршня соединяется с оборудованием, которое необходимо защитить от динамических нагрузок. Корпус демпфера может быть присоединен к устройству, поршень может быть присоединен к неподвижному основанию, или демпфер может быть присоединен к двум вибрирующим объектам без соединения с основанием.

Для фиксации демпфера на фланце поршня и корпусе открываются по 4 отверстия.

Зазор между поршнем и корпусом клапана закрыт защитной крышкой 6, которая закреплена на корпусе клапана и поршне с помощью зажима 7.

Все размеры заслонок идентичны по конструкции.

Рабочая жидкость с высокой вязкостью нетоксична, пожаробезопасна, устойчива к радиоактивным материалам, биологически инертна и не вызывает коррозии. Его можно использовать в диапазоне температур от -500 °С до +2000°С. Тонкостенный цилиндр (5) между корпусом клапана и поршнем используется для регулировки демпфирующей способности демпфера.

Демпфер не воспринимает статические нагрузки и не может предотвратить тепловое расширение. В то же время, в отличие от большинства других подобных конструкций, демпфер может противостоять динамическому смещению и эффективно рассеивать энергию вибрации с более чем 6 степенями свободы. Вариант установки заслонки на трубу показан на рисунке 29.

					<i>Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61



Рисунок 29 – установка демпфера ВД на вертикальном и горизонтальном участке трубопровода соответственно

Конструкция демпфера серии ВД защищена патентом РФ № 1 689 693 на изобретение «Вязкоупругий демпфер», зарегистрированным в ГОСРЕЕСТРЕ 10.01.1994 г. Разработаны технические условия для ряда типоразмеров и рекомендации по использованию демпферов [11,12].

4.2. Применение конструкции из массивных опор с упругодемпфирующим элементом

Улучшение напряженно-деформированного состояния технологической обвязки ГПА 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

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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 26.

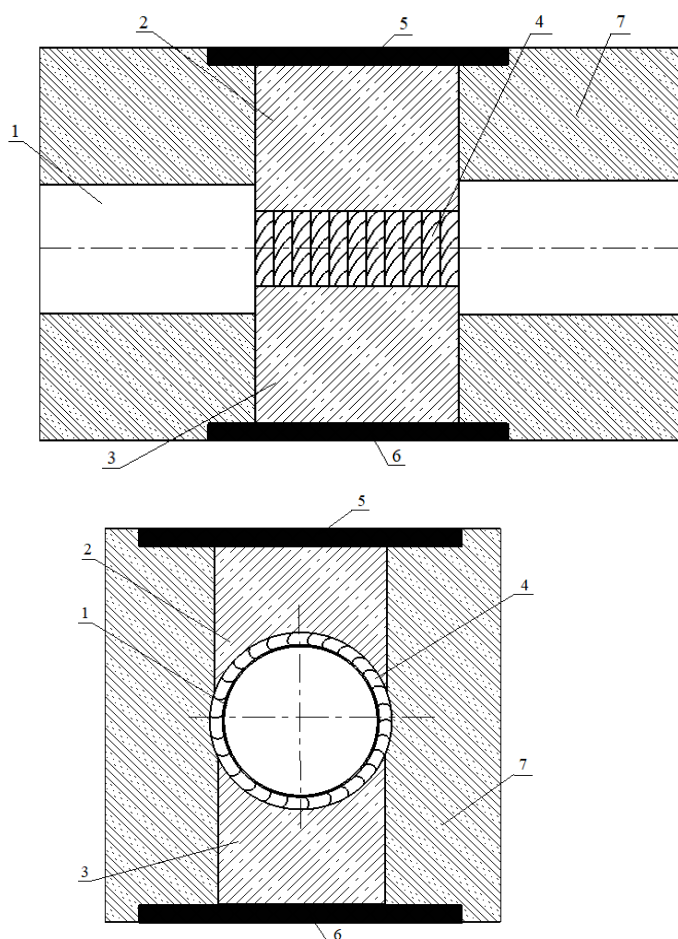


Рисунок 30 – Конструкция из массивных опор с упругодемпфирующим элементом: 1 – трубопровод; 2 – верхняя массивная опора; 3 – нижняя массивная опора; 4 – упругодемпфирующий элемент (канат); 5, 6 – упругие прокладки из гофрированного бетона; 7 – грунт.

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

					Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

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.

					<i>Повышение надежности технологической обвязки компрессорной станции на основе исследования и учета особенностей напряженно-деформированного состояния объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов и средств измерения вибрации, изучить стандарты, определяющие требования к вибродиагностике ГПА 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.

5.1. Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является виброанализатор для проведения диагностики технологической обвязки ГПА.

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

Таблица 19 – 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 газоперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шредер А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					65	123
Консульт.		Романюк В.Б.				ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.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 20).

Таблица 20 – 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.

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.

5.2. Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки ГПА

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 21.

Таблица 21 – 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 ГПА	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 напряжённо-деформированного состояния технологической обвязки ГПА проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

5.3. 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:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (23)$$

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

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

$t_{max i}$ – 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.

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

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

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

$Ч_i$ – число исполнителей, выполняющих одновременно одну работу, чел..

Результаты расчета приведены в таблице 19.

5.4. 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):

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

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

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

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

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

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

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 22.

Таблица 22 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{\min} , чел-дни		t_{\max} , чел-дни		$t_{\text{ож}}$, 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	Исполнители	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).

5.5. 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.

5.5.1. 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.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

5.5.2. 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:

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

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

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

5.5.3. Основная заработная плата исполнителей исследования

статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$.

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

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

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

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

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

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (38)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

$F_{\text{д}}$ – 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:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (39)$$

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

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

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

5.5.4. 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):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ руб} \quad (41)$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб} \quad (42)$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб} \quad (43)$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб} \quad (45)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб} \quad (46)$$

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

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

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

Таблица 23 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	Z _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	Z _м , руб.	Z _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	Z _{осн} , руб.	k _{доп} , руб.	Z _{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.

5.5.5. 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:

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

где $k_{внеб}$ – 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	

5.5.6. 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%.

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

$$Z_{\text{накл}1} = (24093 + 503815 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 106522 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{накл}2} = (24093 + 679305 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 134600 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{накл}3} = (24093 + 431825 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 95004 \text{ руб}$$

5.5.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

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	503815	679305	431825	Пункт 5.2

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

специальное оборудование				
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%).

5.6. 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:

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

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{772286}{975854} = 0,791 \quad (53)$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{975854}{975854} = 1 \quad (54)$$

Для 3-го варианта имеем:

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

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 ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_min}} \quad (64)$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{6}{4,55} = 1,32 \quad (65)$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{4,55}{4,55} = 1 \quad (66)$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{5,88}{4,55} = 1,29 \quad (67)$$

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

6. социальная ответственность

Компрессорная станция «**██████████**» была введена в эксплуатацию в 1980 году. Компрессорная станция состоит из одного цеха и подключена к двухниточному магистральному газопроводу «**██████████**
██████████» на км 499/0. Является промежуточной компрессорной станцией участка трассы магистрального газопровода. Компрессорный цех оснащен четырьмя электроприводными газоперекачивающими агрегатами ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р, что позволяет вести бесперебойную транспортировку газа.

В процессе анализа условий и технологий эксплуатации КС «**██████████**» ключевую роль играют газоперекачивающие агрегаты (ГПА) 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.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1. специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работе на КС 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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов газоперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Разраб.		Шредер А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					81	123
Консульт.		Романюк В.Б.				ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.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 [28]:

- 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.

6.1.2. 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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

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 [14].

6.2. Производственная безопасность

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

Таблица 28 – Опасные и вредные факторы при диагностировании технического состояния технологической обвязки ГПА [15].

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	ссБТ ГОСТ 12.1.038-82 ссБТ	

Продолжение таблицы 28

	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ 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 ССБТ
Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-2014
Химические		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ

6.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Повышенные уровни шума на КС

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 [21] 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 [26] и ГОСТ 12.4.051-87 [27]: 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 на КС

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) [22].

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 [23]. 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

Компрессорный зал общего укрытия ГПА является наиболее опасным объектом на КС, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество

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

токсичных газов, к которым относятся пары газа, 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 Компрессорном зале [24]

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.

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

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

ГПА, расположенные в компрессорном цеху, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части ГПА, в который входят двигатель и компрессор, а также передача от двигателя к компрессору 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 [32].

2. Поражение электрическим током

Поскольку ГПА 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 [17].

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 ковриков, инструментов с изолированными ручками [16].

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

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 КС: паровоздушная взрывоопасная смесь, образовавшаяся в резервуарах и емкостях; легковоспламеняющихся газов или жидкостей, используемые на малярных

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

участках и в цехах 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.

6.3. Экологическая безопасность

Основным опасным фактором, который может привести к загрязнению атмосферы, на КС является транспортируемый газ. Все эти выбросы приводят к ухудшению ситуации связанной спрняковым эффектом.

Для борьбы с этим проводятся работы, направленные на снижение выбросов основных парниковых газов (диоксида углерода и метана). Развивается корпоративная система контроля, инвентаризации и учета выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ, проводится техническое перевооружение и модернизация производств.

Таблица 30 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой газа по магистральному газопроводу [29]

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия

Продолжение таблицы 3

Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из ГПА по причине не плотности технологического оборудования	1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. соблюдение правил эксплуатации; 3. своевременная замена уплотнений компрессора и запорной арматуры; 4. Оснащение системой контроля загазованности
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как масла, растворители, шлам от агрегатов по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений	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 КС только соответствующих нормативным требованиям
Земля и земельные ресурсы	Утечки масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений агрегатов; 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

6.4. 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 неконтролируемые прорывы газа из-за повреждения самого ГПА или его уплотнений.

При возникновении просачивание газа велика вероятность возникновения пожара при: неправильной работе с электрооборудованием; повреждении изоляции энергоснабжения; не соблюдении правил пожарной безопасности при эксплуатации и ремонтных работах [30].

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 утечек газа, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов; при необходимости принять меры по устройству обвалований против утечки газа [31].

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

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

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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Заключение

Трубопроводная обвязка является одним из наиболее ответственных участков компрессорной 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 напряжённно-деформированного состояния.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен аналитический обзор о составе КС «XXXXXXXXXX», о порядке проведения вибродиагностического контроля ГПА. В результате исследования напряженно-деформированного состояния ТПО:

- 1) Проанализированы и рассчитаны нагрузки, воздействующие на трубопровод.
- 2) Выполнено вибродиагностическое исследование ТПО и ПУ.
- 3) Проведен анализ влияния динамической нагрузки ГПА и температуры на распределение напряжений в трубопроводе.
- 4) Предложена конструкция компенсатора высоковязкого демфера в качестве рекомендации по улучшению напряженно-деформированного состояния трубопровода.
- 5) Проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов газоперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки			
Разраб.		Шредер А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					93	123
Консульт.		Романюк В.Б.				ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Список использованных источников

1. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».
2. Реконструкция и техническое перевооружение электроприводных КС газопровода «[REDACTED]» ООО «Томсктрансгаз»: Книга 4. КС «[REDACTED]» Том 3 / Ю.Н. Коснырев; - 2006 – 70с.
3. Реконструкция и техническое перевооружение электроприводных КС газопровода «[REDACTED]» ООО «Томсктрансгаз»: Книга 4. КС «[REDACTED]» Том 1 книга 0/ С. Н. Иваницкий, М.Н. Христосенко; - Москва - 2006 – 186 с
4. Реконструкция и техническое перевооружение электроприводных КС газопровода «[REDACTED]» ООО «Томсктрансгаз»: Книга 4. КС «[REDACTED]» Том 1 часть 1/ С. Н. Иваницкий, М.Н. Христосенко и А.Г. Еременко; - Москва - 2006 – 247 с
5. Реконструкция и техническое перевооружение электроприводных КС газопровода «[REDACTED]» ООО «Томсктрансгаз»: Книга 4. КС «[REDACTED]» Том 1 часть 1/ С. Н. Иваницкий, М.Н. Христосенко; - Киев - 2006 – 250 с
6. Автоматизированная система управления технологическим процессом КС "[REDACTED]" Томского ЛПУ МГ/ С. Н. Кондратьев; - 2006 – 40 с
7. Прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ. / А.Л. саруев, Л.А. саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 120 с.
8. Р Газпром 2-2.3-919-2015 Основное и вспомогательное оборудование для внутритрубного диагностирования.

					<i>Анализ напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов газоперекачивающих станций с целью снижения на них нагрузки</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шредер А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					94	123
<i>Консульт.</i>		Романюк В.Б.				ТПУ ИШПР гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

9. СТО Газпром 2-2.3-324-2009 Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов компрессорных цехов с центробежными нагнетателями.
10. ISO 10816-1, Mechanical vibration — Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts — Part 1: General guidelines.
11. РТМ 38.001-94, Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов. ВНИПИНефть, 1994.
12. Requirements for Pre-operational and Initial Start-up Vibration Testing of Nuclear Power Plant Piping Systems. ASME OMa S/G-1991 STANDARD Part 3.
13. 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.
14. ГОСТ 12.0.003-2015. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
15. ГОСТ 12.2.003-91. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
16. ГОСТ 12.1.030-81. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
17. ГОСТ 12.1.038-82. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
18. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
19. ПБ 03-576-2003 32. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
20. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
21. ГОСТ 12.1.003-2014. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012-2004. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

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

23. ГОСТ 12.1.046-2014. система стандартов безопасности труда (ССБТ). строительство. Нормы освещения строительных площадок.
24. ГОСТ 12.1.005-88. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.1.007-76. система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.029-80. система стандартов безопасности труда (ССБТ). средства и методы защиты от шума. Классификация.
27. ГОСТ 12.4.051-87. система стандартов безопасности труда (ССБТ). средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
28. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды», ГП «Центринвестпроект», М., 2000
29. Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть» РД 153-39.4-115-01, Москва, 2001
30. Проект нормативов образования и размещения отходов (ПНОЛРО) ██████████ промышленной площадки Томского линейно-производственного управления магистральных газопроводов ООО «Томсктрансгаз», 2001
31. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.
32. Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с

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

Приложение А

Financial management, resource efficiency and resource conservation

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Шредер Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Сумцова Ольга Витальевна	К.ф.н.		

1. Financial management, resource efficiency and resource conservation

In the process of gas pumping, gas pumping units (GCU) and their technological connections are subjected to significant vibration loads leading to a drop in the compressor efficiency and a decrease in power consumption, to significant energy and economic losses. Correct and accurate carrying out of vibration diagnostics allows you to monitor the equipment running and its installation quality constantly, to identify defects at the appropriate times as well as to prevent a sudden outage of the three GPUs.

In the course of the research work, it is necessary to conduct an analysis of the main methods and standards that determine the requirements for the vibration diagnostics of the GPU and, on the basis of the data, identify the most suitable measuring and practical application.

The purpose of this section of the present graduate qualification work is to determine the most economically efficient vibration measurement framework.

1.1. Analysis of competitive technical solutions

The object of the analysis is a vibration analyzer for diagnostics of the GPU technological piping.

Three vibration analyzers were taken for the equation: ADP-3101, KVARTs-2, AGAT-M. Table 1 shows the characteristics of these devices.

Table 1 - Technical characteristics of the vibration analyzers ADP-3101, KVARTs-2, AGAT-M.

Device	Number of channels	Frequency range, Hz	Number of lines in the spectrum	Nutrition, macca, size	Other
АДП-3101	4	0,5 ÷ 20000	3200	Акк 1,6 кг 200*190*43	Balancing

Continuation of the Table 1

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

The analysis of competitive technical solutions helps to make adjustments to the project in order to stand up against the rivals more effectively. In carrying out this analysis, it is necessary to assess the strengths and weaknesses of the competitors. In this regard an evaluation card is provided (table 2).

Table 2 - Evaluation card for the comparison of competitive technical solutions (developments)

Criteria for evaluation	Be criterion	Points			Competitive-fit		
		Bf	Bq1	Bq2	Kf	Kk1	Kk2
1	2	3	4	5	6	7	8
Technical criteria for evaluating resource efficiency							
9. Improving user productivity	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
10. Ease of use	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
11. Interference immunity	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
12. Energy saving	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,2
13. Security	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
14. Reliable	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
15. Easy to use	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
16. It is possible to connect to the computer network	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Economic criteria for evaluating the effectiveness							
7. Competitiveness of the product	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
8. Level of market penetration	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
9. Price	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
10. Estimated operating time	0,13	5	5	4	0,65	0,65	0,52
11. After Sales Service	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
12. Availability of certification	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
TOTAL	1	68	65	63	4,88	4,72	4,46

Where: Bf – АДП-3101; Bq1 – КВАПИ-2; Bq2 – АГАТ-М.

When assessing the quality two types of criteria are used: technical and economic. The weights of the indicators in the sum are 1. The points for each indicator are assessed on a five-point scale.

Competitiveness is similar to rival K:

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

Where B_i – weight of the indicator (in fractions of a unit);

B_i – score of the i-th indicator.

The obtained results of the calculation are given in Table 17. The "Total" line contains the sum of all competitors for each of the devices.

Based on the obtained results of calculations, we can conclude that the device ADP-3101 is the most in demand and applicable in terms of production at enterprises. The vulnerability of competitors could be explained by such reasons as high price, complexity in operation, the necessity to carry out more frequent calibration of devices and a shorter service life.

1.2. Scheduling of works on vibration diagnostics of the GPU technological piping

In this work, the design organization consists of two people: the project manager and the engineer. Work scheduling allows you to distribute responsibilities between the executors of the project, calculate the salaries of employees, and also guarantees the implementation of the project in time. The sequence and the content of the work, as well as the distribution of the executors are given in the Table 18.

Table 3 - List of stages of the work as well as the distribution of the performers.

Main stages	№ work	Contents of work	Post of the performer
Development of technical specifications	1	Drafting and approval of technical specifications for carrying out research of the stress-strain state of the GPU piping	supervisor

Continuation of the table 3

Selection of documents for research	2	Study of regulatory and technical documentation, selection of basic information	Engineer
	3	Writing an Investigation Plan	supervisor
Theoretical and experimental research	4	Determination and calculation of loads acting on the process pipeline	Engineer
	5	Creation and calculation of the mathematical model of the pipeline	Engineer
	6	Vibration diagnostics	Engineer
Summarizing and evaluating the results	7	Development of recommendations for reducing the load on the pipeline	Engineer
	8	Evaluation of research results	supervisor, Engineer
Project report preparation	9	Adding explanatory notes	Engineer

Investigation of the stress-strain behavior of the process piping of the GPU is carried out in five stages. The main work is performed by an engineer.

1.3. Determination of labor intensity of the work

Labor costs are the main part of the research cost.

The laboriousness of the project is estimated in man-days and presents a probabilistic nature.

Average (expected) value of labor intensity:

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

Where $t_{\text{ожi}}$ – expected labor intensity of the i work, man-days.;

t_{mini} – minimum possible labor intensity of work, man-days.;

t_{maxi} – maximum possible labor-intensive work, man-days.

After determining the expected labor intensity of the work, it is necessary to calculate the duration of each of the work in working days T_p . The quantity T_p takes into account the parallel execution of these works by several performers.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ожi}}}{\varphi_i} \quad (24)$$

Where $t_{\text{ожi}}$ – expected labor intensity of one work, man-days.;

φ_i – a number of performers providing one work at the same time, people..

The calculation results are shown in the Table 4.

1.4. Development of a project schedule

The Gantt chart is a horizontal strip chart, in which the work on the project being developed is represented by long periods of time, characterizing the dates of the beginning and the end of performing these works.

The duration of each stage of work from all working days can be converted into calendar days using the following formula:

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

Where T_{ki} – a duration of i work in calendar days;

T_{pi} – a duration of the i -th job in working days;

$k_{\text{кал}}$ – a calendar factor

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

Where $T_{\text{кал}}$ – a number of calendar days per year;

$T_{\text{вых}}$ – a number of days off per year;

$T_{\text{пр}}$ – a number of holidays per year.

An example of a calculation for the stage 1 of the work (preparation and approval of technical specifications for conducting research):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ men – days} \quad (27)$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{q_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ days} \quad (28)$$

For a six-day work week (for a manager), the calendar factor is:

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

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

For a five-day working week (for an engineer), the calendar equality coefficient is:

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



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

The calculated results are listed in the Table 4.

Table 4 - Time indicators of the research

3	Writing an Investigation Plan	P	3																
4	Determination and calculation of loads affecting the pipeline	И	10																
5	Creation and calculation of the mathematical model of the pipeline	И	21																
6	Vibration diagnostics	И	4																
7	Development of recommendations for reducing the load on the pipeline	И	14																
8	Evaluation of research results	P, И	3																
9	Adding explanatory notes	И	11																

Notations:

	Supervisor
	Engineer

On the basis of the data of the graph (Table 5), it can be concluded that the duration of the work on the investigation of the stress-strain running of the pipeline will take 8 decades. The beginning of the project development will come in the second decade of February and will end in the first decade of May. The value of the actual duration of the work can be either less than the counted value, or more, since the laboriousness is probable in nature.

The duration of the project in calendar days is:

- 10 days (the duration of the project by the head);
- 71 days (the duration of the project by the engineer).

1.5. Cost budget of the research

When planning the budget of the project, it is necessary to take into account all types of expenses that are connected with its implementation. To form the project budget, the following group of costs is used:

- material costs of the project;
- costs for special equipment
- basic salary and project implementers;

Total:	438,1	590,7	375,5
--------	-------	-------	-------

We take into account the cost of delivery in the amount of 15% of its price, then the cost of purchasing special equipment for three versions will be equal:

$$З_{об1+доот} = З_{об1} \cdot 1,15 = 438,1 \cdot 1,15 = 503,815 \text{ thous. rub.} \quad (33)$$

$$З_{об2+доот} = З_{об2} \cdot 1,15 = 590,7 \cdot 1,15 = 679,305 \text{ thous. rub.} \quad (34)$$

$$З_{об3+доот} = З_{об3} \cdot 1,15 = 375,5 \cdot 1,15 = 431,825 \text{ thous. rub.} \quad (35)$$

1.5.3. Basic salary for investigators

This category includes the basic salary of $З_{оч}$ and additional salary $З_{доп}$.

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

Additional salary is 12-20% of $З_{оч}$.

The basic salary is calculated according to the formula:

$$З_{оч} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (37)$$

where T_p – duration of the work, working days. (Table 19);

$З_{дн}$ – average daily salary of an employee, rub.

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d}, \quad (38)$$

Where $З_M$ – employee's monthly salary, rub.;

M – a number of months of the work without vacation during the year:

F_d – effective annual working time fund, working days..

effective annual working time fund, working days;

The leave of 56 working days M equals 10 months, 6 days week;

Employee's monthly salary:

$$З_M = З_{тс} \cdot (1 + k_{пп} + k_d) \cdot k_p \quad (39)$$

where $З_{тс}$ – salaries according to the tariff rate, rub.;

$k_{пп}$ – premium coefficient is equal to 0,3 (those. 30% of $З_{тс}$);

k_d – coefficient of surcharges and surcharges being accepted as 0,2;

k_p – district coefficient is equal to 1,3 (for Tomsk).

1.5.4. Additional salary for research performers

The costs of additional salaries for performers of the research include the amount of additional payments provided by the Labor Code of the Russian

Federation for deviations from normal working conditions, as well as payments related to the provision of guarantees and compensations.

Additional salary:

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

Where $k_{\text{доп}}$ – a coefficient of additional salaries (taken as 0,18).

Salaries are taken in accordance with the positions occupied by TPU.

Calculation of a supervisor's salary (six-day working week):

$$Z_M = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пп}} + k_d) \cdot k_p = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ rub} \quad (41)$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ rub} \quad (42)$$

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

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

Calculation of an engineer's salary (five-day working week):

$$Z_M = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пп}} + k_d) \cdot k_p = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ rub} \quad (45)$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ rub} \quad (46)$$

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

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

The results of the calculation of the salaries of all the performers of the project are shown in the Table 8.

Table 8 - Calculation of salaries

Performer of the project	$Z_{\text{тс}}$, rub.	$k_{\text{пп}}$	k_d	k_p	Z_M , rub.	$Z_{\text{дн}}$, rub.	T_p , lab. days	$Z_{\text{осн}}$, rub.	$k_{\text{доп}}$, rub.	$Z_{\text{доп}}$, rub.	Total, rub.
Supervisor	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Engineer	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

As a result of these calculations, the basic salary was counted up for the performers of the project. Table 8 shows that the supervisor's basic salary is the

highest, at the same time the engineer's final basic salary appeared to be the highest, since the basic salary depends on the duration of the project.

1.5.5. Contributions to extrabudgetary funds

Contributions to extrabudgetary funds include the norms of state social insurance (Fcc) bodies, the pension fund (PF) and medical insurance (FFOM) from labor costs established by the legislation of the Russian Federation.

The amount of contributions to extrabudgetary funds:

$$З_{\text{внб}} = k_{\text{внб}} \cdot (З_{\text{оч}} + З_{\text{доп}}), \quad (49)$$

where $k_{\text{внб}}$ – ratio of payments to extrabudgetary funds.

For 2019, in accordance with the Federal Law of 24.07.2009 №212-ФЗ (edit. from 19.12.2016) the amount of insurance premiums has been set equal to 30 %.

Table 9 presents the results for the calculation of contributions to extrabudgetary funds of all performers.

Table 9 - Contributions to extrabudgetary funds.

The performer of the project	Basic salary, rub.	Additional salary, rub.
Supervisor	16871	3037
Engineer	72996	13139
Ratio of contributions to extrabudgetary funds	0,3	
Итого		
Supervisor	5972	
Engineer	25841	

1.5.6. Overhead costs

Overhead costs include other expenses of the organization that are not accounted for in the previous Categories of Expenses: payment for communication services, electricity, the Internet, etc.

Overhead costs:

$$З_{\text{накл}} = (\text{sum of categories 1} \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (50)$$

where $k_{\text{нр}}$ – overhead factor, 16%.

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

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

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

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

1.5.7. Formation of the budget for the costs of a scientific and research project

The calculated amount of research costs is the basis for the formation of the project cost budget. The definition of the project cost budget is shown in the Table 10.

Table 10 - Research Cost Budget

Category title	sum, rub.			Note
	performer 1	performer 2	performer 3	
7. Material costs	24093	24093	24093	point 5.1
8. Costs for special equipment	503815	679305	431825	point 5.2
9. Costs of basic salaries	89867	89867	89867	point 5.3
10. Costs of additional salaries	16176	16176	16176	point 5.4
11. Contributions to extrabudgetary funds	31813	31813	31813	point 5.5
12. Overhead costs	106522	134600	95004	16% from sum ct.1-5
Research cost budget	772286	975854	688778	sum point.1-6

The cost budget of the project for performer # 1 is 772286 rubles, for performer # 2 - 975854 rubles, for performer # 3 - 688778 rubles. The largest percentage of the budget in all cases is driven by expensive special equipment (from 62 to 69%).

1.6. Determination of the resource efficiency of the project

Determination of efficiency is carried out on the basis of calculating the integral indicator of the effectiveness of scientific research. Its finding is connected with the determination of two weighted averages: financial efficiency and resource efficiency.

The integral financial development indicator is defined as:

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

where $I_{\text{финр}}$ – the integral financial development indicator;

Φ_{pi} – the cost of the i option and the performance;

Φ_{max} - the maximum cost of a research project.

For option 1 and execution, we have:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{772286}{975854} = 0,791 \quad (53)$$

For option 2 and execution, we have:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{975854}{975854} = 1 \quad (54)$$

For the option 3 of the performance, we have:

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

The integral indicator of the resource efficiency of the options and the implementation of the object of research can be determined as follows:

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

where I_{pi} – the integral indicator of rescue efficiency;

a_i – a weight development factor;

b_i – a development score.

Table 11 - Comparative assessment of the characteristics of the developed project

Criteria	Significance coefficient	performer 1	performer 2	performer 3
7. Security	0,2	5	5	5
8. Reliability	0,2	5	5	4
9. Durability	0,2	5	5	3
10. Ease of use	0,15	5	3	4
11. Maintainability	0,15	4	4	5
12. Energy saving	0,1	4	5	4
Total	1,00			

We calculate the indicator of resource efficiency:

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

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

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

The integral indicator of the effectiveness of the options and the implementation of the development ($I_{\text{исп}i}$) are determined on the basis of the integral indicator of reeffectiveness and the integral financial indicator according to the formula:

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

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

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

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

Comparison of the integral indicator of the efficiency of the options and the implementation of the development will make it possible to determine the comparative efficiency of the project and choose the most expedient option out of the proposed.

Comparative project efficiency (\mathfrak{E}_{cpi}):

$$\mathfrak{E}_{cpi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_min}} \quad (64)$$

$$\mathfrak{E}_{cp1} = \frac{6}{4,55} = 1,32 \quad (65)$$

$$\mathfrak{E}_{cp2} = \frac{4,55}{4,55} = 1 \quad (66)$$

$$\mathfrak{E}_{cp3} = \frac{5,88}{4,55} = 1,29 \quad (67)$$

Table 12 - Comparative efficiency of the development

№ п/п	Indicators	performer1	performer2	performer3
1	Integral financial development indicator	0,791	1,0	0,706
2	Integral indicator of resource efficiency of the development	4,75	4,55	4,15
3	Integral indicator of efficiency	6	4,55	5,88
4	Comparative efficiency of options and implementation	1,32	1,0	1,29

As a result of performing this section, an analysis of competitive technical solutions was carried out, with the help of which the most suitable vibration analyzer was selected for diagnostics of the technological piping of the attached unit, namely ADP-3101.

A calendar plan-schedule of the work on carrying out the research of each of the performers has been constructed. The total number of days to complete the research is 78 days.

The budget of the project using the vibration analyzer ADP-3101 is 772286 rubles whereas using KVARTS-2 makes 975854 rubles and AGAT-M – 688778 rubles respectively. The largest percentage of the budget in all cases is kept by expensive special equipment (62 – 69 %).

The comparison of the effectiveness of the research for each implementation showed the economic feasibility of the implementation of the work with the help of a

vibration analyzer ADP-3101, having the highest indicator of resource efficiency $I_p=4,75$.

In accordance with the results obtained in this section, we conclude that the study of the stress-strain state of the technological pipeline is economically feasible and justified.