

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях

УДК 622.691.4-045.52-045.79

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Колосков Роман Владимирович		.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.А.			.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		.05.2018

Планируемые результаты обучения по ООП

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)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы</i> в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <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.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<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> .	ОК-2; ОПК-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 экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения</i> в <i>многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в международной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О.Зав. кафедрой
Бурков П.В.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной аттестационной работы

По форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Колоскову Роману Владимировичу

Тема работы:

«Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Основные технические характеристики ГРС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - диаметр входного газопровода $D_{\text{вх}}=1020$ мм; - проектное давление газа на входе ГРС – 5,5 МПа; - максимально достигнутое давление газа на входе ГРС – 5,5 МПа; - проектное давление газа на выходе ГРС – 1,2 МПа; - рабочее давление газа на входе ГРС – 1,2 МПа; - проектная производительность $Q_{\text{пр}} \text{ ГРС} - 1400$ тыс. м³/ч; - максимальная фактическая производительность $Q_{\text{пр}} \text{ ГРС} - 506$ тыс. м³/ч;
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • изучить нормативно – техническую документацию по строительству и проектированию ГРС; • проанализировать источники динамических нагрузок при редуцировании газа; • выявить закономерности возникновения газодинамических автоколебаний регулятора давления; • смоделировать процесс редуцирования газа в программном комплексе SolidWorks; • дать оценку воздействию динамических нагрузок на трубопровод и трубопроводную арматуру (блок сбросных предохранительных клапанов).
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева. Ю.А., Ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова. О.А., Ассистент

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
1. Анализ источников динамических нагрузок на ГРС
2. Расчёт параметров высокоскоростного потока газа в трубопроводной обвязке ГРС
3. Моделирование высокоскоростного потока газа в регуляторе давления и сбросном предохранительном клапане
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и энергосбережение
5. Социальная ответственность
6. Заключение
7. Problems of acoustic vibration at the design stage

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной аттестационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	К.Т.Н.		.05.2018

Задание принял к исполнению слушатель:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Колосков Р.В.		.05.2018

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

Инженерная школа: природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: магистратура
 Отделение: Нефтегазовое дело
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	.05.2018
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.09.2018	Введение	5
17.10.2018	Литературный обзор, объект и методы исследования, местность размещения объекта	15
28.11.2018	Анализ источников динамических нагрузок на ГРС	20
16.02.2018	Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС	15
20.03.2018	Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных предохранительных клапанов	10
17.04.2018	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
17.04.2018	Раздел «Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов»	5
24.04.2018	Заключение	8
8.05.2018	Реферат	2
8.05.2018	Написание пояснительной записки	3
8.05.2018	Подготовка доклада	6
8.05.2018	Оформление презентации	6
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
и.о. ОНД	Бурков П.В.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа: 131 с., 50 рис., 46 табл., 44 источников.

Ключевые слова: вибрация, газораспределительные станции, пилоны, автоколебания, тональные составляющие, регулятор давления, предохранительный клапан.

Объектом исследования является (ются): Узел редуцирования ГРС, регулятор давления РДУ-100, Tartarini FL-250, технологический трубопровод

Цель работы: исследовать вибрационное воздействие при редуцировании газа на газораспределительных станциях.

В процессе исследования проводились: выявление закономерности газодинамического нагружения элементов регулятора давления газа и предохранительного клапана.

В результате исследования: были подробно рассмотрены условия, при которых произошел выход из строя клапан типа СППК4Р-16-200, рассмотрены звукоизолирующие материалы, построены модели регулятора давления Tartarini FL-250 и сбросного пружинного предохранительного клапана СППК4Р-200.

Основные конструктивные: регулятор давления РДУ-100, Tartarini FL 250, предохранительный клапан СППК4Р-16-200, клапан предохранительный с эластичным затвором КПЭ-200.

Степень внедрения: влияние динамических нагрузок на газораспределительных станциях.

Область применения: газораспределительные станции, блок редуцирования газа, блок предохранительные клапаны

Экономическая эффективность: Трудозатраты на выполнение исследования составили 81658, 52 руб. В то время как затраты, которые несет компания для устранения инцидента (выхода из строя предохранительного клапана), гораздо выше, так суток простоя стоит для организации около 30 000 000 млн. руб.

В будущем планируется продолжить обучение в НИ ТПУ, поступив в аспирантуру и продолжить изучение динамических нагрузок на ГРС с большими производительностями.

Оглавление

Введение.....	12
1. Анализ источников динамических нагрузок на ГРС	15
1.1. Процесс генерации пульсаций давления и шума регуляторами давления	19
1.2. Устройства снижающие пульсации давления и уровень шума	21
2. Расчет параметров высокоскоростного потока газа в трубопроводной обвязке ГРС	28
2.1. Объект исследования	28
2.2. Определение скорости потока газа в линии редуцирования.....	29
2.3. Оценка интенсивности нагрузок от вибрации.....	30
2.4. Определение вибропрочности	34
2.5. Оценка параметров шума при дросселировании	35
2.5.1. Расчет уровня звуковой мощности	35
2.5.2. Технические решения для снижения уровня шума при редуцировании газа.....	43
2.5.3. Эффективность применения звукоизоляционных материалов	43
2.5.4. Оценка эффективности применения звукоизоляционных материалов	44
3. Моделирование высокоскоростного потока газа в регуляторе давления и в сбросном предохранительном клапане	45
3.1. Блок редуцирования газа	45
3.2. Особенность течения скоростного потока сжатого газа в канале с переменным сечением ...	54
3.3. Течение высокоскоростных потоков сжатого газа через регулирующие устройства	56
3.4. Моделирование движения газа	58
3.4.1. Моделирование процесса редуцирования газа регулятором давления.....	58
3.4.2. Моделирование процесса срабатывания предохранительного клапана СППК4Р 200 62	62
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
4.1. Организация и планирование работ	76
4.2. SWOT – анализ	77
4.3. Расчет сметы затрат на выполнение исследования.....	78
4.4. Расчет основной заработной платы и транспортных расходов	80
4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	82
5. Социальная ответственность.....	86
5.1. Производственная безопасность.....	86
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	87
5.2. Экологическая безопасность.....	103
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104

5.3.1.	Анализ наиболее вероятной ЧС и причин ее возникновения	104
5.3.2.	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	104
5.4.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
5.4.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства	106
5.4.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	108
	Заключение	111
	Список используемой литературы	113
	Приложение А	118

Определения и сокращения

Магистральный нефтепровод – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними компрессорных станций, хранилищ газа и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу газа потребителям, перевалку на другой вид транспорта;

ГРС – газораспределительная станция;

Давление рабочее - наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

Вибрация трубопровода- колебательное движение, совершаемое трубопроводом.

Автоколебания— незатухающие колебания в диссипативной динамической системе с нелинейной обратной связью, поддерживающиеся за счёт энергии постоянного, то есть непериодического внешнего воздействия.

Газопровод – это инженерное сооружение, которое служит для транспортировки газа от места его добычи до конечного потребителя при помощи металлических или пластиковых труб, под специальным избыточным давлением.

Тональный шум - шум, в спектре которого имеются слышимые дискретные тона. Тональный характер шума устанавливают измерением в третьоктавных полосах частот по превышению уровня в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ.

Уровень звукового давления - десятикратный десятичный логарифм отношения квадрата звукового давления к квадрату порогового звукового давления ($P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па) в дБ.

Октавный уровень звукового давления - уровень звукового давления в октавной полосе частот в дБ.

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колосков Р.В.			<i>Определения и сокращения</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					10	2
Консульт.		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

Уровень звука - уровень звукового давления шума в нормируемом диапазоне частот, скорректированный по частотной характеристике А шумомера по ГОСТ 17187 в дБА.

Звуковая мощность - количество энергии, излучаемой источником шума в единицу времени, Вт.

Уровень звуковой мощности - десятикратный десятичный логарифм отношения звуковой мощности к пороговой звуковой мощности ($w_0 = 10^{-12}$ Вт).

					<i>Определения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Введение

Актуальность

В законе «О промышленной безопасности опасных объектов» газораспределительные станции приравнены к опасным объектам. На данный момент в России подают газ в потребительские сети около 3500 ГРС в объеме более 1200 млн. м³.

Большая часть газопроводных систем российского ТЭК, приближается к грани своего проектного ресурса, так как их эксплуатация происходит уже более 30 лет. Процесс работы старых и износившихся трубопроводов может привести к нежелательным последствиям т.е. авариям и катастрофам. Из-за факта расположения ГРС в черте города, аварийные последствия носят более масштабный характер, а конкретно затрагивать социальные, экологические и экономические сферы.

Отличие работы ГРС от магистрального трубопровода, заключается в присутствии на них динамического нагружения, вибрации, которая возникает в процессе понижения давления при помощи автоматических регуляторов, для подачи в потребительские сети. Большая часть ГРС работает с превышением проектного значения объемного расхода газа, даже не смотря на этот факт, процесс сопровождается значительным увеличением скорости потока газа, которая, как правило, превышает нормативные показатели. В следствие этого происходит повышение уровня шума и вибрации отрицательным образом, влияющий на рабочий персонал и надежность технологического оборудования и трубопровод ГРС.

Несмотря на то, что средства и методы обеспечения работоспособности технологического трубопровода и оборудования подверженного динамическому влиянию, развиваются, эффективных методов применимых на ГРС с большими объемными расходами отсутствуют.

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колосков Р.В.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					12	3
Консульт.		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

Актуальность исследования вибрации при редуцировании газа на ГРС очевидна, так как данное динамическое воздействие напрямую влияет на надежность и безопасность эксплуатации газораспределительных станций и технологических трубопроводов.

Литературный обзор

Вопросом исследования воздействия вибрации при редуцировании газа на ГРС занимались такие ученые как Владиславлев А.П., Генкин Н.Д., Зарицкий С.П., Иголкин А.А., Ключкин И.И., Самарин А.А., Старцев Н.И., Шахматов Е.В., и другие.

Динамическое воздействие в процессе редуцирования газа носит комплексный характер, который выражается в воздействии внутреннего давления транспортируемой среды и вибрации, возникшей в результате пульсаций в потоке. Источником пульсаций среды могут быть насосы, компрессоры, двигатели. Но в газотранспортной отрасли существует оборудование, не имеющее вращательных элементов, которые способны вызывать возмущения транспортируемой среды, выражающиеся в больших уровнях вибрации и шума. Частным случаем такого оборудования, служит регулятор давления, в работе которого учувствует высокоскоростной поток газа выходящий из регулирующего клапана. Данный процесс вызывает опасные вибрации и уровни шума, которые как правило превышают нормативные значения.

Учитывая, что вопрос динамических нагрузок активно изучается и наблюдается прогресс, проблема последствия динамических нагрузок остается. Анализируя работы похожих направлений [А.А. Иголкин, диссертация доктора технических наук, Самара, 2014 г.] и [И.Б. Заяц, диссертация кандидат технических наук, Уфа, 2015 г.] последствия дросселирования частично устраняются при помощи делители потока (сетчатые и лабиринтные), плунжеров и антишумовых чехлов.

					<i>Определения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Однако эти решения имеют и свои недостатки:

- Ограничение пропускной способности;
- Изменение делителей потока не предусмотрено;
- Снижение пропускной способности в следствие загрязнения и обледенения.

Таким образом исследование воздействия вибрации способствует повышению надежности при эксплуатации газораспределительных станций.

Цели работы: исследовать вибрационное воздействие при редуцировании газа на газораспределительных станциях.

Задачи исследования:

- Изучение нормативно-технической документации по строительству и проектированию ГРС;
- Проанализировать источники динамических нагрузок при редуцировании газа;
- Выявить закономерности возникновения газодинамических автоколебаний регулятора давлений;
- Смоделировать процесс редуцирования газа в программном комплексе Solid Works;
- Дать оценку воздействию динамических нагрузок на трубопровод и трубопроводную арматуру (блок сбросных предохранительных клапанов).

1. Анализ источников динамических нагрузок на ГРС

Главной задачей газораспределительных станций (ГРС) является редуцирование потока газа. Особенность работы заключается в понижении подходящего давления с магистрального газопровода (5-7 МПа) до давления в сети потребления (0,2-1 МПа) [1,2]. Этот процесс называется глубокое дросселирование и сопровождается критическими перепадами давления, результатом которого является образование скачков уплотнения потока. В результате появления скачков уплотнения появляются пульсации давления с тональной частотой и широкополосный спектр во внутренней полости регулятора давления. [3]. Поток газа проходит через регулирующий орган, в котором имеется изменение сечения т.е. его сужение, при этом происходит увеличение скорости потока за счет уменьшения давления. Этот процесс приводит к турбулизации потока газа, а также к появлению вихревых зон застоя. Этот процесс сопровождается изменением уровня шума и вибрации, т.е. к их увеличению (рисунок 1.1).

Возникновение пульсаций давления порождает вибрацию элементов, результатом которой могут быть как разрушение трубопроводов, так и акустический шум [4,5].

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колосков Р.В.			<i>Анализ источников динамических нагрузок</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					15	12
Консульт.		Брусник О.В.				Отделение Нефтегазовое дело		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

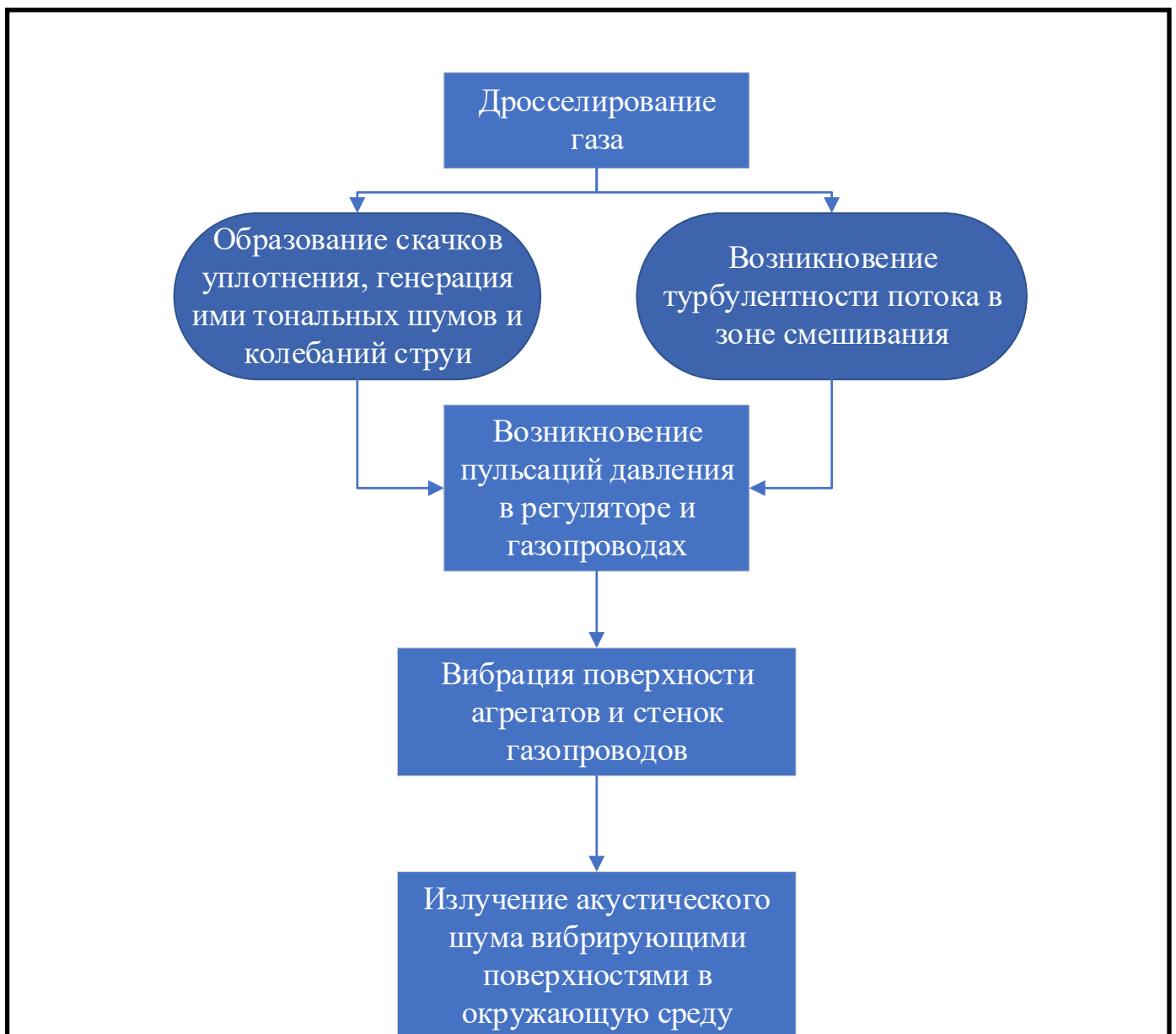


Рисунок 1.1 – Процессы, сопровождающие дросселирование газа

Вибрация трубопровода, сопровождаемая процессом дросселирования, существенно отличается от вибрации машин и механизмов. Как правило вибрация агрегатов, прикачивающих среду, появляется в следствии инерции рабочих органов, находящихся в движении. Устранение такого явления производится путем механических инженерных решений. Но явление вибрации, возникающей в

трубопроводе, происходит не только от инерционного воздействия, но и из-за пульсаций давлений в трубопроводе. В случае совпадения частоты колебания системы с частотой работы машины, происходит резонанс системы, в результате которой происходит значительная вибрация особенно в подающих трубопроводах. Зона действия вибрации обычно сводится к системе обвязки агрегата и после выхода на прямые участки происходит уменьшение вибрационной активности.

Характерные точки в линейной части трубопроводной системы такие как повороты, сужения усиливают динамические воздействия на трубопровод. Сужение или расширение пропускной способности трубопровода сопровождается как увеличением скорости потока, так и его уменьшением вызывая динамические нагрузки. Следствием сужения диаметра трубопровода есть увеличение скорости потока среды и образование обширных зон турбулентности потока, при это так же происходит возрастание динамических нагрузок. Если сжимаемостью потока транспортируемой среды можно пренебречь, то процесс транспортировки характеризует число Маха. Значения числа Маха меньше или равных 0,3 характеризуют поток как спокойный, но при этом существуют ограничения по скорости от 100 м/с до 225 м/с, в зависимости от транспортируемой среды. Предварительные расчеты, связанные с определением шумового излучения, проводятся на основе измерения уровня звукового давления в трубопроводе, но реализовать это в реальные условия довольно трудно. Данными вопросами занимались следующие работы [6,7,8,9,10].

Работы [11] указывают, что различная арматура может быть источником широкополосных и тональных динамических нагрузок существенного уровня. Опасность тональных нагрузок, которые генерируется транспортируемой средой, опасна только при совпадении с частотой системы, что приведет к резонансу. Совпадение низкочастотных пульсаций с акустическим резонансом влечет за собой появление вибраций больших амплитуд. Факт того, что при

					<i>Анализ источников динамических нагрузок</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

проектирование происходит проверка только структурных резонансов, а проверка акустических резонансов как правило не проходит, хотя их влияние может вызвать резонансы системы в целом, заставляет задуматься так как прогноз всех проблем, которые могут вызвать тональные составляющие сделать практически нельзя. Частично решить проблему помогают вычислительные методы, которые определяют реакцию системы [12, 13].

Нестабильный и прерывистый режим работы агрегатов ГРС является также источником динамических нагрузок [14].

Производители различной трубопроводной арматуры производят расчеты уровня пульсации, которые как правило основаны на накопленном опыте, испытаниях на лабораторных установках и математических моделях. Но для получения данных спектра уровня динамических нагрузок требуются огромные трудозатраты. Если говорить о более конкретной трубопроводной арматуре такой как регуляторы давления, не существует методов определения уровня динамических нагрузив на этапе проектирования, так как отсутствуют данные экспериментов и математических моделей для описания динамических нагрузок. Разноплановость компонентов может содержать элементы, которые вызывают динамические нагрузки проявляющиеся при различных режимах работы агрегата и не всегда одновременно. Огромное количество элементов являющиеся источниками вибраций в системах трубопровода описаны в работе [15]. Фагерландом был разработан метод определения вибрации стенки трубы в эквивалентный уровень звукового давления [12].

Динамические нагрузки могут привести как к незначительным утечкам газа, так и к разрушению трубопровода и его элементов, и агрегатов. По статистике, опубликованной в Великобритании 21 % аварийных ситуаций от общего количества добывающих месторождений, причиной которых стали повышенная вибрация и усталость металла. Процент аварий по тем же причинам в Европе

					<i>Анализ источников динамических нагрузок</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

составляет от 10 до 15 % [16].

Результатом воздействия акустической усталости, в мировой практике можно наблюдать на месторождении Krechba (SalahGasProject, Алжир) в 2005 году, отсутствие нормативной литературы по оценке и диагностике акустического и вибрационного воздействия на трубопровод приводит к подомным инцидентам.

Огромное отрицательное воздействие динамических нагрузок наблюдается после узлов редуцирования, их проявление происходит в диапазоне частот от 500 Гц до 2000 Гц [14, 17].

Объяснить акустическую вибрацию можно при помощи следующих физических явлений:

- при редуцировании потока газа, происходит появление высокочастотных колебаний в трубопроводе после клапана;
- данные колебания возбуждают акустические моды высшего порядка в трубе с различными формами колебаний в трубе;
- акустические пульсации влияют на формы трубопровода, что сопровождается усилением колебаний.

Наблюдать процесс колебаний трубопровода приходится при скорости потока при 0,5 – 0,8М, опасная частота при этом от 1 до 15 Гц.

1.1. Процесс генерации пульсаций давления и шума регуляторами давления

Анализ процесса пульсации давлений при транспортировке газа рассматривался в отечественных и зарубежных работах. Возбуждения и пульсации от трубопроводов, транспортируемых газ, создаются за счет вибрирующей поверхности самого трубопровода и агрегатов, результатом которых являются внутренние газодинамические процессы.

Колебания звука в транспортируемой среде и газодинамические пульсации

потока имеют различную физическую природу. Важно заметить, что в отличие от звуковых колебаний, которые перемещаются со скоростью звука и зависят от упругой среды, газодинамические пульсации давления в потоке газа, которые могут возникать, при условии до звуковых скоростей, отходят на второй план. Скорость таких пульсаций распространяется со скоростью потока. Так же звуковые волны подчиняются принципу суперпозиции, из-за линейности колебаний среды, пульсации скорости и давления в транспортируемой среде не линейный соответственно не подчиняются принципу суперпозиции, такие пульсации называют псевдозвуковыми, такое понятие впервые ввел академик Блохинцев Д.И. [18]. Однако причиной образования акустического шума при транспортировке газа являются пульсации давления, которые образовались за счет турбулентности и вихреобразования потока.

Нелинейное уравнение Новье-Стокса описывает газодинамические процессы, но частным случаем уравнения движения газа является его линейно-волновое уравнение, которое описывает движение акустических волн.

Таким образом работа гасителей шума и гасителей пульсации давления в потоке различна. Гасители акустических колебаний уменьшают их в транспортируемой среде, причем их амплитуда во много меньше, чем среднее значение давления в среде. При глушении шума скорость потока в глушителях не велика по отношению к скорости звука, и как правило составляет число Маха меньше 0,3. В таком случае нелинейными газодинамическими проявлениями можно пренебречь.

Деление на 2 класса гасителей (гасители шума и гасители пульсаций давления) используется в Ивановым Н.И. и Никифоровым А.С [19]. При гашении пульсации давления уменьшается его переменная составляющая, вызванная такими процессами как изменение скорости потока в направлении потока и в сечении проточной части. Среднее значение давления и амплитуда пульсации среды

					<i>Анализ источников динамических нагрузок</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

могут быть сравнимы. В этом случае скорость движения газа может быть мала по отношению к скорости звука.

На ГРС, при редуцировании газа, даже при незначительных перепадах давления, движение транспортируемой среды сопровождается значительными скоростями, в следствии чего за регулятором образуются турбулентные движения.

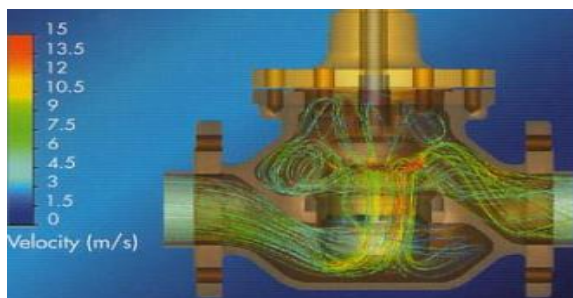


Рисунок 1.2 – Распределение скорости движения газа в регулирующем клапане (РДУ)

При критичных перепадах давления, скорость потока газа может быть больше скорости звука, что спровоцирует скачки уплотнений давления, сопровождающиеся ударными волнами. При скорости потока больше скорости звука могут появляться дискретные составляющие, которые сопровождаются уплотнение в потоке и колебаниями всего потока.

1.2. Устройства снижающие пульсации давления и уровень шума

При редуцировании газа на ГРС возникающие акустические колебания высокой мощности и пульсации давления можно уменьшить за счет следующих инженерно – технических решений:

- делители потока (сетчатых, лабиринтных);
- антишумовых клеток;
- перфорированных плунжеров;
- диффузоров.

При прохождении потока газа через регулирующий клапан, происходит увеличение скорости на выходе с образованием области турбулентного течения.

Этот поток характеризуется высоким уровнем шума, но при попадании в делитель потока происходит его разделение и существенно снижается уровень шума.

Для снижения уровня пульсаций и шума с незначительным давлением и потерями при дросселировании используются одноступенчатые или двухступенчатые антишумовые клетки.

При высоких перепадах давления, снижение динамических можно достигнуть при помощи лабиринтных делителей потока, которые изменяют направления потока поворотные каналы под 90 градусов, во всех направлениях.

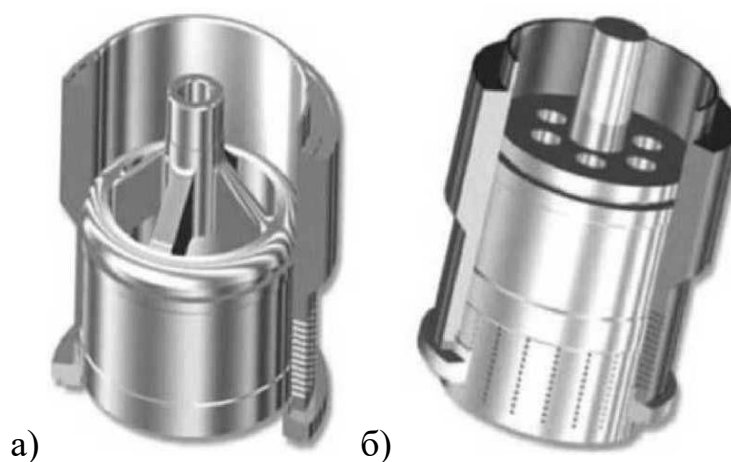


Рисунок 1.3 – Затвор клапана регулятора с антишумовой клеткой и перфорированным плунжером: одноступенчатый (а); двухступенчатый (б)

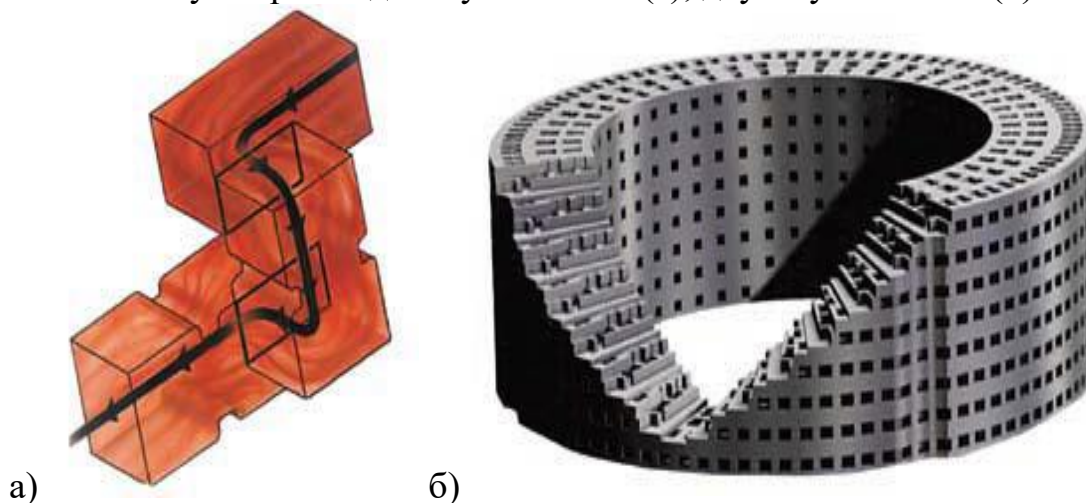


Рисунок 1.4 – Лабиринтный разделитель потока: конфигурация канала (а); общий вид разделителя (б)

Одно из решений при помощи которого можно решить проблему динамических нагрузок является расположение в плавно расширяющейся проточной части регулятора давления (за узлом дросселированы) перфорированных стальных

пластин, расположенных в разных точках сечения, которые выполняют функцию разделителей потока.

При использовании такого решения можно достигнуть снижения уровня шума на 30 дБА.

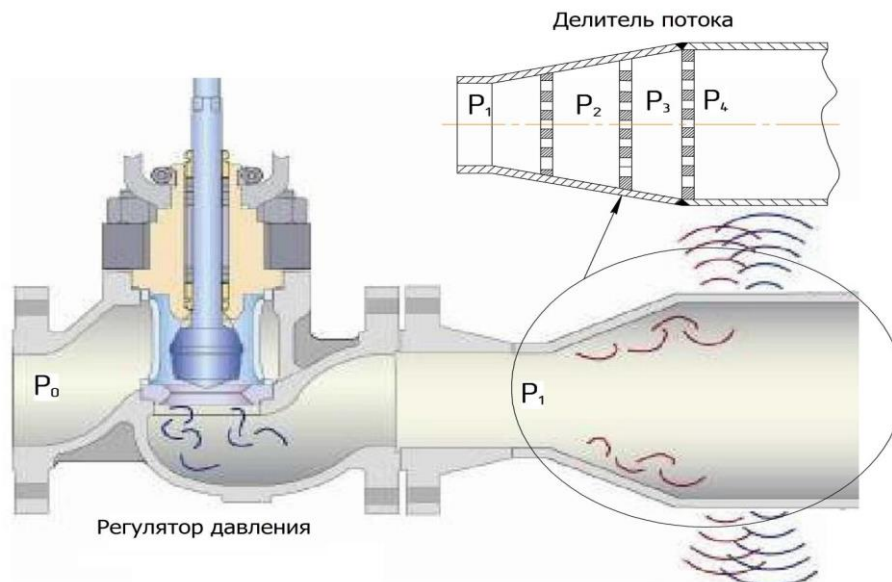


Рисунок 1.5 – Пример размещения делителей потока в диффузоре

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что самое оптимальное решение вопроса по уменьшению газодинамических нагрузок, возникающих при редуцировании газа, является деление потока, которое снижает генерируемые шумы и энергию потока газа. Но существуют и недостатки этого способа:

- ограничение пропускной способности;
- неизменность конструкции делителей и невозможность регулирования пропускной способности;
- снижение пропускной способности при обледенении или засорении разделителя.

Конструкционные особенности гасителей пульсации давления рассматривались в работе Зайца И.Ф. (2015 г.), особенностью гасителей были следующие моменты:

- интенсивность пульсаций давления до необходимого уровня внутри устройства, невозможна;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- причина возникновения пульсации были: пристеночная турбулентность и вихреобразование.

На рисунке 1.6 применена технология гашения пульсации с упруго закрепленной конусной вставкой [20]. Такая технология предназначена для гашения пульсаций или вибраций в жидкостях или газах. Основным элементов гасителя является конусная перфорированная вставка с отверстиями диаметр которых уменьшается от входа к выходу.

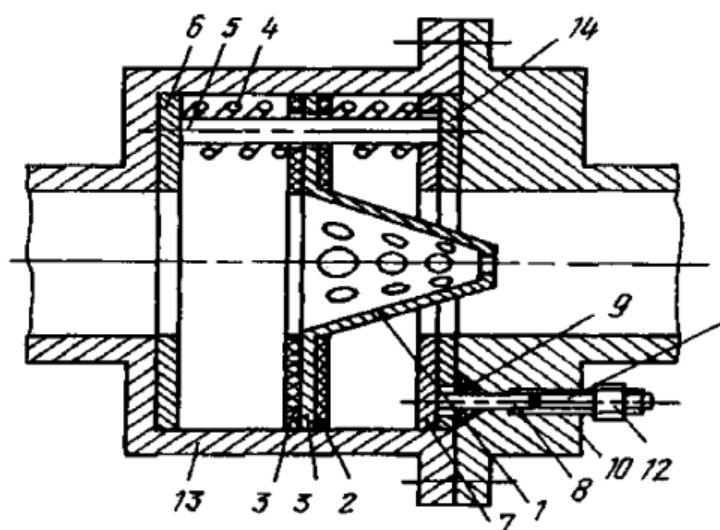


Рисунок 1.6 – Гаситель пульсаций давления с закрепленной перфорированной конусной вставкой:

- 1 – перфорированная вставка; 2 – пружина; 3 - прокладка; 4 – фланец; 5 – направляющие; 6 – опорные кольца; 7 – прижимное кольцо; 8 – толкатели; 9 – уплотнения; 10 – шпилька; 11 – регулировочные винты; 12 – контргайки; 13 – корпус; 14 – дополнительно опорное

кольцо

На рисунке 1.7 используется гаситель пульсаций давления с трубчатой эластичной мембраной [21]. Конструкция состоит из корпуса, в котором установлена перфорированная труба и охватывающая ее трубчатая эластичная мембрана. Таким образом образуется газовая полость и устройство клапана для сообщения газовой полости с атмосферой и сжатым газом.

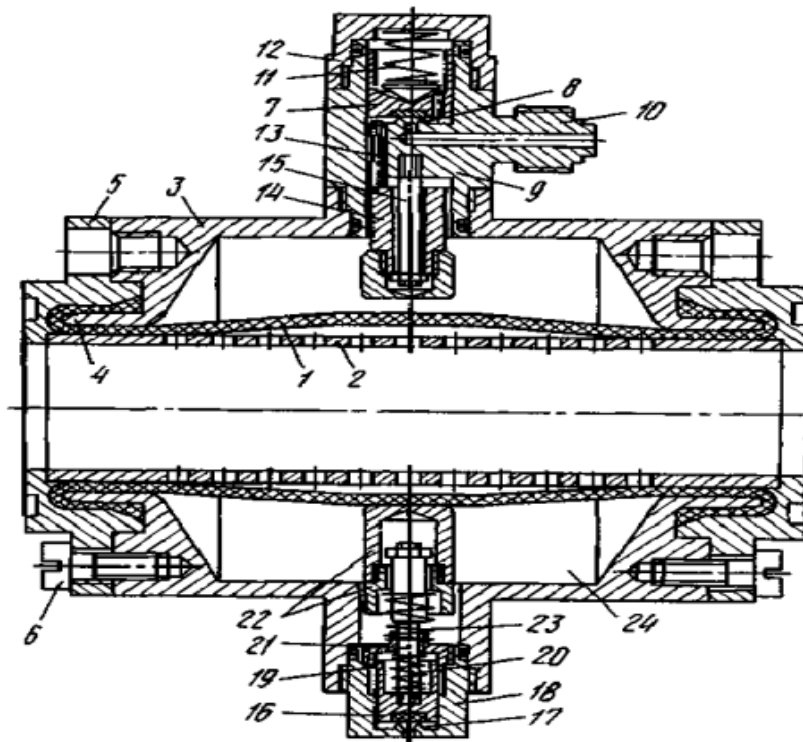
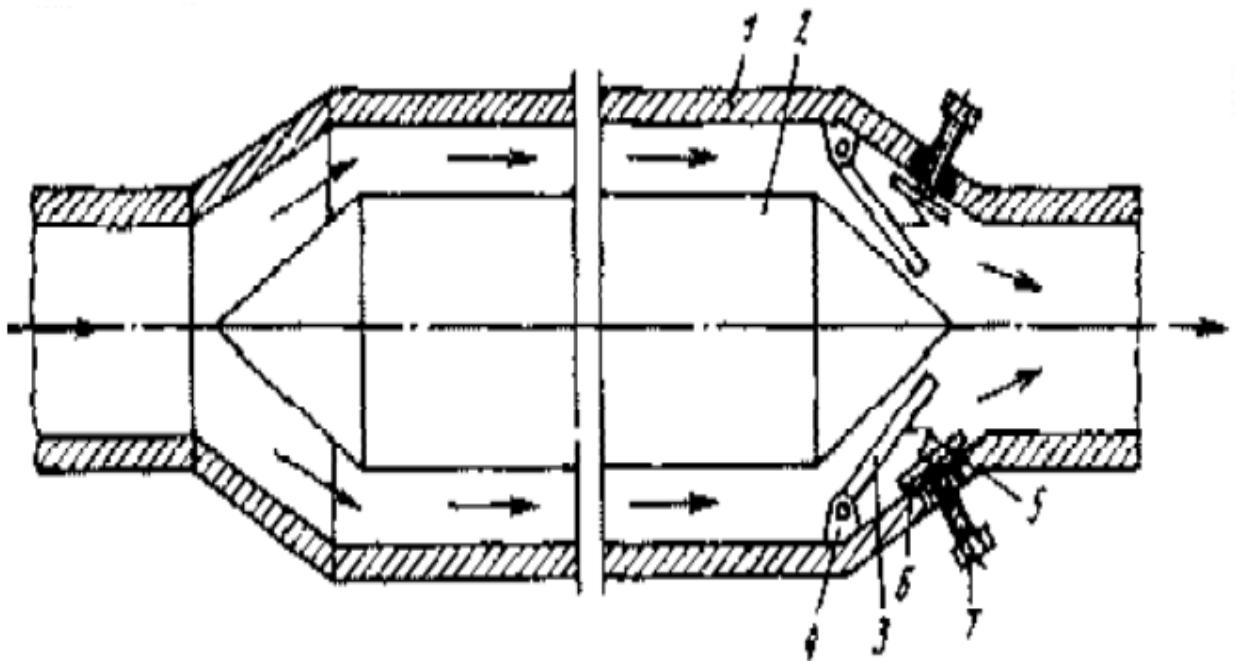


Рисунок 1.7 – Гаситель пульсаций давления с трубчатой мембраной на перфорированной трубе:

1 – эластичная мембрана; 2 – перфорированная труба; 3 – корпус; 7, 16 – впускной и выпускной клапан

На рисунке 1.8 показан гаситель пульсаций давления, применяемый как в жидких, так и в газоопасных средах [22]. Основным рабочим элементом в конструкции является полый сердечник, который находится в состоянии равновесия. Среда в этом случае протекает в межкольцевом пространстве, между корпусом и сердечником. При колебании давления сердечник смещается по движению потока и перекрывает кольцевое пространство при входе в трубопровод. Повышающиеся давление приходится на лопасти, которые поставлены на пружины. Гашение энергии потока происходит за счет работы лопастей, а точнее упругой деформации пружин. Упругость пружин осуществляется за счет регулировочных винтов.

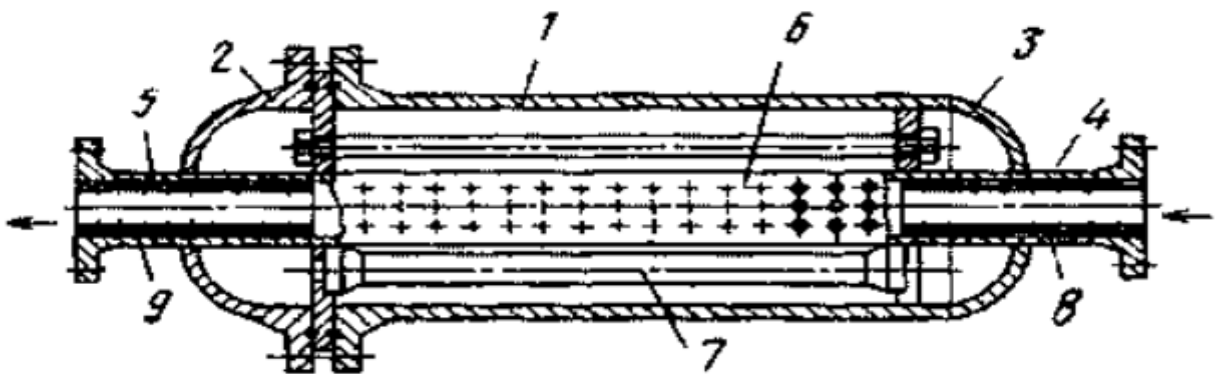
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



1 – корпус; 2 – полой сердечник; 3 – подпружиненные лопасти; 4 – опоры лопастей; 5 – пружины; 6 – упорные диски; 7 – регулировочные винты.

Рисунок 1.8 – Гаситель пульсаций давления и расхода с взвешенным в потоке полым обтекателем сердечником:

На рисунке 1.9 конструкция гасителя давлений состоит из перфорированной демпферной трубки и перфорированными трубными вкладышами. Такое конструктивное решение может использоваться при транспортировке газов для гашения пульсации давления и расхода.

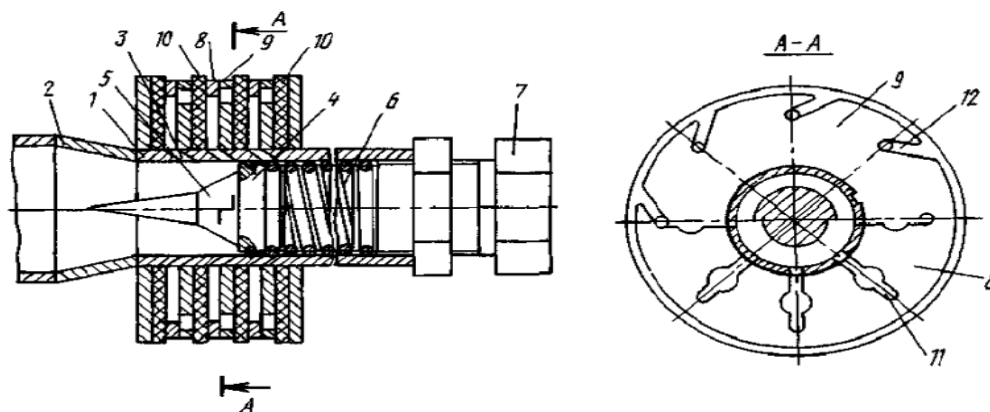


1 – корпус; 2, 3 – крышки корпуса; 4, 5 – входной и выходной патрубков; 6 – перфорированная труба; 8, 9 – перфорированные трубные вкладыши.

Рисунок 1.9 – Гаситель пульсаций давления с перфорированными трубными вкладышами и перфорированной демпферной трубкой

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

На рисунке 1.10 показана конструкция гасителя пульсации давления для потоков с превышающих скорость звука. Поток газа проходящий через конфузрный патрубок разгоняется до скорости, превышающей скорость звука и приводит в движение устройство и пружину. Косые скачки, образовавшиеся на конусе, попадают в каналы, которые исправляют косые скачки давления на прямые е которые тем самым снижают давления газа до значений с малой генерацией шума. Конус и поршень регулируют расход газа за счет количества открываемых отверстий в корпусе.



1 - корпус; 2 – входной конфузрный патрубок; 3- пропускные отверстия; 4 – противоударное устройство; 5 – поршень; 6 – пружина; 8 – первые перегородки; 9 – вторые перегородки; 10 – шайба 11 – профилированные отверстия; 12 – шайба

Рисунок 1.10 – Гаситель пульсаций давления при движении потоков со сверхзвуковой скоростью:

При рассмотрений данных конструкций гасителей пульсаций и шума можно выделить существенные недостатки:

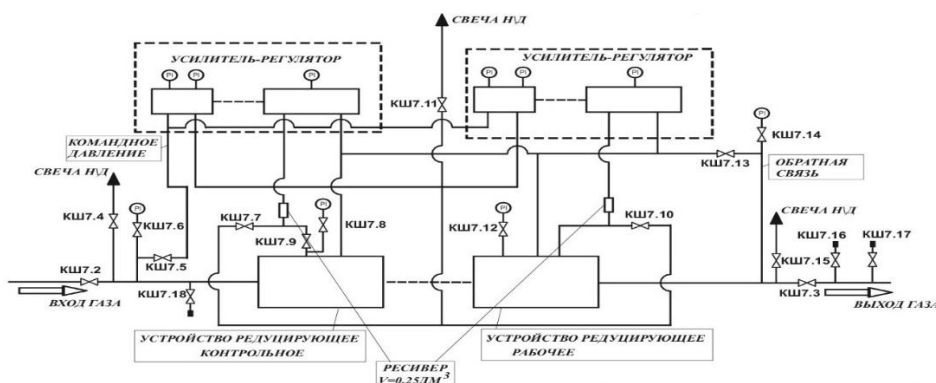
- применение подвижных элементов (пружин);
- использование только при небольших расходах;
- применение специальных материалов;
- геометрия проточной части имеет сложную конструкцию.

Использование подвижных элементов при отрицательных температурах может сопровождаться обледенением поэтому данная конструкция не применима. Высокое гидравлическое сопротивление перфорированных элементов входящих в конструкцию гасителей при отрицательных температурах является ненадёжной частью конструкции.

2. Расчет параметров высокоскоростного потока газа в трубопроводной обвязке ГРС

2.1. Объект исследования

Объектом исследований – ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск», объект предназначается для газоснабжения ТЭЦ. Принципиальная схема объекта показана на рисунке 2.1. Регулирование давления происходит при помощи регуляторов давления Tartarini FL250. Основные технические показатели ГРС представлены в таблице 2.1.



Рисунке 2.1 – Общая схема ГРС

Таблица 2.1 – Основные данные ГРС

1	Диаметр входного газопровода, D_u , мм	1020,0
2	Проектное давление газа на входе ГРС $P_{\text{вх.проект.}}$, МПа	5,394
3	Максимальное достигнутое давление газа на входе ГРС в течение года $P_{\text{вх. макс. факт/год}}$, МПа	5,38
4	Проектное давление газа на выходе ГРС $P_{\text{вых. пр.}}$, МПа	1,177
5	Рабочее давление газа на выходе ГРС $P_{\text{вых. раб.}}$, МПа	1,177
6	Максимальное достигнутое давление газа на выходе ГРС в течение года $P_{\text{вых. макс. факт. год}}$, МПа	1,177
7	Проектная производительность ГРС $Q_{\text{проект.}}$, тыс. м ³ /ч	1400,0
8	Максимальная фактическая производительность ГРС $Q_{\text{макс. факт.}}$, тыс. м ³ /ч	506,0
9	Перечень выходных газопроводов с указанием диаметра D_u , мм; давления P_y , МПа, и потребителей	3,0 – 1020,0 – 1,177–

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Колосков Р.В.				<i>Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков В.К.						28	17
Консульт.	Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.	Бурков П.В.							

Результат обзора нормативной и исполнительной документации показал, что положение трубопровода и регулирующей арматуры, соответствуют проектным.

Оборудование по очистке, подогрева и регулирования газа находится в исправном состоянии и нарушений в процессе работы не выявлено.

В журнале учета состояния воздушной среды, загазованность воздуха на территории ГРС, а также в технических помещениях соответствует норме (содержание газа в различных точка отбора составляет 0 %, при норме не более 1 %).

2.2. Определение скорости потока газа в линии редуцирования

Для определения удельного веса сухого газа в рабочем состоянии определяется следующим выражением [23]:

$$\gamma = \gamma_n \cdot \frac{p \cdot T_n}{p_n \cdot T \cdot K}, \quad (2.1)$$

где γ_n - удельный вес газа при $T_n = 273$ К и $p_n = 1,0332$ кгс/см² – 0,717 кг/м³; p - давление газа, кгс/см²; T - температура транспортируемого газа, К; K - коэффициент сжимаемости.

Функцию давления и температуры представляет собой коэффициент сжимаемости и определяется по рисунку 2.3 или по выражению:

$$K = (0,000024 \cdot p + 0,003663) \cdot t_c - 0,0026 \cdot p + 1,0037, \quad (2.2)$$

где t_c - температура газа, °С.

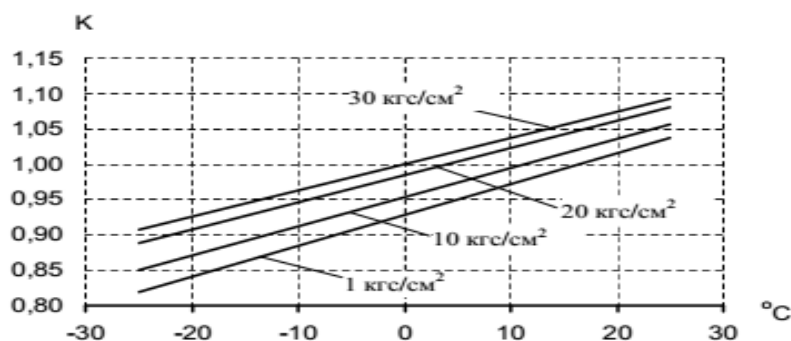


Рисунок 2.3 – Коэффициент сжимаемости газа в зависимости от температуры и давления

					Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно проектным данным производительность регулятора давления Tartarini FL250 составляет 480000 м³/час, максимальная потребность ГРЭС составляет 520000 м³/час. Диапазон изменения газопотребления ГРЭС от ГРС в штатном режиме составляет 170000-520000 м³/час.

$$\gamma_{np} = 0,717 \cdot \frac{12 \cdot 273}{1,0332 \cdot 283 \cdot ((0,000024 \cdot 12 + 0,003663) \cdot 8 - 0,0026 \cdot 12 + 1,012)} = 7,9 \text{ кг/м}^3,$$

$$\gamma_{\phi} = 0,717 \cdot \frac{5,5 \cdot 273}{1,0332 \cdot 283 \cdot ((0,000024 \cdot 5,5 + 0,003663) \cdot 8 - 0,0026 \cdot 5,5 + 1,027)} = 3,5 \text{ кг/м}^3,$$

Объемный расход газа при проектных и фактических условиях составит:

$$Q_{np} = Q \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{np}} = 480000 \cdot \frac{0,717}{7,9} = 43020 \text{ м}^3/\text{час},$$

$$Q_{\phi} = Q \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\phi}} = 480000 \cdot \frac{0,717}{3,5} = 95600 \text{ м}^3/\text{час},$$

Средняя скорость потока газа находится по формуле:

$$v = 0,000354 \cdot \frac{Q}{d^2}, \quad (2.3)$$

Для трубы диаметров Ду=530 мм;

$$v_{np} = 0,000354 \cdot \frac{43020}{0,51^2} = 57,89 \text{ м/с},$$

$$v_{\phi} = 0,000354 \cdot \frac{95600}{0,7^2} = 128,64 \text{ м/с}.$$

Для трубы диаметров Ду=720 мм;

$$v_{np} = 0,000354 \cdot \frac{43020}{0,7^2} = 30,7 \text{ м/с},$$

$$v_{\phi} = 0,000354 \cdot \frac{95600}{0,7^2} = 68,3 \text{ м/с}.$$

Расчет показал, что фактическая скорость потока (128,64 м/с) превышает предельно допустимую для трубопроводов высокого давления (25 м/с) в 5,14 раза.

2.3. Оценка интенсивности нагрузок от вибрации

Если пульсации в трубопроводе возбуждаются местными гидравлическими сопротивлениями, частота, генерируемая при этом, находится по формуле [24]:

					Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$f_{ip} = (200 \div 500) \cdot \frac{v}{D_i}, \quad (2.4)$$

где D_i - диаметр сужения в местном сопротивлении, мм.

Для одиночных преград в формуле (2.4) используется значение равное 200, без преград используется значение 500.

Для участка между регулятором давления и отводом, частота, генерируемая для проектного и фактического режимов равна:

Для трубы диаметром 530 мм;

$$f_{np} = 500 \cdot \frac{30,7}{530} = 28,95 \text{ Гц},$$

$$f_{\phi} = 500 \cdot \frac{68,3}{530} = 64,4 \text{ Гц},$$

Для трубы диаметром 720 мм;

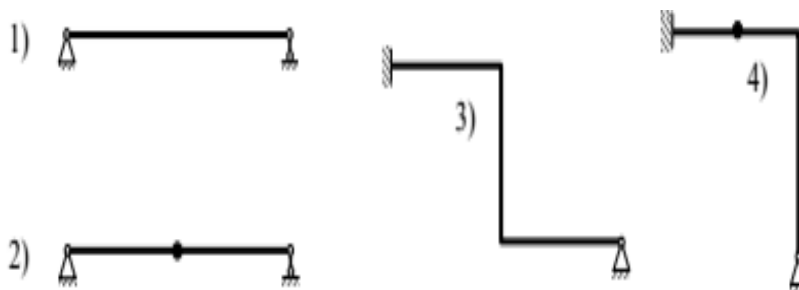
$$f_{np} = 200 \cdot \frac{30,7}{720} = 8,52 \text{ Гц},$$

$$f_{\phi} = 200 \cdot \frac{68,3}{720} = 18,97 \text{ Гц},$$

При анализе собственных частот и форм колебаний трубопровода рассчитывается для отстройки случайных частот возмущения. Данный метод не зависит от температуры и давления.

Участок трубопровода выполнен из трубопроводов диаметрами, 530 мм (10 мм) длиной 3700 мм, Z - 720 мм (10 мм) длиной 2000 мм, Г - 720 мм (10 мм) длиной 4000 мм

Для определения собственных частот рассматривается 4 участка:



1 – прямолинейный участок; 2 – участок со сосредоточенной нагрузкой; 3 – Z – образный участок трубопровода; 4 - Г – образный участок трубопровода

Рисунок 2.4 – расчетные схемы для определения собственных частот колебаний участков трубопровода

					Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трубопровод рассматривается как стержень постоянного поперечного сечения на опорах, собственная частота f_i , которая соответствует i – ой форме собственных колебаний. Расчет производится по формуле (2.5) [41]:

$$f_i = \frac{10^{-3}}{2\pi} \cdot \frac{K_i^2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{EI}{m}}, \quad (2.5)$$

K_i - корень чат сотого уравнения; L – длина трубопровода, м; I – момент инерции поперечного сечения трубопровода, мм⁴; m – погонная масса трубопровода, учтенная с изоляцией и транспортируемым веществом, кг/м.

$$K_i = 3,14j, \quad (2.6)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D^4 - D_i^4), \quad (2.7)$$

$$m = \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - D_i^2) \cdot 7800 + \gamma \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_i^2, \quad (2.8)$$

Исходные данные для расчета:

- L – 3700 мм;
- D – 530 мм;
- D_i – 510 мм;
- J – (1 – 6)

Масса погонного метра трубы с транспортируемым веществом для фактического и проектного режима работ:

$$m_{np}^n = \frac{3,14}{4} \cdot (530^2 - 510_i^2) \cdot 7800 + 8 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 510^2 = 128,99 \text{ кг},$$

$$m_{\phi}^n = \frac{3,14}{4} \cdot (530^2 - 510_i^2) \cdot 7800 + 3,6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 510^2 = 128,09 \text{ кг},$$

Момент инерции поперечного сечения трубы равен [25]:

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (530^4 - 510^4) = 552090500 \text{ мм}^4.$$

Собственные частоты для прямого участка при проектном режиме работы равны:

$$f_1 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,14 \cdot 1)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 552090500}{128,99}} = 367,66 \text{ Гц};$$

$$f_2 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,14 \cdot 2)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 49515201}{128,99}} = 1470,63 \text{ Гц};$$

					<i>Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС</i>	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$f_3 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,14 \cdot 3)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 49515201}{128,99}} = 3308,91 \text{ Гц};$$

$$f_4 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,14 \cdot 4)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 49515201}{128,99}} = 5882,52 \text{ Гц};$$

$$f_5 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,14 \cdot 5)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 49515201}{128,99}} = 9191,44 \text{ Гц};$$

$$f_6 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,14 \cdot 6)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 49515201}{128,99}} = 13235,68 \text{ Гц};$$

Для участка Z – образной формы между опорой и отводом, расчет производится для первой частоты. Исходные данные:

- L – 3000 мм;
- D – 720 мм;
- D_i – 700 мм;
- E – 2,05*10⁵ МПа;
- K₁ – 1,67; 1,5.

Масса погонного метра трубы с транспортируемым веществом для фактического и проектного режима работ:

$$m_{np}^n = \frac{3,14}{4} \cdot (720^2 - 700_i^2) \cdot 7800 + 8 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 700^2 = 176,90 \text{ кг},$$

$$m_{\phi}^n = \frac{3,14}{4} \cdot (720^2 - 700_i^2) \cdot 7800 + 3,6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 700^2 = 175,30 \text{ кг},$$

Момент инерции поперечного сечения трубы равен:

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (720^4 - 700^4) = 1405079350 \text{ мм}^4.$$

$$f_1 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(1,67)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 1405079350}{176,9}} = 84,83 \text{ Гц};$$

$$f_2 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(1,5)}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 1405079350}{176,9}} = 76,19 \text{ Гц};$$

Для участка Г – образной формы между отводом и поземной частью расчет производится для первой частоты. Исходные данные:

- L – 4000 мм;
- D – 720 мм;

					<i>Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС</i>	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- $D_i - 700$ мм;
- $E - 2,05 \cdot 10^5$ МПа;
- $K_1 - 3,93; 1,93$.

Собственные колебания участка трубы:

$$f_1 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(3,93)}{4,5^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 1405079350}{176,9}} = 39,43 \text{ Гц};$$

$$f_2 = \frac{10^{-3}}{2 \cdot 3,14} \cdot \frac{(1,93)}{4,5^2} \cdot \sqrt{\frac{2,05 \cdot 10^5 \cdot 1405079350}{176,9}} = 19,37 \text{ Гц};$$

При расчете собственных форм колебаний, фактические условия эксплуатации не учитываются, так как масса сжатого газа между фактическими и проектными данными незначительна.

2.4. Определение вибропрочности

При определении вибропрочности основным критерием является условие отстройки собственных частот f_i от изменяющихся частот возбуждающих нагрузок f_{ip} .

Условие отстройки частот первых трех форм колебаний в каждой плоскости трубопровода выражается:

$$f_{ip} / f_j \leq 0,75 \text{ и } f_{ip} / f_j \geq 1,3 (j = 1, 2, 3) \quad (2.9)$$

Расчет ведется для первой формы колебания для проектного и фактического режима работы ГРС, данные представлены в таблице 2.2:

Таблица 2.2 – Результаты проверки условий отстройки собственных частот от частот возбуждающих нагрузок

Номер участка	f_i	f_{ip}/f_i (проект)	f_{ip}/f_i (факт)	Условие отстройки
1	367,66	0,074	0,160	Выполняется
2	84,83	0,095	0,211	Выполняется
	76,19	0,106	0,235	Выполняется
3	39,43	0,204	0,455	Выполняется
	19,37	0,415	0,925	Не выполняется при фактическом режиме

Согласно произведенному расчету, при фактическом режиме работы ГРС, система может войти в резонанс при условии, что частота собственных колебаний системы может совпадать с частотой возбуждающих нагрузок.

Выражение (2.4) показывает, что собственная частота высокоскоростного потока сжатого газа выше, чем выше его скорость. По результатам расчета условий отстройки возбуждающих частот собственных колебаний системы для Г - образного участка представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты проверки условий отстройки собственных частот от частот возбуждающих нагрузок

Расход, м ³ /час	Скорость потока, м/с	Собственная частота возбуждающей нагрузки, Гц	f/f _i	Условие отстройки
480000	65,28	47,96	1,22	Не выполняется
440000	59,84	43,97	1,12	Не выполняется
400000	51,68	39,97	1,01	Не выполняется
360000	46,24	35,97	0,91	Не выполняется
320000	40,80	31,98	0,81	Не выполняется
280000	35,36	27,98	0,71	Выполняется
240000	29,92	23,98	0,61	Выполняется
200000	24,48	19,98	0,51	Выполняется
160000	19,04	15,99	0,41	Выполняется

Согласно приведенным расчетам, при понижении расхода газа до 280000 м³/ч условие отстройки собственных частот от частот которые возбуждают нагрузки выполняется, другими словами, при расходе меньше 280000 м³/ч (P_{вых}=0,55 МПа) возможно наблюдать снижение уровня вибрации на участке трубопровода с меньшей собственной частотой.

2.5. Оценка параметров шума при дросселировании

2.5.1. Расчет уровня звуковой мощности

При редуцировании газа на ГРС расчет звуковой мощности шума, который генерируется в процессе дросселирования, выполняется в соответствии СП 51-13330.2011-2003 «Защита от шума» [56]. Расчет выполнен по аналогии расчета уровня звуковой мощности шума при движении высокоскоростной струи сгорания продуктов из сопла реактивного двигателя. Параметр потока сгорания топлива на выходе струи из сопла реактивного двигателя схожи с параметрами струи потока газа при проходящей через регулирующий клапан в зону пониженного давления линии редуцирования.

Уровень звуковой мощности L_{общ} (дБ) высокоскоростной струи газа на выходе из регулятора давления на ГРС можно определить по формуле [27]:

					<i>Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС</i>	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$L_{\text{общ}} = 80 \cdot \lg(v) + 20 \cdot \lg(\gamma) + 10 \cdot \lg(F) - 44, \quad (2.10)$$

где v – скорость истечения газа, м/с; γ – удельный вес газа, кг/м³; F – площадь поперечного сечения трубы, м².

Уровень октавной звуковой мощности L_p (дБ), скоростного потока сжатого газа определяется по формуле [27]:

$$L_p = L_{\text{общ}} - \Delta L, \quad (2.11)$$

где ΔL – разность общего и октавного уровней звуковой мощности шума дБ, которая определяется по графику или производится расчет относительно спектра звуковой мощности шума высокоскоростного потока сжатого газа, зависящий от безразмерного коэффициента k , который можно определить по формуле [27]:

$$k = \frac{f_{cp} \cdot d_c}{v}, \quad (2.12)$$

f_{cp} – среднегеометрическая частота октавной полосы шума, Гц; d_c – внутренний диаметр трубопровода, м.

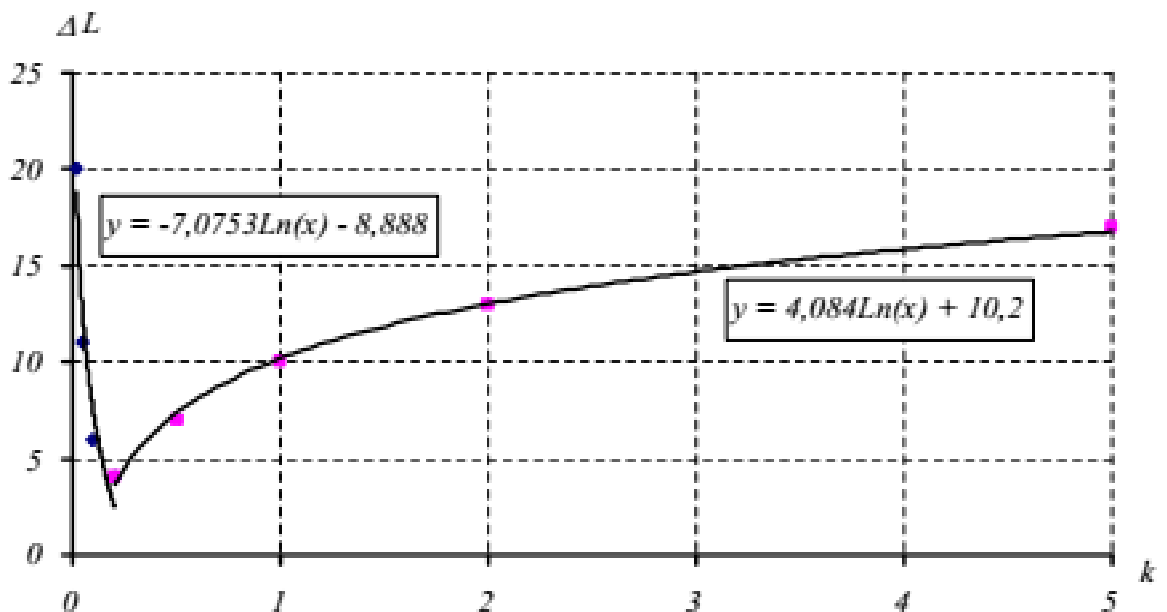


Рисунок 2.5 – График определения разности общего и октавного уровней звуковой мощности шума

Общий уровень звуковой мощности для скоростного потока сжатого газа, для проектного и фактического режимов работы ГРС равен:

$$L_{общ}^{np} = 80 \cdot \lg(30,7) + 20 \cdot \lg(8,05) + 10 \cdot \lg(0,204) - 44 = 86,18 \text{ дБ},$$

$$L_{\phi}^{np} = 80 \cdot \lg(68,3) + 20 \cdot \lg(3,6) + 10 \cdot \lg(0,204) - 44 = 106,98 \text{ дБ},$$

Параметр k при фактическом и проектном режимах работы рассчитывается для восьми октавных полос со среднегеометрическими частотами 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц равен:

$$k_{63}^{np} = \frac{63 \cdot 0,510}{30,7} = 1,05; \quad k_{63}^{\phi} = \frac{63 \cdot 0,510}{68,3} = 0,47;$$

$$k_{125}^{np} = \frac{125 \cdot 0,510}{30,7} = 2,08; \quad k_{125}^{\phi} = \frac{125 \cdot 0,510}{68,3} = 0,93;$$

$$k_{250}^{np} = \frac{250 \cdot 0,510}{30,7} = 4,15; \quad k_{250}^{\phi} = \frac{250 \cdot 0,510}{68,3} = 1,87;$$

$$k_{500}^{np} = \frac{500 \cdot 0,510}{30,7} = 8,31; \quad k_{500}^{\phi} = \frac{500 \cdot 0,510}{68,3} = 3,73;$$

$$k_{1000}^{np} = \frac{1000 \cdot 0,510}{30,7} = 16,61; \quad k_{1000}^{\phi} = \frac{1000 \cdot 0,510}{68,3} = 7,47;$$

$$k_{2000}^{np} = \frac{2000 \cdot 0,510}{30,7} = 33,22; \quad k_{2000}^{\phi} = \frac{2000 \cdot 0,510}{68,3} = 14,93;$$

$$k_{4000}^{np} = \frac{4000 \cdot 0,510}{30,7} = 66,45; \quad k_{4000}^{\phi} = \frac{4000 \cdot 0,510}{68,3} = 29,87;$$

$$k_{8000}^{np} = \frac{8000 \cdot 0,510}{30,7} = 132,90; \quad k_{8000}^{\phi} = \frac{8000 \cdot 0,510}{68,3} = 59,74;$$

Таблица 2.4 – Значения параметра k в восьми октавных полосах

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Проектный	1,05	2,08	4,15	8,31	16,61	33,22	66,45	132,90
Фактический	0,47	0,93	1,87	3,73	7,47	14,93	29,87	59,74

Результаты определения ΔL приведены в таблице 2.5:

Таблица 2.5 – Значения параметра ΔL в восьми октавных полосах

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Проектный	10,39	13,18	16,02	18,85	21,68	24,51	27,34	30,17
Фактический	7,12	9,92	12,75	15,58	18,41	21,24	24,07	26,90

Октавные уровни звуковой мощности шума высокоскоростного потока струи сжатого газа при проектных и фактических условиях работы ГРС равны:

$$L_{63}^{np} = 86,18 - 10,39 = 75,79; \quad L_{63}^{\phi} = 106,98 - 7,12 = 99,86;$$

$$L_{125}^{np} = 86,18 - 13,18 = 73,00; \quad L_{125}^{\phi} = 106,98 - 9,92 = 97,06;$$

$$L_{250}^{np} = 86,18 - 16,02 = 70,16; \quad L_{250}^{\phi} = 106,98 - 12,75 = 94,23;$$

$$L_{500}^{np} = 86,18 - 18,85 = 67,33; \quad L_{500}^{\phi} = 106,98 - 15,58 = 91,40;$$

$$L_{1000}^{np} = 86,18 - 21,68 = 64,50; \quad L_{1000}^{\phi} = 106,98 - 18,41 = 88,57;$$

$$L_{4000}^{np} = 86,18 - 27,34 = 58,84; \quad L_{2000}^{\phi} = 106,98 - 21,24 = 85,74;$$

$$L_{4000}^{np} = 86,18 - 27,34 = 58,84; \quad L_{4000}^{\phi} = 106,98 - 24,07 = 82,91;$$

$$L_{8000}^{np} = 86,18 - 30,17 = 56,01; \quad L_{8000}^{\phi} = 106,98 - 26,90 = 80,08;$$

Таблица 2.6 – Значения уровня звуковой мощности в восьми октавных полосах

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Проектный	75,79	73,00	70,16	67,33	64,50	61,67	58,84	56,01
Фактический	99,86	97,06	94,23	91,40	88,57	85,74	82,91	80,08

Фактический и проектный режим работы ГРС по снижению входящего давления до требуемой величины осуществляется при помощи двух регуляторов давления, для этого необходимо определить общую звуковую мощность 2 источников, которые располагаются в здании [28, 29,30,31,32, 33].

При данном расчете будут выполнены следующие моменты:

1. Обнаружение источников шума и их шумовых характеристик (уровень звуковой мощности в восьми октавных полосах частот);

2. Выбор расчетных точек (с расположением оборудования в средней части цеха, для компрессорных станций разнотипного оборудования на рабочем мете более шумного оборудования). Если работа выполняется стоя, то высота расчетной точки 1,5 м и 1,2 м если сидя. Расстояние от рабочего оборудования не менее 0,5 м;

3. Определение допустимых уровней звукового давления на местах расчетных точек $L_{доп}$, в соответствующих нормами для этого помещения;

4. Определение уровней звукового давления в расчетных точках L_p , до осуществления мероприятий по снижению шума, при учете понижения уровня звуковой мощности ΔL_p на направлении распространения шума;

Рассматривая помещение установлено 2 источника шума, ожидаемое октавные уровни звукового давления от всех источников в расчетной точке L_i дБ, равно [34];

$$L_i = L_{pi} + 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n \left(\frac{\chi_i + \Phi}{S_i} + \frac{4 \cdot n \cdot \psi}{B} \right) \quad (2.13)$$

L_{pi} - октавный уровень звуковой мощности, для одного источника, дБ; S_i - площадь поверхности излучения I – го источника, м²; n – количество источников шума; χ_i - эмпирический поправочный коэффициент, который учитывает влияние ближнего поля, в зависимости от расстояния r, от источника шума до расчетной точки к максимальному размеру источника шума L_{max} (рисунок 2.6); ψ - коэффициент учитывающий нарушение диффузности звукового поля в помещении, который зависит от постоянной помещения B к площади ограждающих поверхностей $S_{отр}$ (Рисунок 2.7); Φ - фактор направленности источника шума, $\Phi=2$.

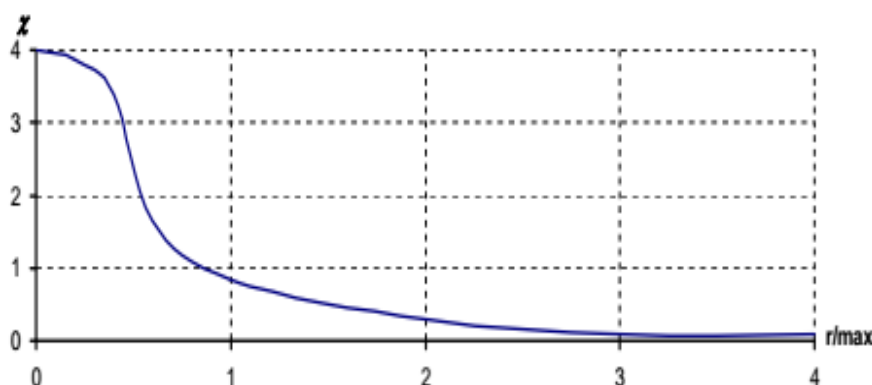


Рисунок 2.6 – График для определения коэффициента χ

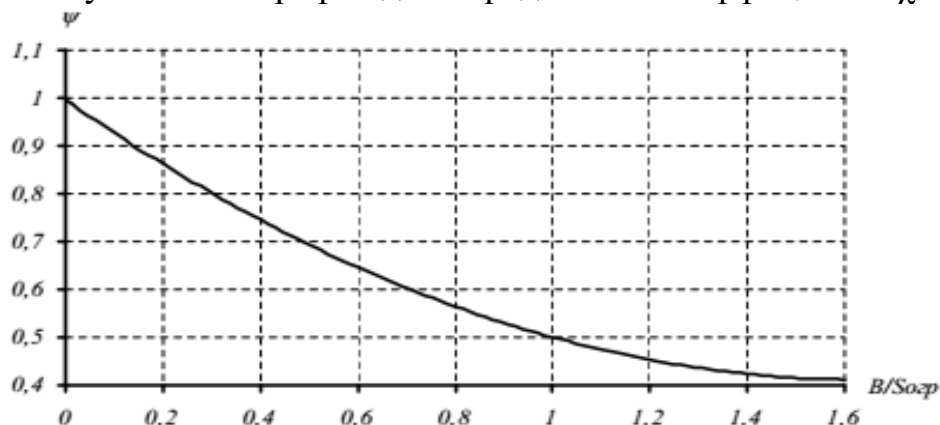


Рисунок 2.7 – График для определения коэффициента, который учитывает нарушение диффузности звукового поля в помещении

Постоянная для помещения V определяется из таблицы 2.7 в зависимости от объема помещения. Значения частотного множителя показаны в таблице 2.8, ($V=V_{1000\mu}$)/

Таблица 2.7 – Значения показателя V_{1000} в помещениях

Характеристики помещения	Постоянная помещения V_{1000} , м ²
Помещение с небольшим количеством людей	$V/20$
Помещения с жесткой мебелью и большим количеством людей или небольшим количеством людей и мягкой мебелью	$V/10$
Помещение с большим количеством людей и мягкой мебелью	$V/6$
Помещения со звукопоглощающей облицовкой потолка и части стены	$V/1,5$

Таблица 2.8 – Значения частотного множителя μ

Объем помещений до	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
200 м ³	0,8	0,75	0,7	0,8	1,0	1,4	1,8	2,5
	0,65	0,62	0,64	0,75	1,0	1,5	2,4	4,2
200-500	0,65	0,62	0,64	0,75	1,0	1,5	2,4	4,2
Более 500	0,5	0,5	0,55	0,7	1,0	1,6	3,0	6,0

Данные для расчёта:

- число источников шума – 2;
- объем помещения V – 195 м³;
- площадь ограждающих поверхностей $S_{огр}$ - 192 м²;

- расстояние от первого источника шума до контрольной точки – 1 м;
- расстояние от второго источника шума до второй точки – 2,2 м;
- площадь поверхности источника шума – 0,809 м²;
- коэффициенты $\chi_1 = 0,4$; $\chi_2 = 0,1$;

Значения постоянной помещения В, полученные при расчете показаны в таблице 2.9:

Таблица 2.9 – Постоянная помещения В для восьми октавных полос

Среднегеометрическая частота, Гц							
63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
0,043	0,040	0,038	0,043	0,054	0,075	0,097	0,134

Результат расчета коэффициента ψ показан в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Коэффициент ψ для восьми октавных полос

Среднегеометрическая частота, Гц							
63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
0,982	0,984	0,985	0,982	0,980	0,978	0,969	0,957

Октавные уровни звукового давления от источников в расчетных точках, равны:

$$L_n^{63} = 75,79 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) = 101,44 \text{ дБ};$$

$$L_\phi^{63} = 99,86 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) = 125,502 \text{ дБ};$$

$$L_n^{125} = 73,00 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,984}{0,040}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,984}{0,040}\right) = 98,926 \text{ дБ};$$

$$L_\phi^{125} = 97,06 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,984}{0,043}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,984}{0,043}\right) = 122,992 \text{ дБ};$$

$$L_n^{250} = 70,16 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,985}{0,038}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,985}{0,038}\right) = 96,399 \text{ дБ};$$

$$L_\phi^{250} = 94,23 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,985}{0,038}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,985}{0,038}\right) = 120,464 \text{ дБ};$$

$$L_n^{500} = 67,33 + 10 \cdot \lg\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) = 92,976 \text{ дБ};$$

$$L_{\phi}^{500} = 91,40 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,982}{0,043}\right)\right) = 92,976 \text{ дБ};$$

$$L_n^{1000} = 64,50 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,98}{0,054}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,98}{0,054}\right)\right) = 89,171 \text{ дБ};$$

$$L_{\phi}^{1000} = 88,57 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,98}{0,054}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,98}{0,054}\right)\right) = 113,237 \text{ дБ};$$

$$L_n^{2000} = 61,67 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,978}{0,075}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,978}{0,075}\right)\right) = 84,171 \text{ дБ};$$

$$L_{\phi}^{2000} = 85,74 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,978}{0,075}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,978}{0,075}\right)\right) = 108,944 \text{ дБ};$$

$$L_n^{4000} = 58,84 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,969}{0,097}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,969}{0,097}\right)\right) = 80,923 \text{ дБ};$$

$$L_{\phi}^{4000} = 82,91 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,969}{0,097}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,969}{0,097}\right)\right) = 104,989 \text{ дБ};$$

$$L_n^{8000} = 56,01 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,957}{0,134}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,957}{0,134}\right)\right) = 76,625 \text{ дБ};$$

$$L_{\phi}^{8000} = 80,08 + 10 \cdot \lg\left(\left(\frac{0,4 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,957}{0,134}\right) + \left(\frac{0,1 \cdot 2}{0,809} + \frac{4 \cdot 2 \cdot 0,957}{0,134}\right)\right) = 100,691 \text{ дБ};$$

Результаты расчета октавных уровней звукового давления для проектного и фактического режима работы ГРС показаны в таблице 2.11

Таблица 2.11 – Октавные уровни звукового давления

Ре- жимы ра- боты	Среднегеометрическая частота, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Про- ект- ный	101,436	98,926	96,399	92,976	89,171	84,878	80,923	76,625
Фак- тиче- ский	125,502	122,992	120,464	117,042	113,237	108,944	104,989	100,691
Тре- буе- мый	98	90	85	81	78	76	74	72

Результаты замера уровня шума в зале редуцирования и возле зала редуцирования составил значения 110,3 дБ и 116,0 дБ.

2.5.2. Технические решения для снижения уровня шума при редуцировании газа

Так как при редуцировании газа возникает повышенный уровень звукового излучения, его можно уменьшить при помощи звукоизолирующих кожухов и покрытий, коротыше монтируются на покрытия, излучающие звук [35, 36, 37].

В основном звукоизоляционное покрытие состоит из:

- обшивка звукоизолирующая;
- пористый слой, между поверхностью обшивки и излучающей поверхностью.

Чаще всего используют коробчатое исполнение акустического ограждения [37]. Плотность ограждения должна быть равна плотности примыкающих труб, пористый слой ограждения должен обладать аналогичными свойствами, по отношению к пористому слою на трубе. Соединения ограждения и трубы герметизируются для устранения акустических утечек.

2.5.3. Эффективность применения звукоизоляционных материалов

Конструктивные параметры акустической изоляции показаны в таблице 2.12.

Таблица 2.13 – Конструктивные параметры акустической изоляции

Класс изоляции	Параметры применяемых материалов	Значение параметров материалов
А	Минимальная толщина пористого покрытия	50 мм
	Максимальная жесткость пористого покрытия	$2,0 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3$
	Минимальная поверхностная плотность металлической обшивки	$4,5 \text{ кг/м}^2$ (лист стальной толщиной 0,6 мм)
В	Минимальная толщина пористого покрытия	100 мм
	Максимальная жесткость пористого покрытия	10^6 Н/м^3
	Минимальная поверхностная плотность металлической обшивки	$6,0 \text{ кг/м}^2$ (лист стальной толщиной 0,8 мм)
С	Минимальная толщина пористого покрытия	100 мм
	Максимальная жесткость пористого покрытия	10^6 Н/м^3
	Минимальная поверхностная плотность металлической обшивки	
	- для труб диаметром менее 300 мм	$7,8 \text{ кг/м}^2$ (лист стальной толщиной 1,0 мм)
	- для труб диаметром 300 мм и более	$10,0 \text{ кг/м}^2$ (лист стальной толщиной 1,3 мм)

Требуемые потери для классов звукоизоляции показаны в таблице 2.13:

					<i>Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС</i>	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.14 – Минимальные требуемые вносимые потери для классов звуко-
ИЗОЛЯЦИИ

Класс изоляции	Номинальный диаметр трубы, мм	125	250	500	1000	2000	4000	8000
A1	Менее 300	-4	-4	2	9	16	22	29
A2	$300 \leq D < 650$	-4	-4	2	9	16	22	29
A3	$650 \leq D < 1000$	-4	20	7	13	19	24	30
B1	Менее 300	-9	-3	3	11	19	27	35
B2	$300 \leq D < 650$	-9	-3	6	15	24	33	42
B3	$650 \leq D < 1000$	-7	2	11	20	29	36	42
C1	Менее 300	-5	-1	11	23	34	38	42
C2	$300 \leq D < 650$	-7	4	14	24	34	38	42
C3	$650 \leq D < 1000$	1	9	17	26	34	38	42

Таблица 2.14 – Эффективность использования звукоизолирующих материалов

Режим работы	Среднегеометрическая частота, Гц							Уровень звука, дБ
	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Фактический	122,992	120,464	117,042	113,237	108,944	104,989	100,691	106,98
Со звуко- изоляцией	118,992	116,464	1113,042	104,237	92,944	81,989	70,691	93,98
Требуемый уровень	90	85	81	78	76	74	72	83

Таблица 2.15 – Общий уровень звуковой мощности при выходном давлении 0,55 МПа ($P_{\text{вых}} = 0,55 \text{ МПа}$).

Расход, м ³ /час	Скорость потока, м/с	Общий уровень звуковой мощности, дБ
480000	65,28	106,980
440000	59,84	98,650
400000	51,68	89,150
360000	46,24	80,235
320000	40,80	71,320
280000	35,36	62,405
240000	29,92	53,490
200000	24,48	44,575
160000	19,04	35,660

2.5.4. Оценка эффективность применения звукоизоляционных материалов

По данным расчета, уровень шума при дросселировании на ГРС при фактическом режиме эксплуатации равен 99,86 дБ, что превышает предельный уровень на 16,86 дБ. При замерах на узле редуцирования (в помещении) ГРС,

					Моделирование параметров высокоскоростного потока газа во внутренней полости регулятора давления и в трубопроводной обвязке ГРС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

фактический уровень шума составил 106,98 дБ, что превышает предельно допустимый на 23, 98 дБ

Были предложены следующие варианты снижения шума:

- Снизить расход газа до 280000 м³/ч, что способствует снижению уровня звуковой мощности как в здании узла редуцирования газа, так и за его пределами;

- перекрытие излучающих поверхностей труб и регуляторов давления (на узле ГРС) звукоизолирующими материалами, но данный метод снизил уровень шума на 13 дБ, что недостаточно (превышение на 10,38 дБ) для требуемых значений (83 дБ).

3. Моделирование высокоскоростного потока газа в регуляторе давления и в сбросном предохранительном клапане

3.1. Блок редуцирования газа

Линия редуцирования газа на ГРС – это система трубопроводов переменного диаметра и не значительной протяженности. На линии расположены запорные устройства, регулирующие, которые размещаются на опорах и в свою очередь подключаются к входному (магистральному) и выходному (подземному) трубопроводам. На примере рассматриваемой ГРС, можно перечислить основные элементы:

- Трубы стальные бесшовные диаметром (1020 мм, 720 мм, 530 мм, с толщиной стенки от 10 мм до 1 мм);
- Переходы конические (250 мм*530 мм, 530 мм*720 мм, 720 мм*1020 мм);
- Регулятор давления (Рисунок 3.2);
- 2 крана шаровых Ду 720 (гидравлический привод);
- Отводы (720 мм – 3 шт., 1020 мм – 1 шт.);

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колосков Р.В.			<i>Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					45	31
Консульт.		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

- 5 опор.

Давление на входе в блок редуцирования №1 колеблется от 20 кгс/см² до 55 кгс/см². В состав блока по ходу газа входит:

- блок редуцирования работает на потребителя из общего входного коллектора DN1000 мм;

- управляемого крана с пневмогидроприводом DN 500 мм, монитора и регулятора давления FL/250DN250*250 с пилотом PS/80 (10-15bar) и ускорителем PRX/131, регулятора давления FL/250-SRIIDN250*DN250 с пилотом PS/79 (10-15bar) и ускорителем PRX/131, ручного крана DN700 мм;

Мониторы всех линий редуцирования настраиваются на давление $P=1,05P_{\text{вых}}=12,6 \text{ кг/см}^2$.

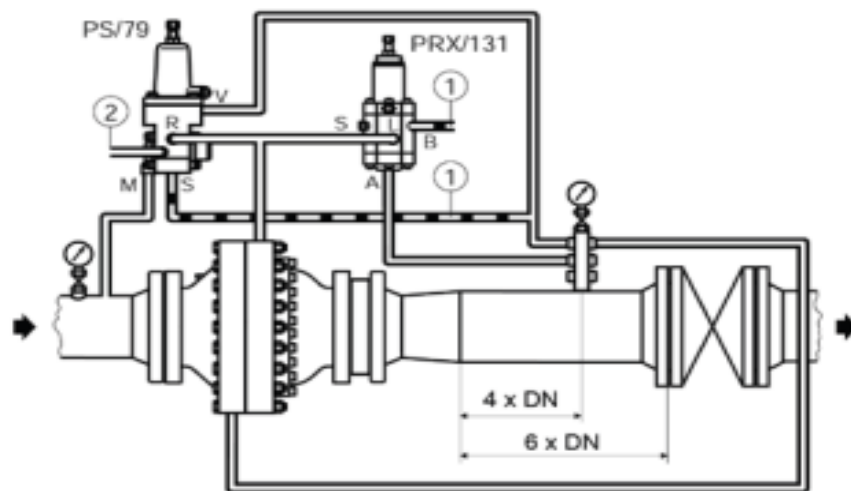
Участок высокого давления до регулятора давления выполнены из труб Ø 1020 мм и конических переходников на трубу Ø 720 мм, при помощи конического переходника происходит переход на трубу Ø 500 мм, на которой расположен управляемый кран (Ø500 мм) с гидropневмоприводом. Переход на регулятор давления (Ø250 мм) осуществляется также при помощи конусного переходника.

Участок низкого давления выполнен из труб Ø500 переход на который осуществляется при помощи перехода, аналогичный переход происходит на трубы диаметром 720 мм и 1020 мм.

На участке трубопровода диаметром 1020 мм имеется 3 отвода:

- 1 – отвод на первую нитку, (Ø1020 мм);
- 2 – отвод на блок предохранительных клапанов, (Ø300 мм);
- 3 – на байпас, (Ø1020 мм).

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1 – выходной газопровод или в атмосферу в безопасную зону; 2 – подача горячей воды для обогрева; А – выходное давление регулятора; Н – вода вход/выход; М – входное давление; R – к регулятору давления; S – выход в безопасную зону; V – выходное давление регулятора.

Рисунок 3.1 – Схематическое изображение установки и импульсной обвязки регулятор давления FL DN250 мм с пилотом PS/79 и пилотом-ускорителем PRX/131

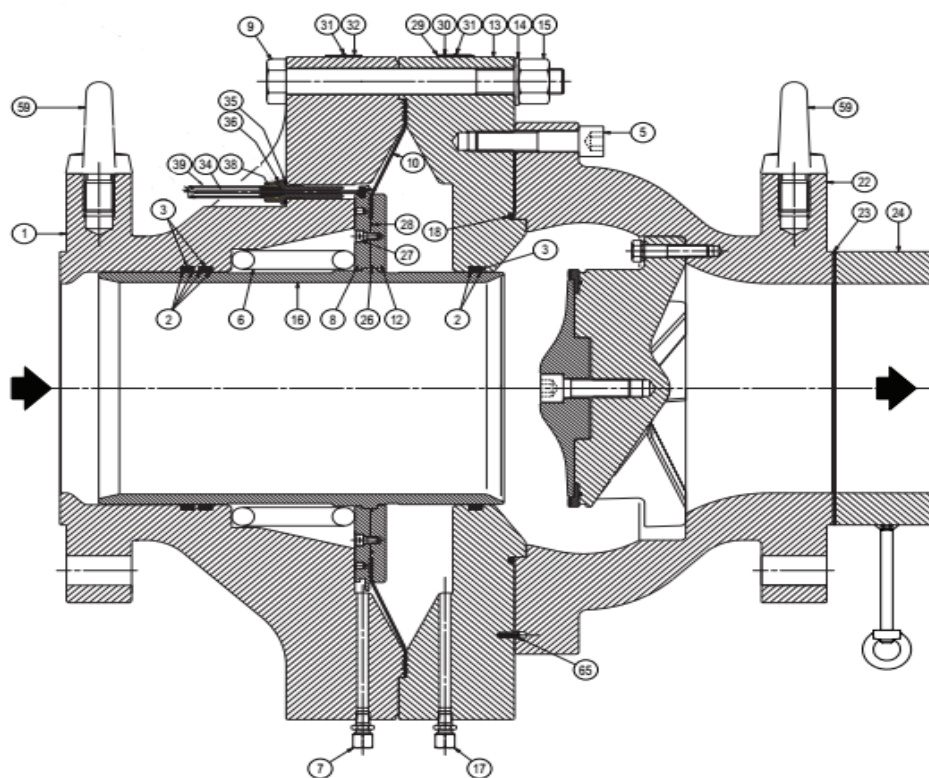


Рисунок 3.2 – Регулятор давления Tartarini FL DN250 мм

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Комплекующие регулятора давления FL DN250:

- | | |
|----------------------------|------------------------------------|
| 1. Входной фланец; | 18. Уплотнительное кольцо; |
| 2. Антифрикционное кольцо; | 22. Выходной фланец; |
| 3. Уплотнительное кольцо; | 23. Прокладка; |
| 5. Винт; | 24. Монтажная вставка; |
| 6. Пружина; | 26, 28, 35. Уплотнительное кольцо; |
| 7. Фитинг; | 27. Винт; |
| 8. Впускная пластина; | 29. Опора таблички; |
| 9. Винт; | 30, 32. Табличка; |
| 10. Мембрана; | 31. Заклепка; |
| 12. Выходная пластина; | 34. Указатель; |
| 13. Выходная крышка; | 36. Опора; |
| 14. Шайба; | 38. Втулка; |
| 15. Гайка; | 59. Ремболт; |
| 16. Гильза; | 65. Эластичный штифт. |
| 17. Фитинг; | |

Таблица 3.1 Характеристика регулятора давления Tartarini FL DN250

Применение	Применяются в установках редуцирования, распределения и перекачивающих станциях на природном газе необходимой степени очистки
Допустимое давление, (кгс/см ²)	до 100
Диапазон входного давления, (кгс/см ²)	от 1 до 100
Диапазон настройки, (кгс/см ²)	от 0,5 до 80
Минимальный рабочий перепад давления, (кгс/см ²)	0,5
Класс точности	±1%
Максимальное превышение выходного давления при нулевом расходе	±5%
Диапазон расходов газа, в котором возможно превышение давления до максимального	±5%
Рабочая (транспортируемой среды), °С	от -10 до +60
Окружающая среда, °С	от -20 до 860
Фланцы и корпус	Углеродистая сталь
Мембрана	Армированная резина NBR+поливинилхлорид/нитрил
Уплотнения	Нитриловая резина NBR

Мембрана в сборе (соединённая с затвором) разделяет регулятор на 2 камеры.

Одна из камер подключена к регулируемому давлению (на выходе из регулятора), а вторая к управляющему давлению, задавленному пилотом в зависимости от выходного давления. При недостаточном давлении пружина регулятора воздействует на мембрану и закрывает затвор.

Затвор открывается, когда сила действия управляющего давления на мембрану превышает силу действия выходного регулируемого давления, добавляемого к нагрузке пружины регулятора. Затвор остается не подвижным, когда эти силы уравновешены, при таких условиях значение выходного давления соответствует точке настройки системы.

Любые изменения расхода вызывают изменения выходного регулируемого давления, и регулятор, управляемый пилотом, открывается или закрывается для обеспечения необходимого расхода при поддержании выходного давления постоянным.

Блок сбросных клапанов

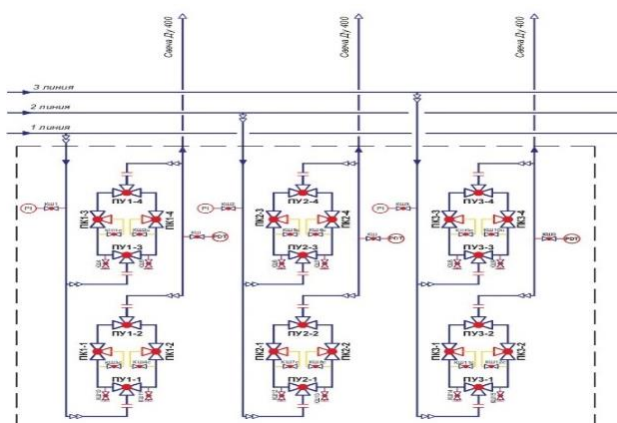


Рисунок 3.3 – Схема блока сбросных предохранительных клапанов

Принцип работы предохранительного клапана СППК4Р-200:

Таблица 3.2 – Характеристика предохранительного клапана СППК4Р-200

Тип	СППК4Р
Ду (DN) номинальный размер (условный проход) - вход	200 мм
Ру (PN) номинальное (условное) давление - вход	16 кгс/см ²
Ду (DN) номинальный размер (условный проход) - выход:	300 мм
Ру (PN) номинальное (условное) давление - выход:	6 кгс/см ²
Обозначение типа (таблица фигур):	17нж17нж
Климатическое исполнение:	УХЛ1
Материал корпуса:	сталь 12Х18Н9ТЛ

Клапан предохранительный предназначен для защиты оборудования от недопустимого превышения давления сверх установленного. Применяется на резервуарах, котлах, емкостях, сосудах и трубопроводах для автоматического сброса рабочей среды в атмосферу или отводящий трубопровод. После снижения давления до нужного предела предохранительный клапан прекращает сброс среды. Расчет пропускной способности производится по **ГОСТ 12.2.085-2002** [38].

Для проверки исправности действия в рабочем состоянии клапан имеет устройство для ручного открывания и продувки.

Давления начала открытия Рн.о. установочное давление (Руст) — это заранее установленное давление на входе клапана, при котором начинается подъем золотника клапана и открытие клапана. Регулировку клапана на давление начала открытия изготовитель производит без противодействия на выходе клапана (сброс испытательной среды происходит в атмосферу).

Давление закрытия клапана - Рз не менее 0,8 Рн. Рн - давление настройки, наибольшее, избыточное давление на входе в клапан, при котором обеспечивается заданная герметичность в затворе. Давление полного открытия клапана равно: (Рн+0,5) кгс/см² - при давлении настройки от 0,5 до 3 кгс/см²; 1,15 Рн кгс/см² при давлении настройки свыше 3 кгс/см² до 16 кгс/см².

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

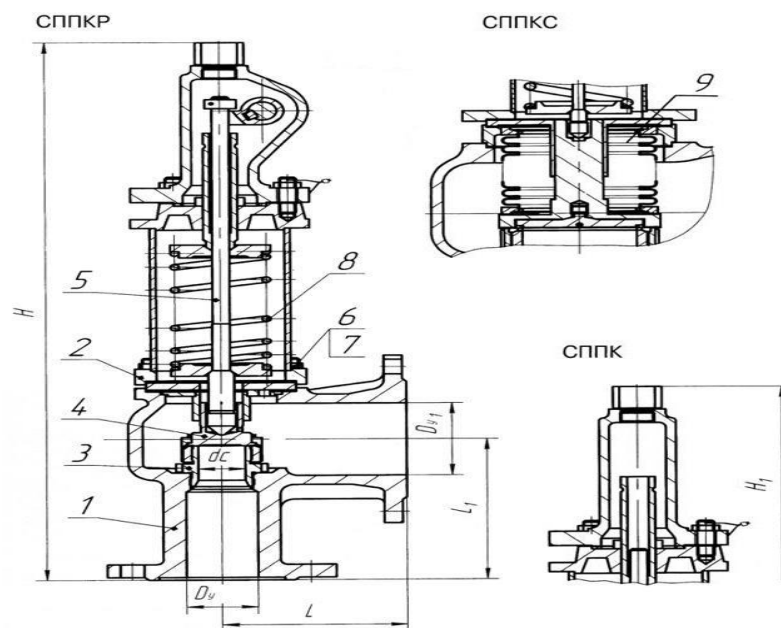


Рисунок 3.3 – Предохранительный клапан СППК4Р-200

Таблица 3.3 – Основные детали предохранительного клапана СППК4Р-200

№ позиции по чертежу	Наименование детали	17нж17нж УХЛ1 Ду 200 Ру 16
1	Корпус	Сталь 12Х18Н9ТЛ
2	Крышка	Сталь 12Х18Н9Т
3	Седло	Сталь 12Х18Н9Т
4	Золотник	Сталь 12Х18Н9Т
5	Шток	Сталь 12Х18Н9Т
6	Гайка	Сталь 12Х18Н9Т
7	Шпилька	Сталь 12Х18Н9Т
8	Пружина	50ХФА

Входной патрубок клапана (см. рисунок 3.3) соединен с контролируемым участком газопровода после регулятора давления. В корпусе клапана установлен золотник 4, прижимаемый к седлу пружиной 8, усилие которой регулируется перемещением опорной шайбой с помощью вращения в резьбе винта. При возрастании давления во входном патрубке, выше заданного золотник, немного приподнимается, давление газа начинает действовать на всю торцевую поверхность золотника, которая значительно больше центральной части, в результате чего возрастает статическое давление, отжимающее золотник вверх. Кроме этого, скошенная внутрь поверхность кромки золотника отклоняет вниз поток газа, вытекающего из седла. При таком отклонении потока создается реактивная сила, которая суммируется с уже увеличенным статическим давлением на золотник.

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Равновесие между усилием пружины и давлением газа на золотник нарушается, и золотник рывком поднимается в крайнее верхнее положение. При уменьшении давления в газопроводе давление газа на золотник не может преодолеть усилие сжатой пружины и золотник быстро садится на седло, герметично перекрывая поток газа. Клапан снабжен рычагом для принудительного открытия.

Таблица 3.4 – Основные параметры предохранительного клапана СППК4Р-200

Рабочие среды	Температура рабочей среды, °С	Условия эксплуатации (ГОСТ 15150-69 климатическое исполнение)	Минимальная температура окружающего воздуха
Вода, воздух пар, природный газ влажный, нефтепродукты, содержащие сероводород до 0,1%, жидкие и газообразные углеводороды, нефтехимические среды скорость коррозии, в которых стали 12Х18Н9ТЛ не более 0,1 мм/год.	от -60°С до +600°С	УХЛ1	-60°С

Таблица 3.5 – Технические характеристики

Наименование параметра	КПЭ 16-200
Условный проход, мм	200
Условное давление, МПа	10,0
Диапазон контролируемого давления, МПа	от 0,25 до 1,6
Коэффициент пропускной способности, Kv, м3/ч	440
Погрешность автоматического поддержания давления «до себя», %	±2,5
Диапазон допустимого изменения температуры окружающего воздуха, °С	от -60 до +40
Тип присоединения к трубопроводу	фланцевое с ответными фланцами под приварку
Длина с ответными фланцами, мм	486
Габаритные размеры, мм	
Длина	500
Ширина	540
Высота	520
Масса, кг, не более	200

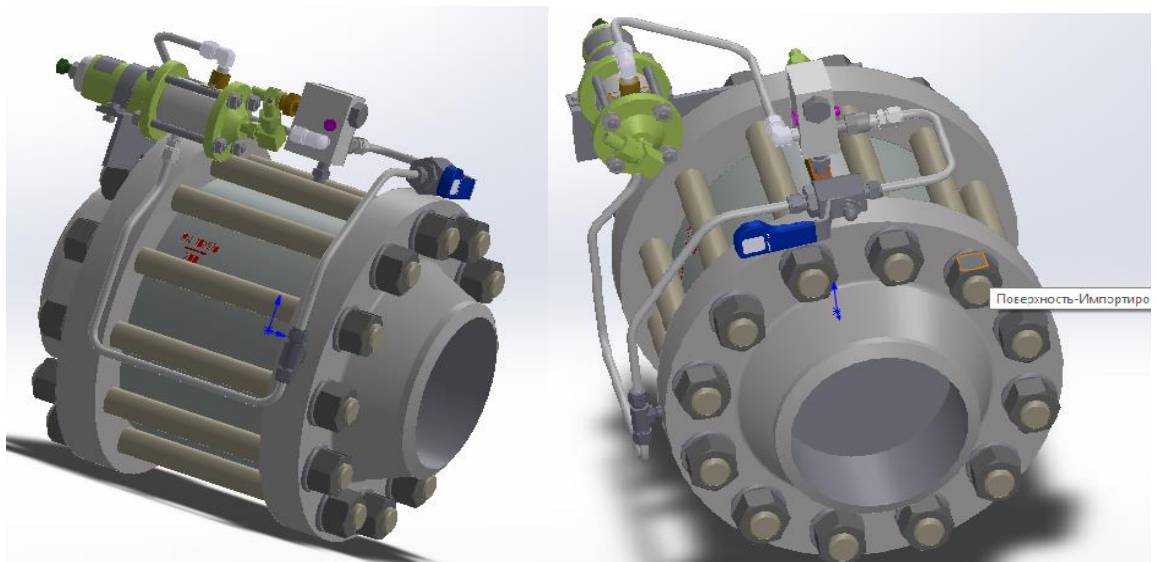
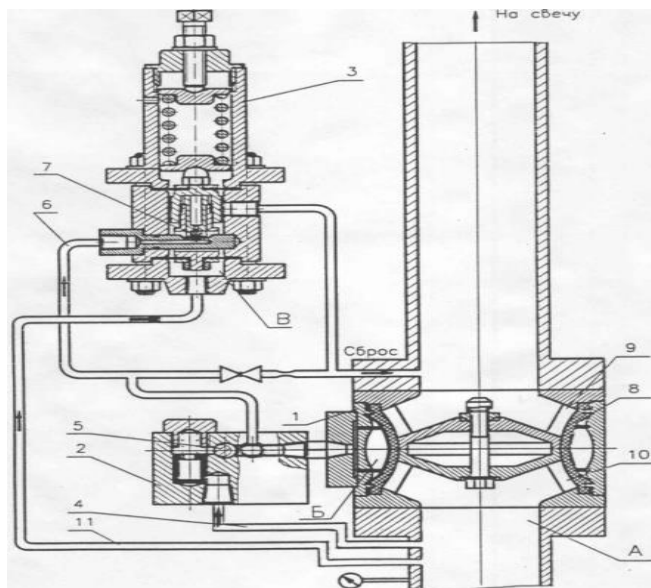


Рисунок 3.4 – Клапан предохранительный с эластичным затвором КПЭ16-200



А – входная полость; 1 – исполнительное устройство; 2- распределитель; 4- линия в распределитель 2; 11 – линия в полость В пилота 3; 5 – регулируемый дроссель; Б – управляющая полость; 6 – линия к клапану 7 пилота 3; 8 – резиновая манжета; 9,10 – колосники.

Рисунок 3.5 – Принципиальная схема клапана предохранительного КПЭ16-200

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принцип работы предохранительного клапана КПЭ16-200:

Клапан устанавливается на отвод газопровода. Газ поступает во входную полость «А» исполнительного устройства 1, по линии 4 к распределителю 2, а по линии 11 в полость «В» пилота 3.

Далее газ проходит через регулируемый дроссель 5 в управляющую полость «Б» исполнительного устройства и одновременно по линии 6 к клапану 7 пилота 3.

Пилот настроен на большее давление, чем контролируемое, поэтому клапан 7 закрыт и в линии 6 и полости «Б» давление равно давлению полости «А».

Резиновая манжета 8 плотно прижата к колосникам 9 и 10 и обеспечивает герметичность затвора.

Сброс избыточного давления и поддержания контролируемого давления на заданном значении осуществляется следующим образом.

При повышении давления выше заданного на пилоте, давление в полости «В» перемещает мембранно-клапанный механизм, открывая клапан 7 пилота. Происходит сброс давления в линии 6 и полости «Б», что позволяет эластичному затвору под действием внутреннего давления отойти от колосников и в образовавшуюся кольцевую щель сбросить избыток газа [39].

3.2. Особенность течения скоростного потока сжатого газа в канале с переменным сечением

Применение диффузоров при транспортировке сжатого газа заключалось в плавном переходе от меньшего диаметра к большему с минимальными потерями полного давления. Геометрические характеристики диффузоров:

- угол расширения α ;
- степень расширения $n_{n1}=F_1/F_0$;
- относительная длина l_∂/D_0 .

$$\frac{l_\partial}{D} = \frac{n_{n1} - 1}{2 \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}, \quad (3.1)$$

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $l\delta$ – относительная длина расширяющегося участка, м; D_0 – диаметр поперечного сечения канала при входе в диффузор, м; $n_{\text{пл}}$ – степень расширения диффузора; α – угол расширения диффузора.

При условии, что характер течения не меняется и относительная длина диффузора постоянна, то такое движение потока приводит к следующим режимам:

- течение носит безотрывный характер (устойчивый режим)
- характер течения с большим неустановившимся срывом потока (сильно пульсирующий поток, местные отрывы потока);
- установившийся срыв (происходит полный отрыв потока);
- струйный режим течения (поток оторван от стенок);

Режим, когда происходит отрыв потока в диффузоре зависит от следующих составляющих [40]:

- старение диффузора (геометрия);
- режим течения (число Рейнольдса и Маха)⁴
- степень турбулентности.

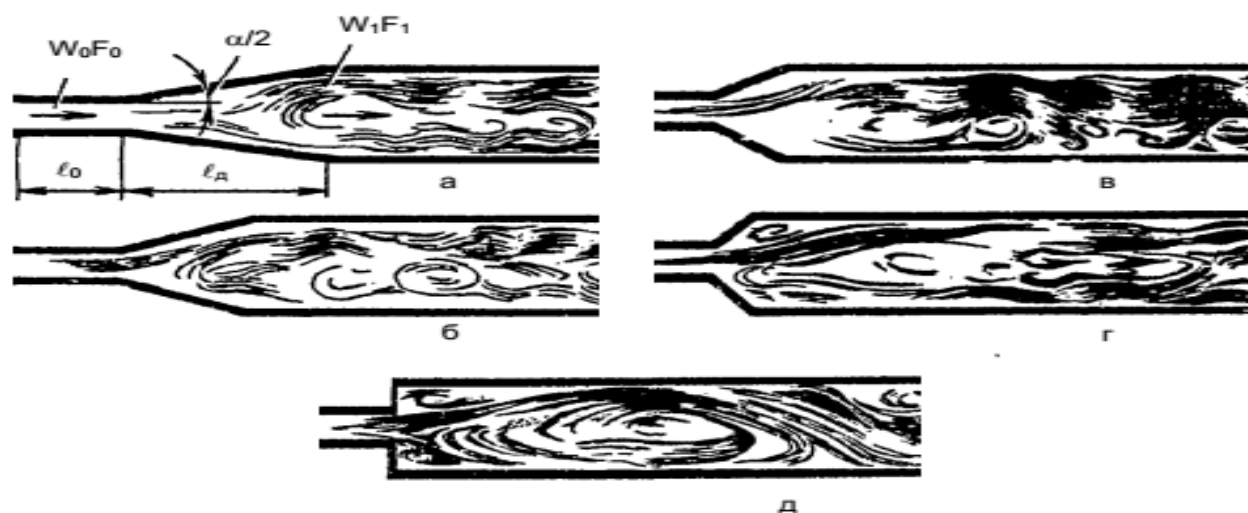


Рисунок 3.6 – Характер движения потока в различных диффузорах $n_{\text{пл}}=3,3$: а) $\alpha=24^\circ$; б) $\alpha=38^\circ$; в) $\alpha=60^\circ$; г) $\alpha=90^\circ$; д) $\alpha=180^\circ$

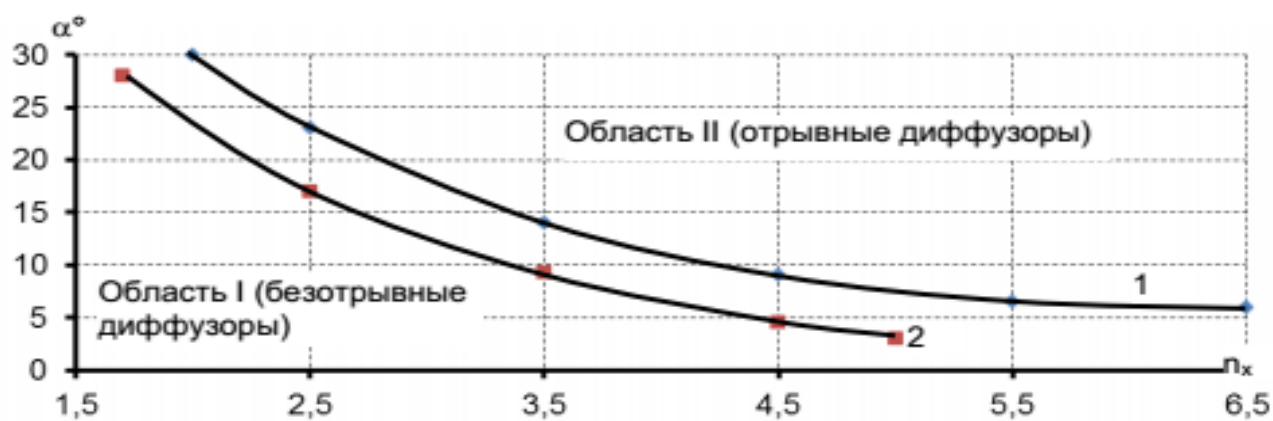


Рисунок 3.7 – области отрыва в диффузорах

Косвенно можно определить параметры потока в диффузорах при помощи рисунка 3.4. вся область поделена на 2 части: течение с отрывом и без него.

Несимметричный характер распределения скоростей движения потока газа через диффузор характеризует отрыв не по всему периметру диффузора, а только в той части, где пристеночная скорость меньше, чем в других областях.

При симметричном распределении скоростей отрыв потока переменен и возникает то на одной стенке, то на другой. Это приводит к колебанию потока в целом.

При увеличении угла расширения происходит отрыв потока от пристеночного слоя более выражено, до полного отрыва, а толщина пристеночного слоя влияет своим увеличением на более ранее нестабильное пристеночное течение.

3.3. Течение высокоскоростных потоков сжатого газа через регулирующие устройства

Течение движения потока сжатого газа через различные регулирующие устройства могут характеризоваться:

- геометрией внутренней полости, где происходит движение газа;
- качеством внутренней обработки полости.

В свою очередь конструкции могут подразделяться на: симметричные и ассиметричные.

Большинство регуляторов выполняется со сложной геометрией внутренней полости, данная конструкция характеризуется:

- резкими изменениями потока газа;
- изменением площади снесения по всей длине;
- изменением геометрической формы канала.

В целом характер движения потока газа в регуляторах давления имеет не простую структуру потока, а именно:

- местное увеличение скорости;
- отрывы;
- вихреобразование.

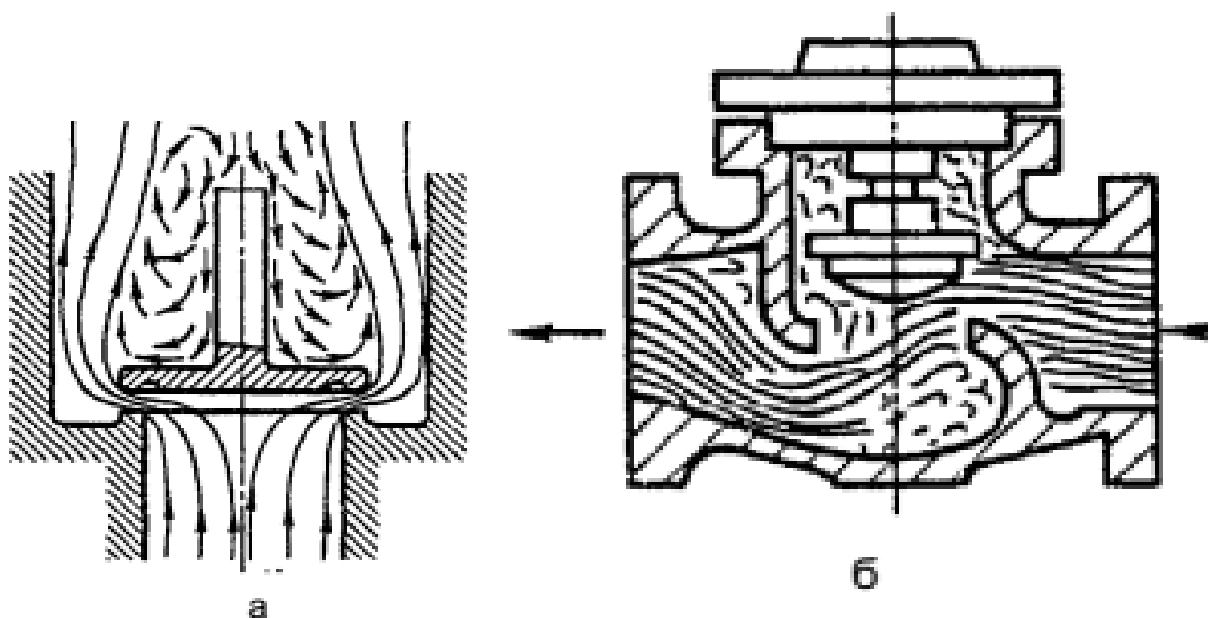


Рисунок 3.8 – Структура потока газа при прохождении регулятора давления (а - симметричный, б - ассиметричный)

При больших расходах и больших перепадах давления предпочтительней использовать симметричные регуляторы, так как ассиметричные регуляторы, в следствии нарушения симметрии потока, вызывают большие пульсации давления и существенную вибрацию трубопровода.

3.4. Моделирование движения газа

3.4.1. Моделирование процесса редуцирования газа регулятором давления

При редуцировании давления газа, на клапане уже при малых перепадах давления поток достигает значительных скоростей, в результате за узлом дросселирования образуется область турбулентного движения (рисунок 1) [23]. Эта область характеризуется большими пульсациями давления (колебаниями давления) и плотностью среды (рисунок 2). Моделирование потока газа в регуляторе давления проводилось в программном комплексе Solid Works 2016 (Flow Simulation), при следующих начальных параметрах:

- Объемные расход газа – $Q=97,22 \text{ м}^3/\text{с}$;
- Входное давление – $P_{\text{вх}}=5,5 \text{ МПа}$;
- Выходное давление – $P_{\text{вых}}=1,2 \text{ МПа}$.
- Температура газа – $t=8 \text{ }^\circ\text{C}$.

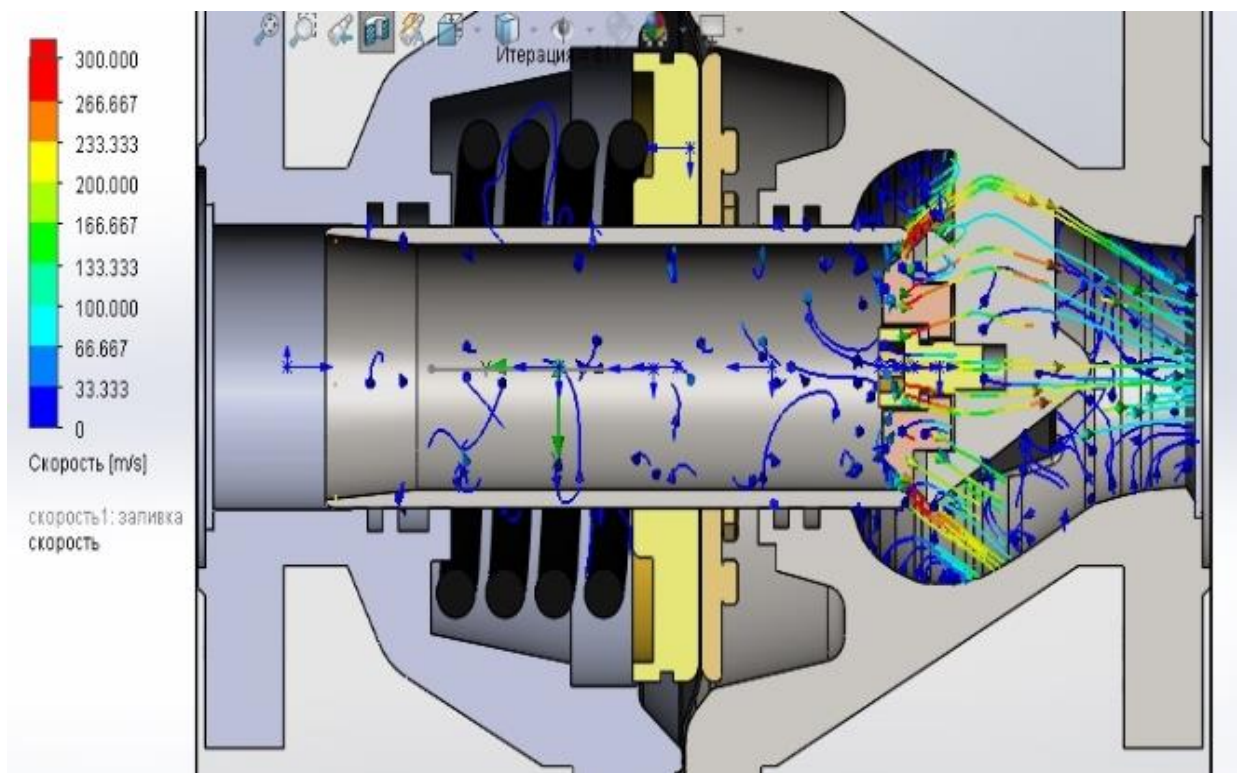


Рисунок 3.9 – Распределение скоростей в регулирующем клапане Tartarini FL-250

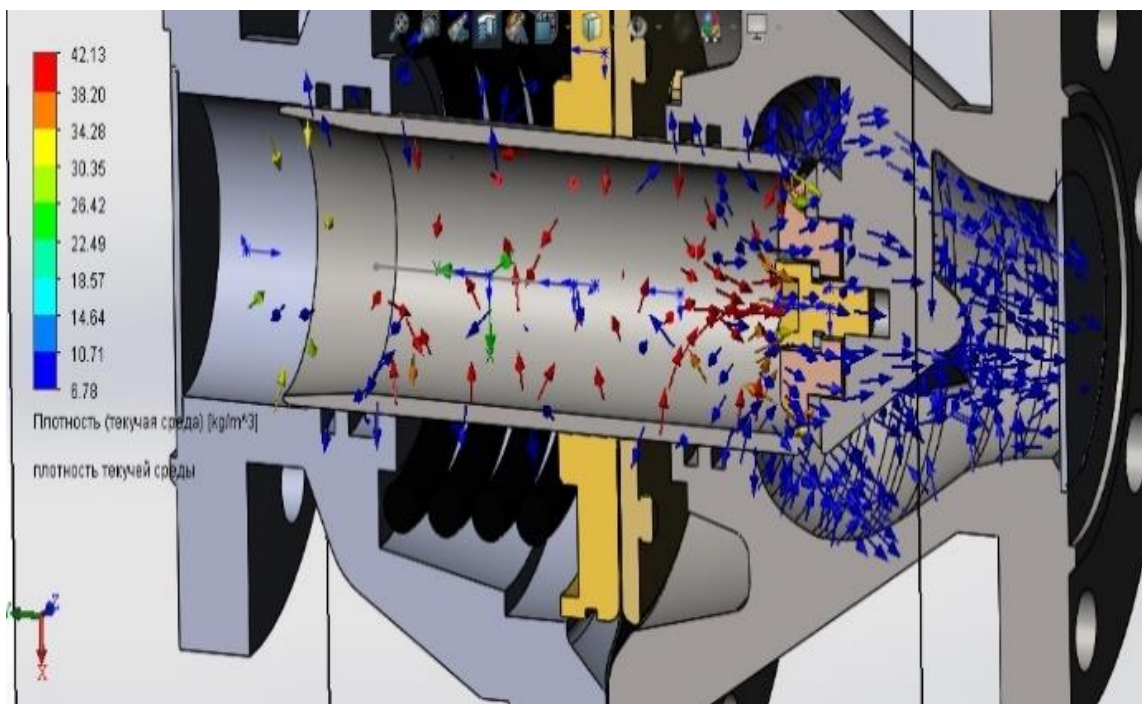


Рисунок 3.10 – Плотность потока газа в регулирующем клапане Tartarini FL-250

С возрастанием перепада давления скорость потока начинает превышать скорость звука, а в зоне смешивания возникают ударные волны и скачки уплотнений (зона разрыва потока), которые вызывают повышенный уровень вибрации поверхности трубопроводов и других элементов арматуры, создают колебания, и могут оказывать влияние на работоспособность регулирующих органов.

Акустически вызванная вибрация может описываться следующими физическими явлениями:

- клапан редуцирования, за счет своих колебаний может вызвать высокочастотные колебания давлений после клапана;
- следствием этих колебаний есть возбуждения акустической моды высшего порядка в трубопроводе с различными диаметрами и колебания давления;
- Влияние на формы трубы оказывают акустические пульсации, тем самым колебания усиливаются.

Исходя из этого, становится понятно, что уровень колебаний

регулирующих клапанов и подсоединённых к ним трубопроводов определяется высокой скоростью потока, протекающей через дроссельное сечение клапана (зона дросселированные) и турбулентность потока в зоне смешивания.

Численное моделирование и анализ выходного тракта был выполнен в программном комплексе Solid Works 2016 (Simulation) [10, 11]. Результатом моделирования были выявлено 5 собственных форм колебания (Рисунок 3.11 (а, б)).

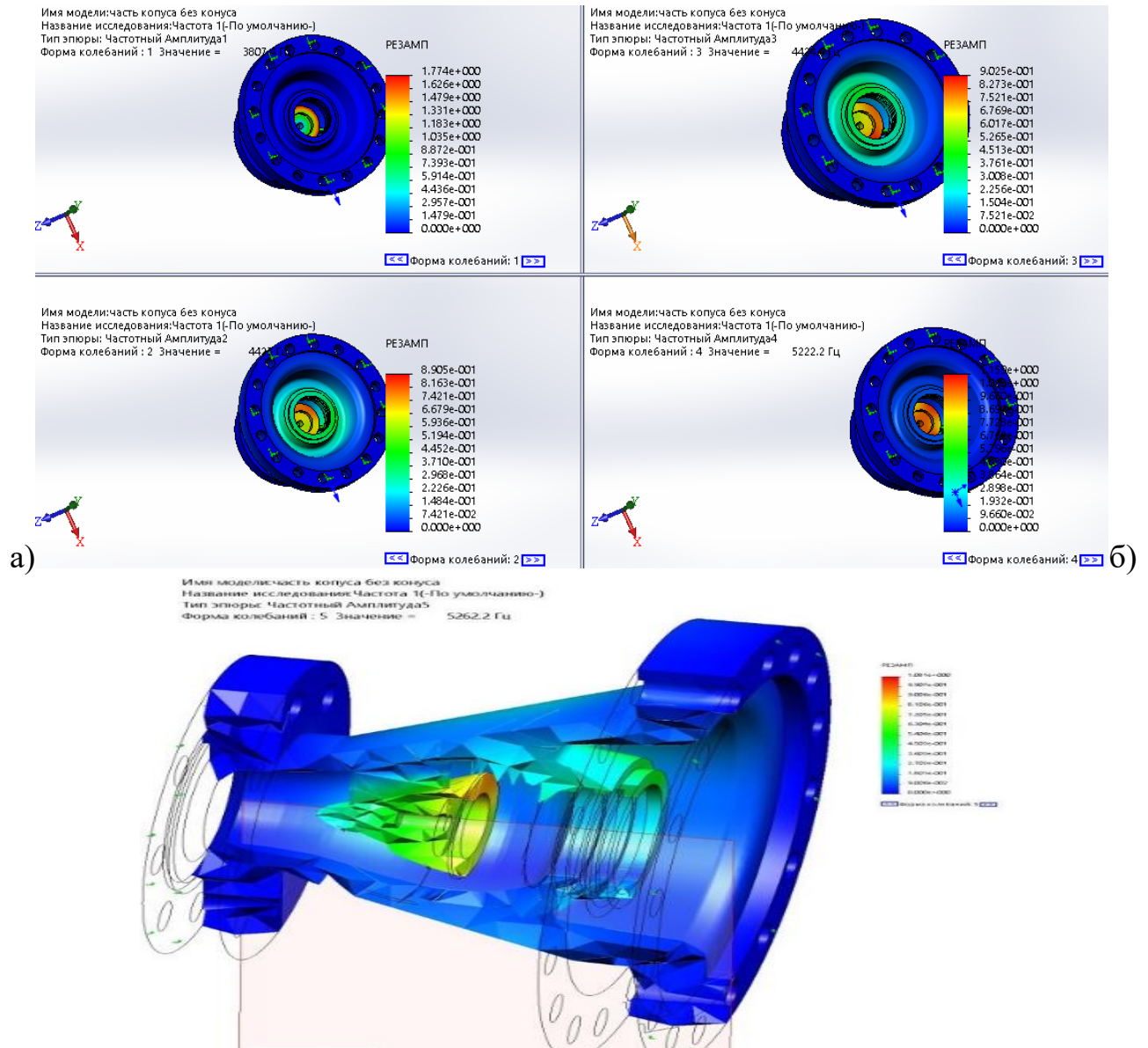


Рисунок 3.11 -Собственные колебания выходного тракта регулятора давления Tartarini FL-250



Рисунок 3.12 – График собственных колебания выходного тракта регулятора давления Tartarini FL 250

Таблица 3.6 – Значения перемещений по осям при собственных колебания выходного тракта регулятора давления Tartarini FL 250

01:39, вторник, Декабрь 17, 2017

Название исследования: Частота собственных колебаний

Режим No.	Частота (Герц)	Направление X	Направление Y	Направление Z
1	3807.4	1.757e-007	1.3378e-006	2.1746e-005
2	4423	0.016376	1.0101e-007	0.33669
3	4424.4	0.3371	2.0498e-008	0.016598
4	5222.2	0.00027073	0.13049	4.0974e-005
5	5262.2	0.0013374	0.00015546	0.055889
		Сумма X = 0.35508	Сумма Y = 0.13065	Сумма Z = 0.40924

На рисунке 4 показан график 5 мод собственных колебаний выходного тракта, таблица 1 показывает перемещения по осям X, Y, Z совершаемые при собственных колебаниях

Итогом данного анализа стало то, что выходной конус, который поддерживается на 3 пилонх является самой податливой частью выходного фланца. Пилоны конуса и сам конус учувствуют во всех колебаниях собственных форм, тем самым подвергается мощному газодинамическому воздействию выходной струи

газа. Отсюда можно полагать, что воздействие собственных колебаний может привести к таким последствиям, как разрушение элементов трубопровода. Например, выход из строя манометров, предохранительных клапанов и т.д.

3.4.2. Моделирование процесса срабатывания предохранительного клапана СППК4Р 200

Расчетные параметры, которые были заданы как начальные равны:

- Расход, $Q=23,6\text{м}^3/\text{сек}$;
- Давление $p= 12 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

При срабатывании клапана (СППК) происходит его полное открытие, дальнейшее движение газа происходит через проходной зазор между золотником (ответная втулка верхняя) и седлом (ответная втулка нижняя). Проходя через зазор, характеристики потока меняются. Так на Рисунке 3.13 и 3.14 показано распределение скоростей потока внутри клапана.

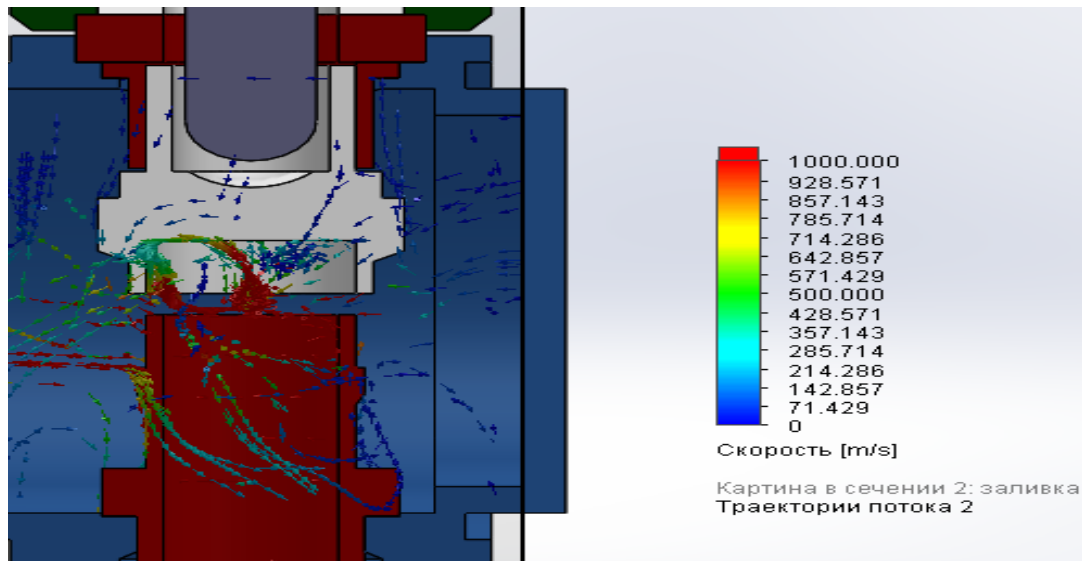


Рисунок 3.13 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), скорость потока газа - траектория.

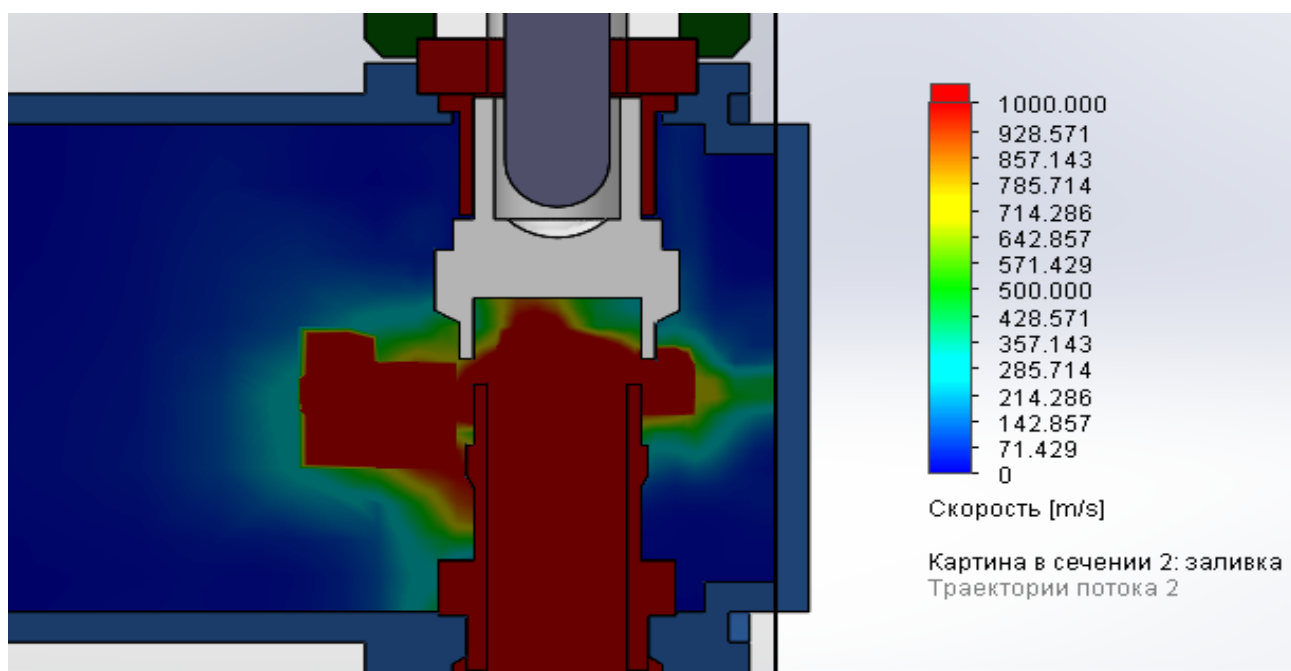


Рисунок 3.14 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), скорость потока газа – в сечении.

Полученные данные показывают, что происходит резкое изменение скоростей потока газа при прохождении через зазор. Характер течения изменяется на выходе и достигает максимальных значений скоростей. Однако изменение значения скорости происходит не только на выходе, но и по всей площади золотника и равняется значениям в диапазоне от 714 до 1000 м/с.

Следствие изменения скорости потока происходит изменение таких параметров потока как:

- Давление на выходе;
- Акустическая мощность;
- Завихренность течения;
- Плотность течения.

Изменение скорости потока отражается на турбулентности (завихренности). На Рисунке 3.15 видно, как происходит завихренность потока на выходе из клапана и до выхода потока через зазор.

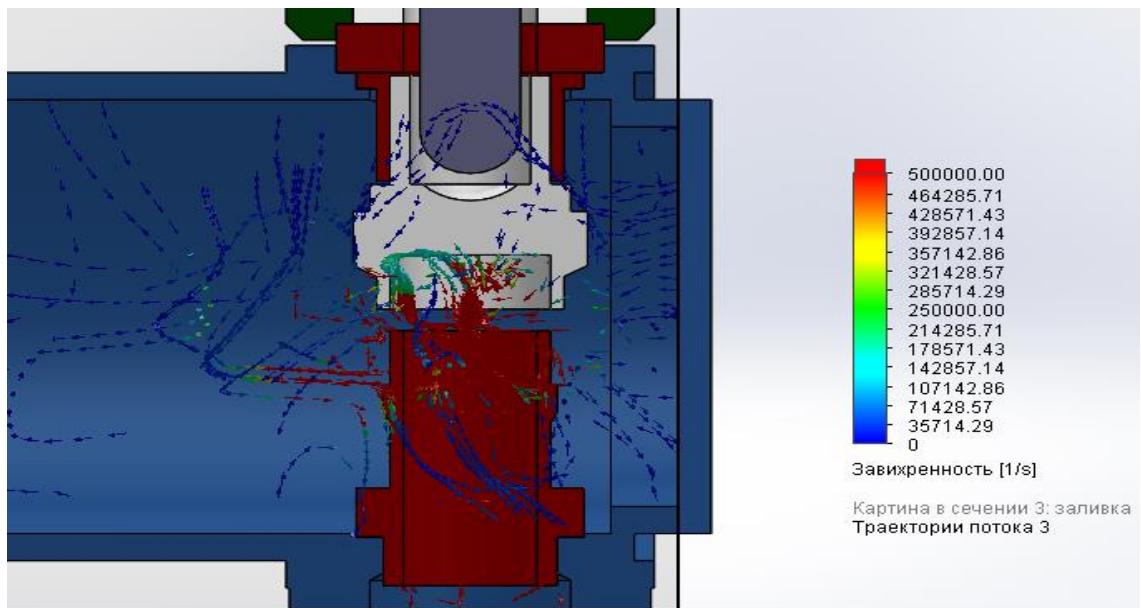


Рисунок 3.15 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), завихренность потока газа – траектория.

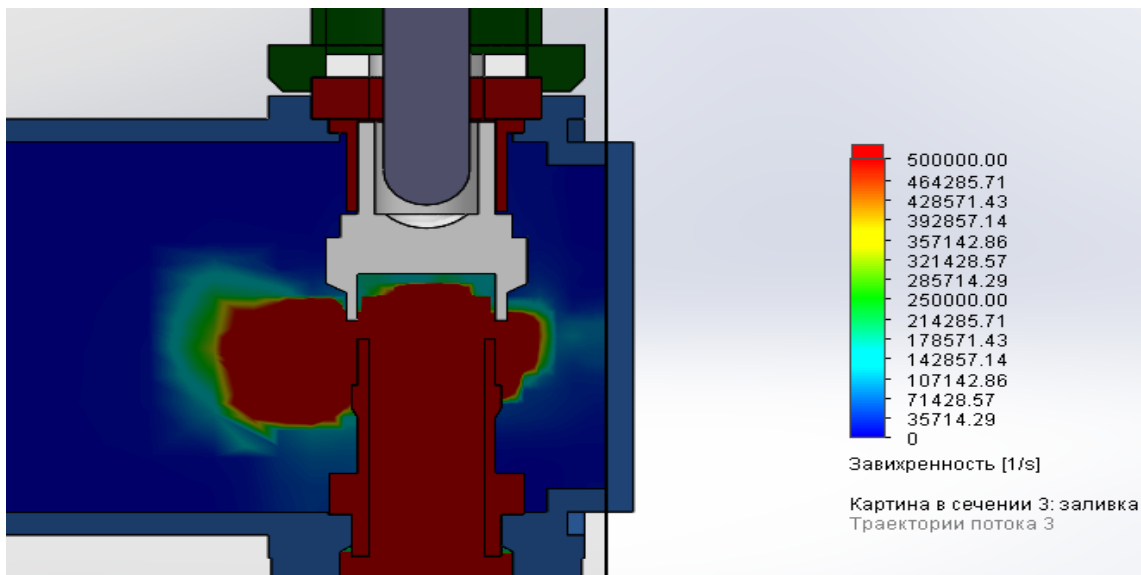


Рисунок 3.16 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), завихренность потока газа – в сечении.

Полученные результаты отражают завихренность потока газа. На основе данного исследования можно сделать вывод, что на верхнюю втулку действуют пульсации давления, которые порождает скорость и завихренность.

Факт наличия пульсаций давления показывает следующий Рисунок 3.17 и 3.18 полученный при исследовании.

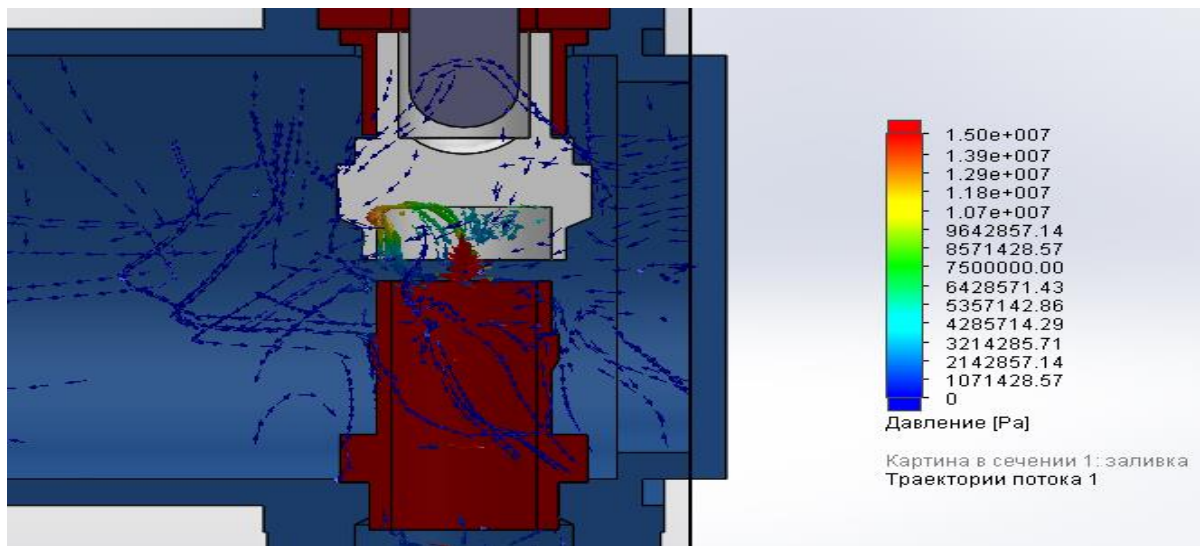


Рисунок 3.17 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), давление во внутренней полости – траектория.

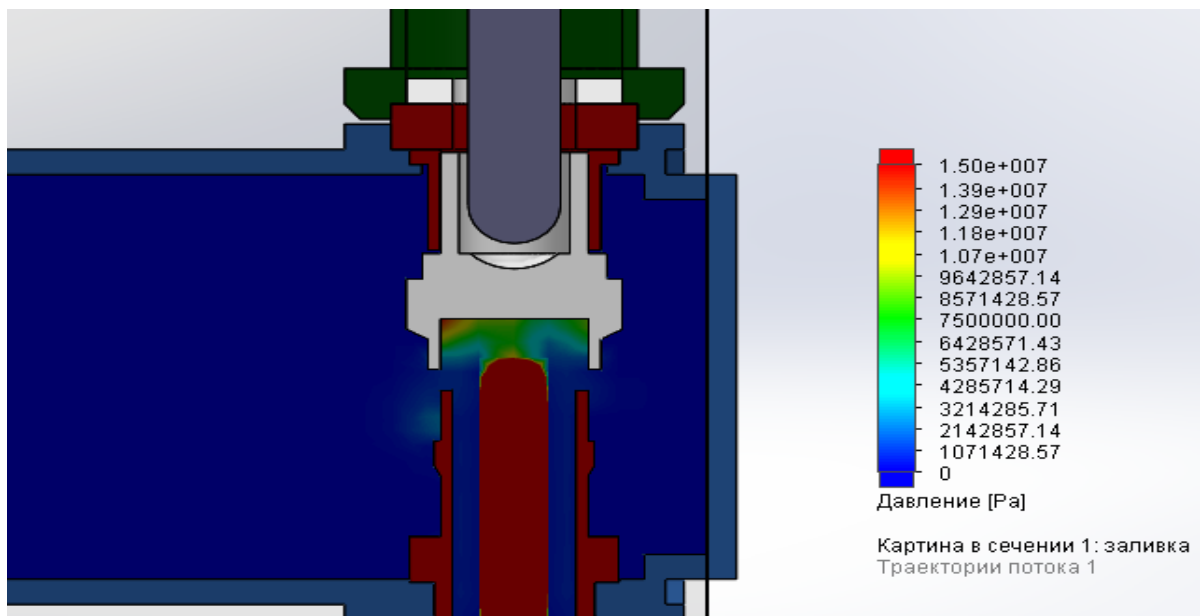


Рисунок 3.18 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), давление во внутренней полости клапана – в сечении.

Результаты исследования давления внутри клапана показывают, что влияние на золотник происходит не равномерно и максимальные значения концентрируются на верхней втулке (золотник).

Как правило, изменение давления сопровождается изменением плотности потока. Такое изменение можно наблюдать на Рисунках 3.19 и 3.20

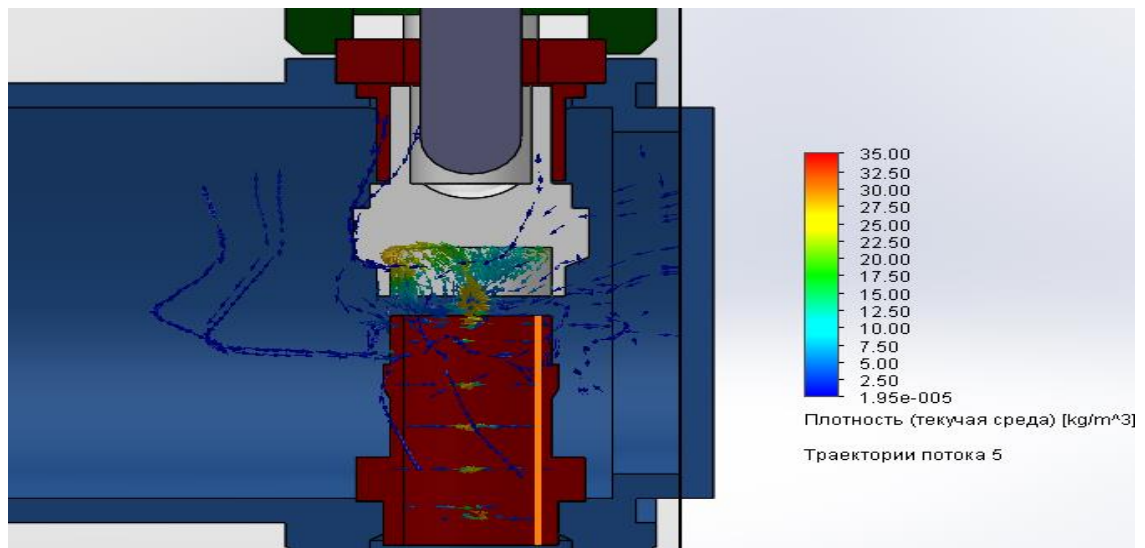


Рисунок 3.19 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), давление во внутренней полости – траектория.

На основе выполненных исследований можно сделать вывод, что во внутренней полости предохранительного клапана действуют критические газодинамические нагрузки. Которые оказывают влияние на работу клапана в целом.

Работе клапана в критические условия, как правило, сопровождается шумом. На Рисунке 3.21 и 3.22 показано значение акустической мощности, которая сопровождает работу клапана. Факт шума в работе клапана лишь подтверждает наличие турбулентного потока и пульсации давления.

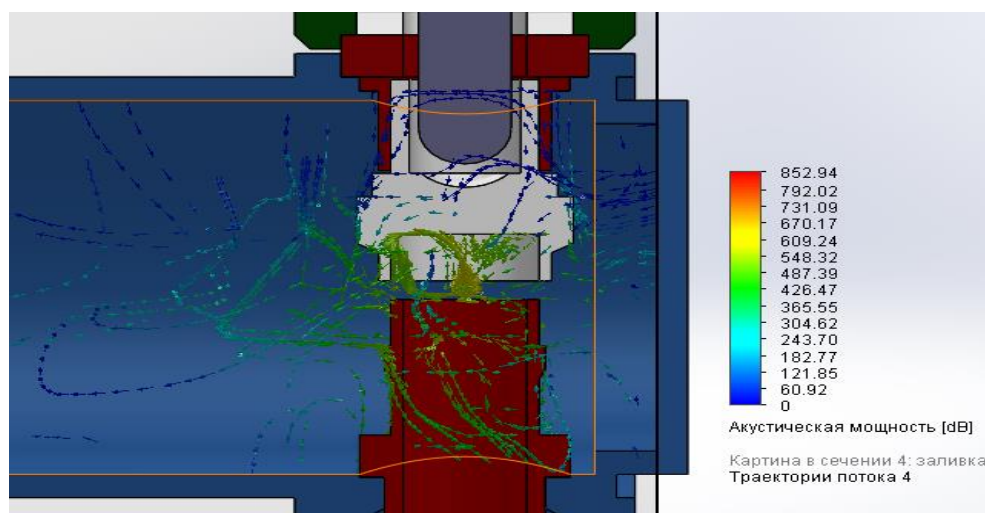


Рисунок 3.20 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), акустическая мощность – траектория.

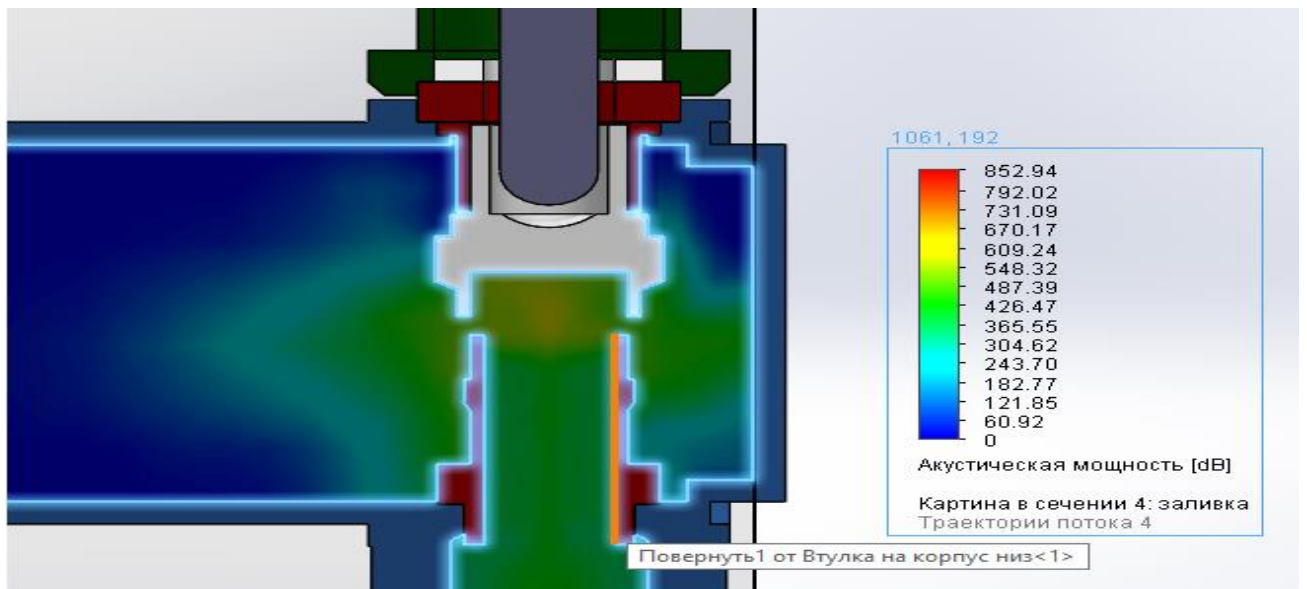


Рисунок 3.21 – Результаты исследование предохранительного клапана (СППК), акустическая мощность – в сечении.

Полученные результаты показывают, что максимальное значение акустической мощности наблюдается в зоне верхней втулки (золотника) и составляет около 600Дб.

Для систематизации полученных данных были построены графики параметров потока газа, рассматриваемых в модели.

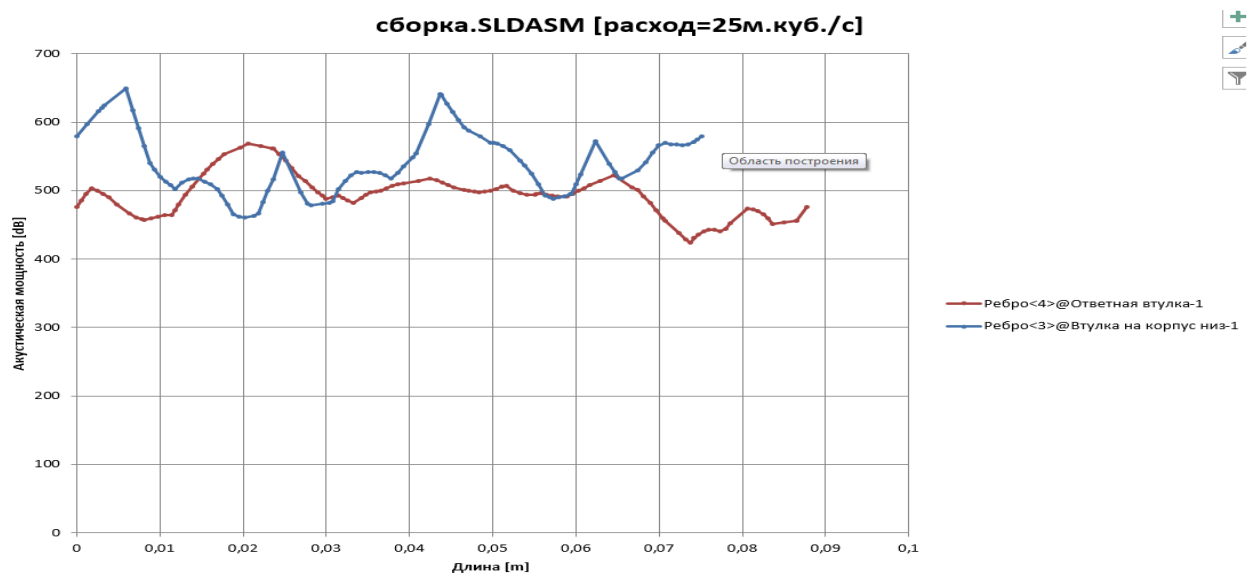


Рисунок 3.22 – График распределения акустической модности по граням золотника (ответной втулки) клапана (СППК).

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

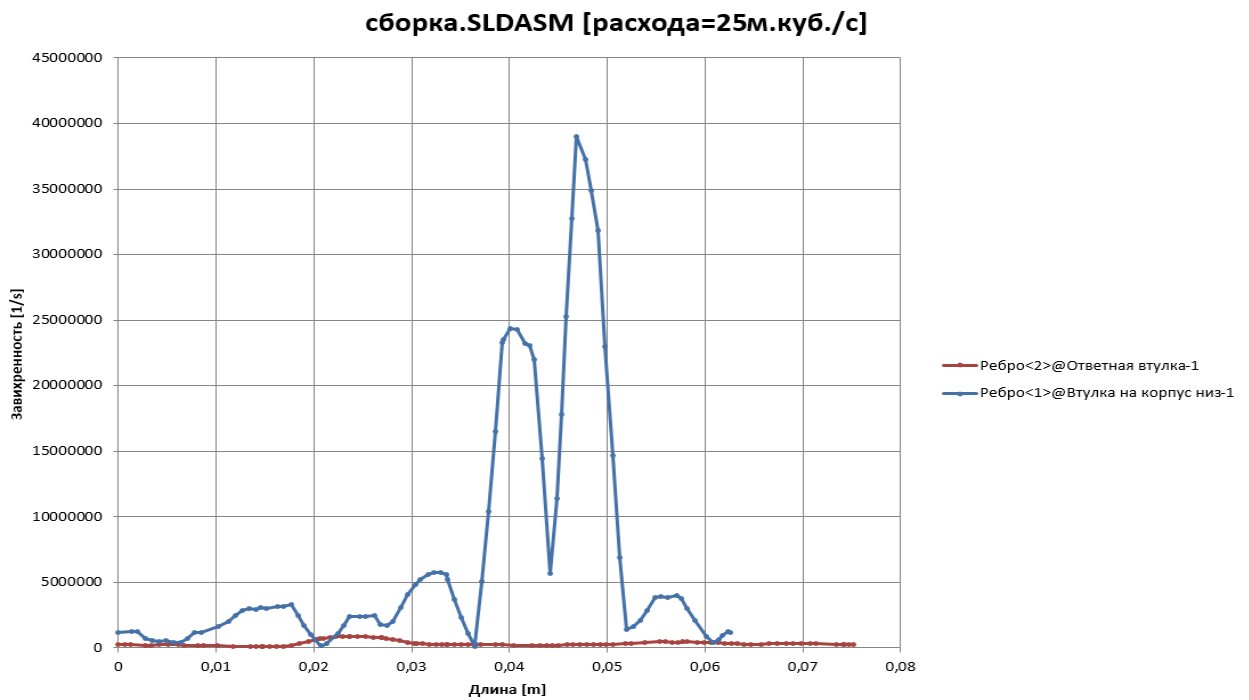


Рисунок 3.23 – График распределения параметра завихренности по седлу (втулке на корпусе) клапана (СППК).

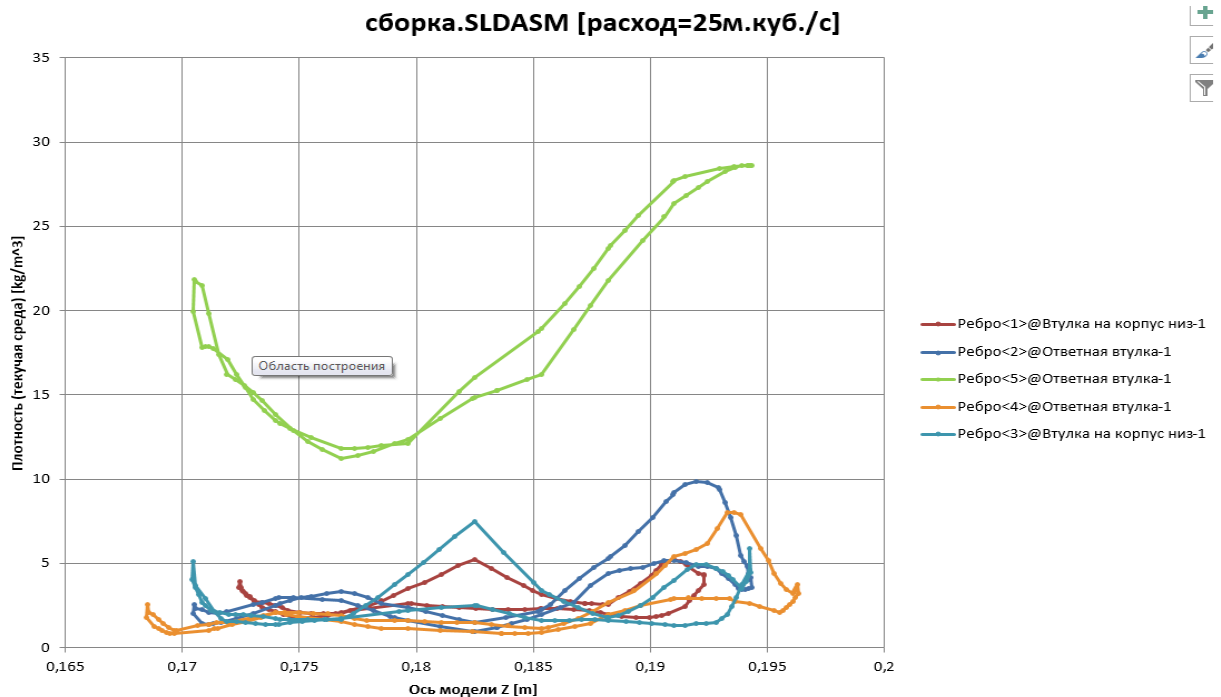


Рисунок 3.24 – График распределения параметра плотности потока по седлу (втулке на корпусе) и золотника (ответной втулки) клапана (СППК).

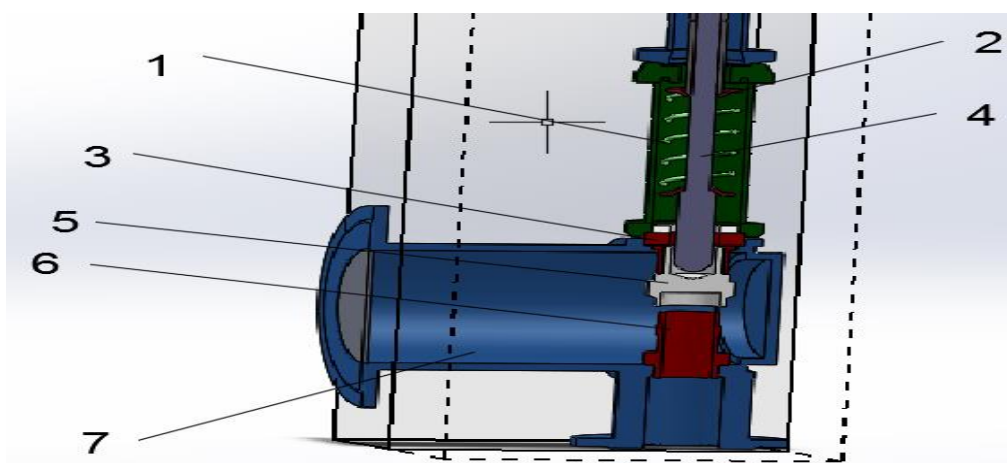
На основе данных из полученных графиков можно сделать вывод, что

основное влияние поток оказывает на седло и золотник, который является основными элементами, влияющими на работу предохранительного клапана.

В блоке предохранительных клапанов было выявлено увеличение уровня звукового давления после увеличения расхода до 480000м³/ч. В результате работа клапанов сопровождалась значительными вибрациями и в последствии выхода из строя предохранительных клапанов.

Причина данных проявлений является увеличение расхода газа, а именно заключается во взаимодействии струи газа, которая выходит из кольцевого сечения с большой скоростью, с элементами клапана [41, 42, 43, 44].

Особенностью работы предохранительного клапана типа СППК является наличие золотника и седла, между которыми и образуется зазор для стравливания газа (рисунок 2.13 поз. 5,6).



1 – пружина; 2 – фиксатор пружины; 3 – ответная шайба; 4 – шток; 5 – ответная втулка верхняя (золотник); 6 – ответная втулка нижняя (седло); 7 – корпус.

3.25 – Графическая модель предохранительного сбросного клапана СППК (Основные элементы)

Такая конструкция позволяет струе газа, выходящей из кольцевого сечения, взаимодействовать с седлом и золотником клапана. (Рисунок 2.13 поз. 5,6), тем самым возбуждая вибрации. При этих процессах происходит возникновение динамических взаимодействий вихревых структур струи и вибрирующих части - золотника.

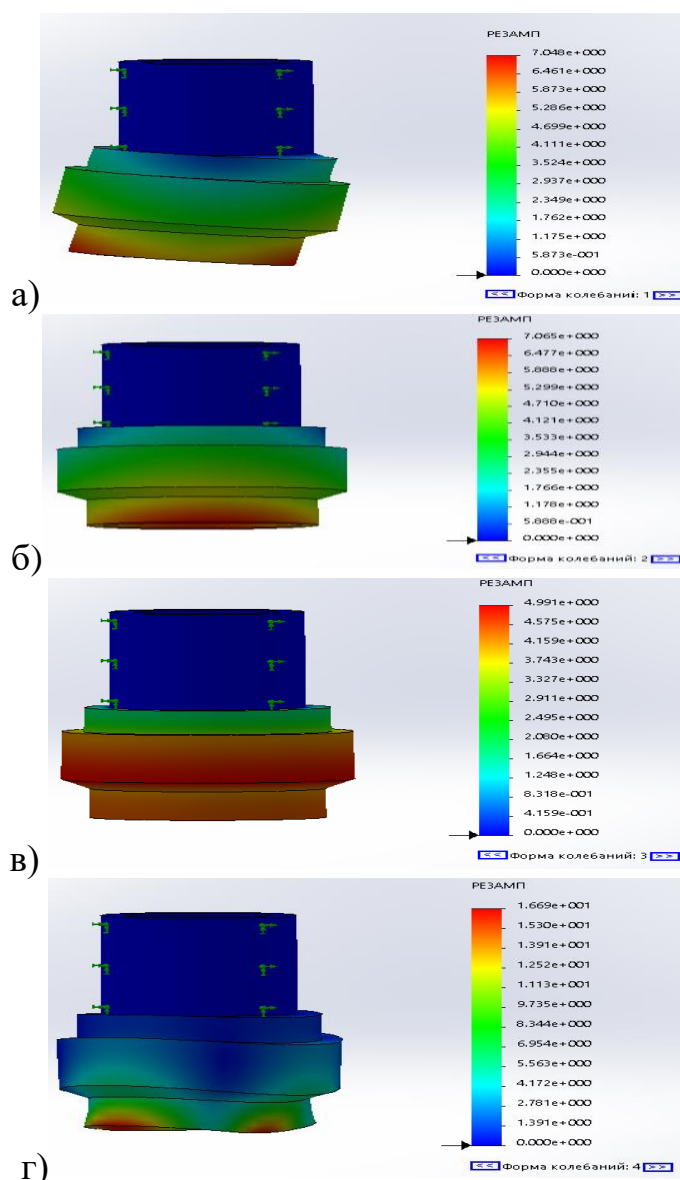
Динамическая система, в которой наблюдаются такие автоколебательные процессы при совпадении характерной (Струхалевой) частоты срыва вихрей,

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

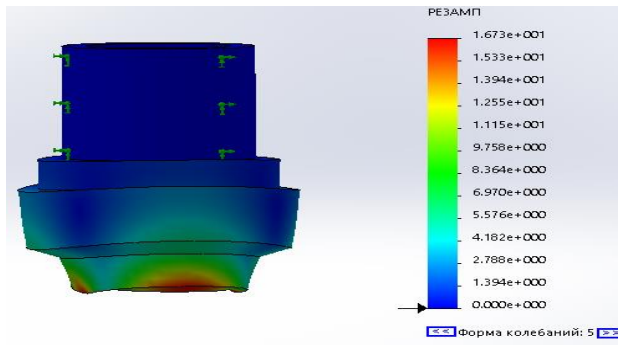
обтекающей золотник струи с собственными частотами колебаний конструкции [37].

При рассматривании таких частот, происходит значительное увеличение вибрационной нагруженности как на отдельные части предохранительных клапанов, так и на его основные элементы. Так как при работе клапана наблюдалась значительная вибрация, которая в последствии привела к выходу из строя клапана, отличающаяся от нормальной работы клапана.

Такие элементы как золотник и шток учувствуют во всех колебаниях собственных форм, тем самым подвергаются мощному газодинамическому воздействию струи газа.

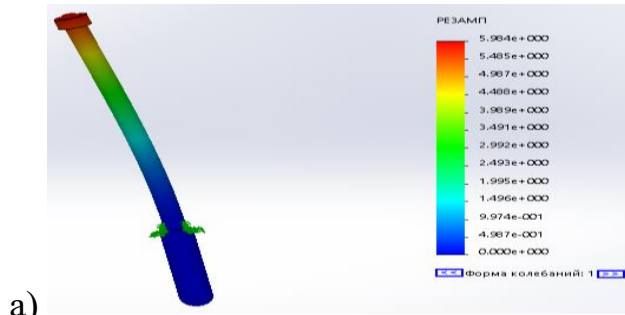


					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

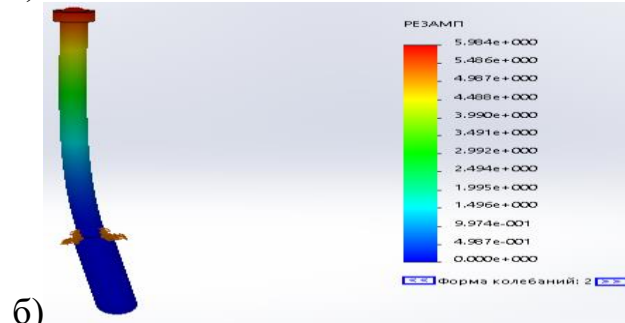


д)

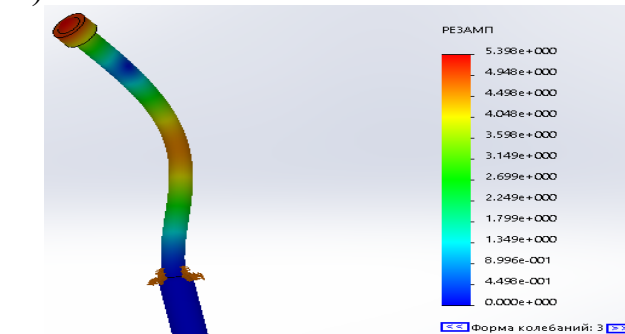
Рисунок 3.26 – Собственные формы и частоты золотника сбросного клапана СППК (а.1 форма - 23089Гц, б. 2 форма - 23103Гц, в. 3 форма - 31449Гц, г. 4 форма - 33977Гц. д. 5 форма - 33990Гц.),



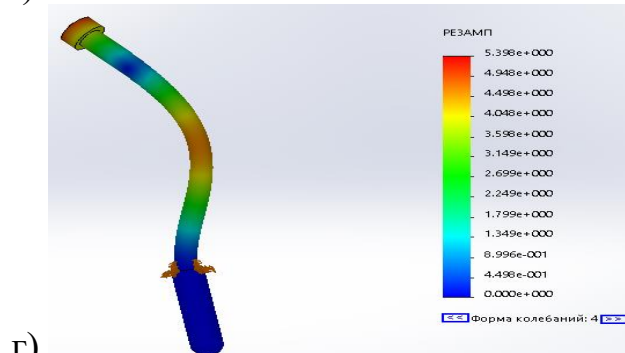
а)



б)



в)



г)

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

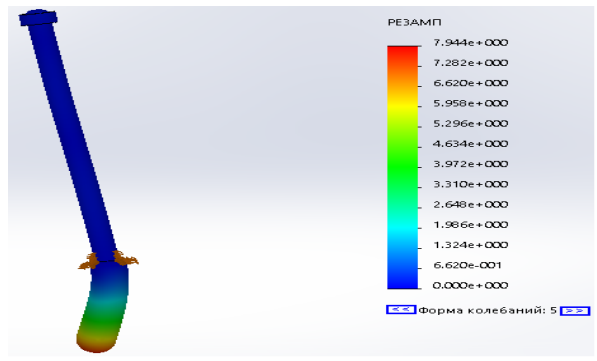


Рисунок 3.27 – Собственные формы и частоты штока сбросного клапана СППК (а.1 форма – 233,76Гц, б. 2 форма – 233,82Гц, в. 3 форма - 1487Гц, г. 4 форма – 1487,4Гц. д. 5 форма – 3694,1Гц.),

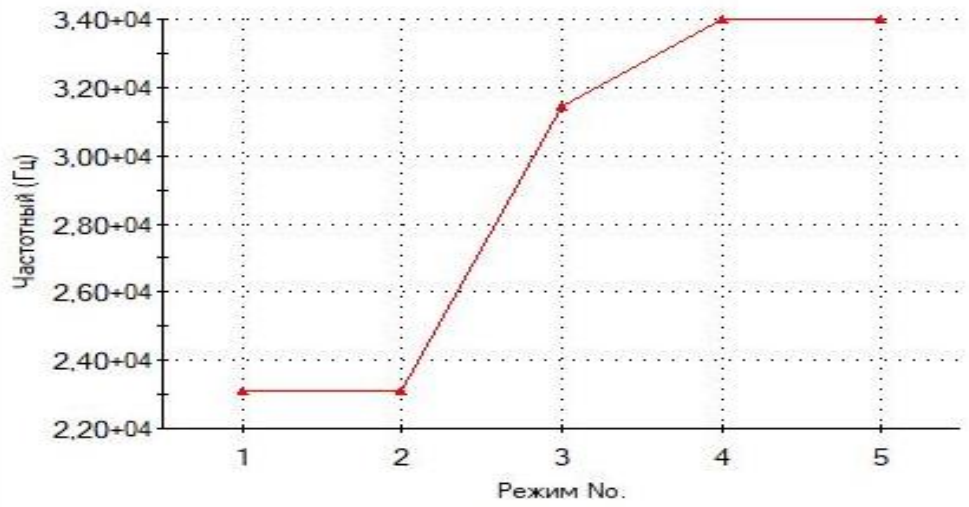


Рисунок 3.28 – График собственные формы и частоты штока сбросного клапана СППК

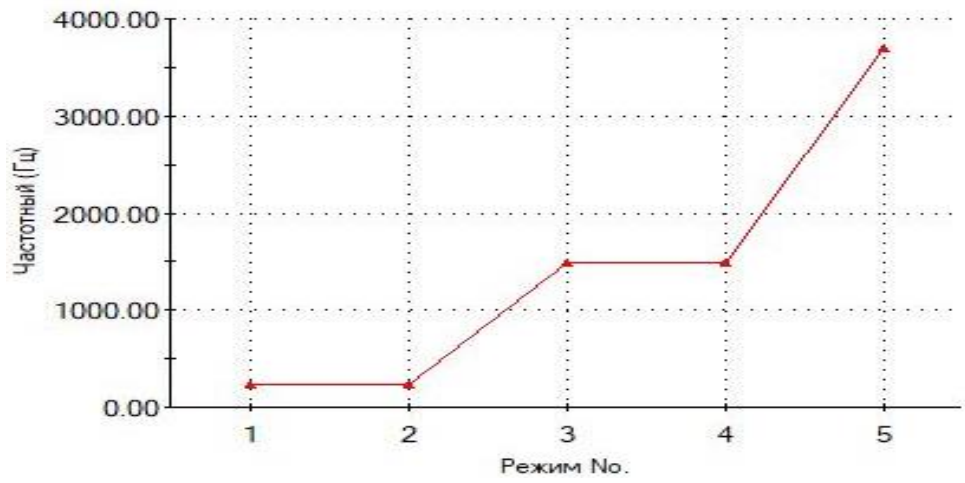


Рисунок 3.29 – График собственные формы и частоты золотника сбросного клапана СППК

При проведении пуско-наладочных работ на ГРС при повышении давления на выходном газопроводе сработали предохранительные клапаны типа СППК

4Р, которые не закрылись при снижении давления до 9 кгс/см². При минимальном допустимом выходном давлении 10,5 кгс/см². ГРС вынуждены были остановиться. Работа предохранительного клапана была нарушена после того как объемный расход составил более 400000 м³/час. При данном расходе в работе клапанов наблюдалась повышенная вибрация и шум. В следствии этого вышли из строя, такие части как золотник и шток предохранительного клапана Рисунок 3.30 и .3.31



а)



б)

					Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рисунок 3.30 – Разрушение золотника клапана СППК



Рисунок 3.31 – Разрушение штока сбросного клапана СППК

					<i>Анализ блока редуцирования газа и блока сбросных клапанов</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Колоскову Роману Владимировичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно – правовых документах; опрос, наблюдение.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWAT анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование стоимости на выполнение исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка финансовых потерь компании при возможных аварийных инцидентах

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально-гуманитарных наук	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Колосков Роман Владимирович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Организация и планирование работ

Для проведения НИР на тему «Исследование вибрационного процесса при редуцировании газа на ГРС», составляется план работ, выражающийся в календарном и сетевом графиках. Календарный график выполнения работы показан в таблице 1.

Таблица 4.1 – Календарный график работ

Код работы	Наименование работ	Длительность	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Исследование объекта	7	01.02.18	07.02.18	Колосков Р.В.
2	Составление технического задания	10 1	08.02.18	18.02.18	Колосков Р.В. Никульчиков В.К.
3	Литературный обзор	15	19.02.18	06.03.18	Колосков Р.В.
4	Исследование	35 2	07.03.18	11.04.18	Колосков Р.В. Никульчиков В.К.
5	Результаты исследования	2 3	12.04.18	14.04.18	Колосков Р.В. Никульчиков В.К.
6	Оформление пояснительной записки	45 1	15.04.18	30.05.18	Колосков Р.В.
Итого		121			

Чтобы продемонстрировать календарный план проекта приведена диаграмма Ганта, которая отражает протяженность во времени даты начала и окончания выполняемых работ. Для наглядности календарный месяц разделён на декады.

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колосков Р.В.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					7	18
Консульт.		Макашева Ю.С.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

Таблица 4.2 – Календарный план - график проведения НИР по теме

Наименование работ	Исполнители	Т _к , раб. Дн	Продолжительность исполнения работ													
			02.18			03.18			04.18			05.18				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Исследование объекта	Магистр	7	■													
Составление технического задания	Магистр	10		■												
	Руководитель	1		■												
Литературный обзор	Магистр	15			■											
Исследование	Магистр	35					■									
	Руководитель	2					■				■					
Результаты исследования	Магистр	2														
	Руководитель	3														
Оформление пояснительной записки	Магистр	45														
	Руководитель	1														

4.2. SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – это комплексный подход к анализу научному – исследованию. Применение такого анализа применяется для исследования внешней и внутренней среды исследования

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научного исследования: С1. Возможность ограничения использования оборудования на ГРС; С2. Увеличение надежности работы ГРС; С3. Уменьшение аварийных ситуаций на ГРС.</p>	<p>Слабые стороны научного исследования: Сл1. Нет 100% подтверждено на практике; Сл2. Большие затраты на экспериментальную часть; Сл3. Изменение параметров работы на большинстве ГРС в России.</p>
--	---	--

<p>Возможности: В1. Использование возможностей инфраструктуры ТПУ; В2. Внести рекомендации при проектировании ГРС</p>	<p>1. Продолжение исследований с целью уменьшения влияния динамических нагрузок при редуцировании; 2. Разработка инженерных решений для повышения надежности работы ГРС</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц через ТПУ; 2. Разработка собственного научного исследования; 3. Приобретение программных комплексов необходимых для подобных исследований</p>
<p>Угрозы: У1. Введение дополнительных требований к оборудованию ГРС; У2. Изменение нормативной документации при проектировании ГРС</p>	<p>1. Отслеживание технологического прогресса оборудования ГРС; 2.</p>	<p>1. Необходимость в специалистах узкого направления; 2. Тесное сотрудничество с производством</p>

4.3. Расчет сметы затрат на выполнение исследования

Для планирования бюджета научного исследования обеспечивают полное и достоверное отражение всех статей расходов, необходимое для выполнения. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим расценкам или договорным ценам. Необходимые материальные затраты представлены в таблице 3.

Таблице 4.4 – Материалы и комплектующие изделия

Наименование	Единица измерения	Расход	Цена за единицу с учетом НДС, руб.	Сумма, руб.
Картридж для принтера	шт.	1	1000	1000
Бумага	шт.	315	3	945
Питание	шт.	130	56	7280
Флешка	шт.	1	500	500
Всего за материалы				8725
Транспортно-заготовительные расходы, (3-5%)				436,25
Итого по статье, С _м				10161,25

Таблице 4.5 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научной работы»

Наименование	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Принтер	1	39500	3500
Ноутбук	1	3514,24	3514,24
Пакет программного обеспечения AutoCAD	1	16201,20	2700,20 (амортизация 6 мес.)
Пакет программного обеспечения SolidWorks	1	87293,45	7274,45 (амортизация 12 мес.)
Итого			23572,21

Все оборудование в таблице 4 имеется в лаборатории, поэтому оборудование, используемое в исследовании, должно учитываться в амортизационных отчислениях. При расчете используется линейный метод амортизационных отчислений.

Далее необходимо рассчитать количество электроэнергии для всего оборудования.

Таблице 4.6 – Расчет затрат на электроэнергию

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Потребляемая мощность, кВт/ч	Количество часов работы в сутки	Количество потребляемой энергии, кВт
Ноутбук	1	0,18	8	1,44
Принтер	1	0,02	1,5	0,03
Итого				1,47

Стоимость 1 кВт в Тоской области равна 3,25 руб. Для получения общего количества затрат на электроэнергию при исследовании, рассчитаем стоимость с февраля по май.

Таблице 4.7 – Расчет общей стоимости на электроэнергию

Месяц	Количество дней	Количество рабочих дней	Количество потребляемой энергии за месяц, кВт	Стоимость электроэнергии за месяц, руб.
Февраль	28	20	29,4	95,55
Март	31	22	23,24	105,105
Апрель	30	22	32,34	105,105
Май	15	8	11,76	38,22
Итого			96,74	343,98

4.4. Расчет основной заработной платы и транспортных расходов

Основная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{м}} \cdot T_{\text{р}}$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный оклад работника, руб.; $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника, руб.; $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, мес.

Таблице 4.8 – Баланс рабочего времени на выполнение исследования

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистр	Консультант
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дне: - выходных - праздничные	118	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	24	24	24
Годовой фонд рабочего времени	223	223	223

Таблице 4.9 – Расчет затрат при проживании на выполнение исследовательской работы

Месяц	Количество дней	Количество рабочих дней	Количество средств, руб.
Февраль	28	19	500
Март	31	20	500
Апрель	30	21	500
Май	31	19	500
Итого			6000

Таблице 4.10 – Расчет количества средств на проезд до места объекта исследования

Наименование	Количество человек	Количество средств на поездку, руб.
До объекта исследования	1	5000
От объекта исследования	1	5000
Итого		10000

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_б \cdot \kappa_p$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.; κ_p – районный коэффициент, равный 1.

Основная заработная плата руководителя исследования начисляется на основании отраслевой оплаты труда. Сама система оплаты труда предполагает состав заработной платы:

1. Оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады зависят от занимаемой должности. Базовый оклад $З_б$ определяется исходя из штатного размера оклада относительно расписания;
2. Стимулирующие выплаты – устанавливает руководитель подразделения за выполнение дополнительных обязанностей, эффективный труд и т.д.
3. Иные выплаты; районный коэффициент.

Найдем начисленную зарплату для магистранта, руководителя и консультанта:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$ЗП_{\text{маг}}=20315,89*1,3/90*70=20541,62 \text{ руб.};$$

$$ЗП_{\text{рук}}=31156,79*1,3/90*5=2250,21 \text{ руб.};$$

$$ЗП_{\text{кон}}=24374,25*1,3/90*4=1408,29 \text{ руб.};$$

Таблице 4.11 – Расчет основной заработной платы при исследовании

Исполнители	Основная заплата, руб.
Магистр	20541,62
Руководитель	2250,21
Консультант	1408,29
Итого	24200,12

4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Данная статья расхода отображает обязательные отчисления в органы государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

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

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

Данные по расчету социальных выплат представлено в таблице 4.11.

Планируемые затраты на исследование следует сгруппировать по статьям, результаты представлены в таблице 4.12. Данные затраты являются основой для формирования затрат исследовательской деятельности.

Таблице 4.12 – Социальные отчисления

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			
Суммарная основная заработная плата	24200,12			
Социальные отчисления				
	ПФР (22%)	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	Страхование по классу опасности (0,5%)
Сумма	5324,00	701,80	1234,20	121,00

Таблице 4.13 – Расчет бюджета затрат при исследовании

Наименование статьи	Сумма, руб.
Расходы на оборудование и программное обеспечение для выполнения исследования	33733,5
Расходы на электроэнергию	343,9
Расходы на транспортировку до места нахождения объекта исследования	10000
Расходы на проживание	6000
Расходы на основную заработную плату	24200,12
Расходы на отчисления во внебюджетные фонды	7381
Итого	81658,52

Заключение

Стоимость газа на 2018 год составляет 5,7 руб./м³, средний расход газа 280000 м³/ч. Таким образом при аварийной ситуации на ГРС, сутки простоя принесет компании убыток в размере 38304000 руб. Данное исследование может исключить подобные простои и потери для компании.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Группа	ФИО
2БМ6А	Колоскову Роману Владимировичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)</p>	<p>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на ГРС, а именно процесс редуцирования газа. Исследования и процесс СМР проводится на ОПО</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при исследовании и эксплуатации рассматриваемого объекта решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • физико-химическая природа вредности, ее связь с разрабатываемой темой; • действие фактора на организм человека; • приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно - технический документ); • предлагаемые средства защиты; • (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства); <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при исследовании и эксплуатации объекта в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • механические опасности (источники, средства защиты); • термические опасности (источники, средства защиты); • электробезопасность (статическое электричество, молниезащитам – источники, средства защиты); • пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 3. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 6. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. <p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Электрическая дуга и искры при сварке; 3. Повышенная или пониженная температуры поверхностей оборудования, материалов; 4. Взрывоопасность и пожароопасность; 5. Электрический ток.

<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) <ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы) 	<p>При исследования вибрационного воздействия оказываются следующие воздействия:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Воздействия на почву; • Возможны выбросы метана.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Перечень возможных ЧС при эксплуатации рассматриваемого объекта; • Выбор наиболее типичной ЧС; • Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий. 	<p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть при проведении электромонтажных и слесарных работ в местах с повышенной загазованностью:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пожар или взрыв.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 	<ul style="list-style-type: none"> • ВРД 39-1.10-069-2002 Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. В т.ч. типовая инструкция по охране труда при эксплуатации одоризационных установок ГРС и перевозке одоранта автомобильным транспортом

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

Задание выдал консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	Ассистент		

Задание принял к исполнению

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Колосков Роман Владимирович		

5. Социальная ответственность

В разделе рассматриваются такие вопросы как:

- Производственная безопасность;
- Экологическая безопасность;
- Безопасность в чрезвычайных ситуациях;
- Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1. Производственная безопасность

При возникновении вибрации в процессе редуцировании газа на ГРС, следствием данного процесса может быть как выход из строя оборудования находящееся на линейной части, так и ускорение планового обслуживания (ТО) которое сопровождается такими работами как: электромонтажные, слесарные и сварочные.

При ремонтных работах на ГРС, основные моменты, которые определяют категорию повышенной опасности показаны в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Работы, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы в помещении			
<p>Ремонтные работы: Электромонтажные работы; Сварочно-монтажные работы.</p> <p>Полевые работы: Проведение исследования состояния оборудования блока редуцирования.</p>	<p>1. Повышенный уровень шума;</p> <p>2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</p> <p>3. Отклонение показателей микроклимата в помещении;</p> <p>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>5. Повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>6. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</p> <p>4. Пожаробезопасность.</p>	<p>Сан-ПиН 2.2.4.548-96 [9]; ГОСТ 12.1.005-88 [10]; ГОСТ 12.1.003-83 [2]; СП 51.13330.2011 [11]; ГОСТ 12.2.003-91 [12]; ГОСТ 12.1.038-82 [13]; ГОСТ 12.1.07-76 [14]</p>

<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Колосков Р.В.		
Руковод.		Никульчиков		
Консульт.		Немцова О.А.		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.		
<i>Социальная ответственность</i>				
			Лит.	Лист
				86
			НИ ТПУ гр. 2БМ6А	
			Листов 25	

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

Вредными производственными факторами называются факторы, воздействие которых приводит в определенных условиях к заболеванию или к снижению работоспособного состояния работающего.

5.1.1.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Микроклимат – это создаваемые (искусственно) климатические условия в помещениях, для исключения неблагоприятных внешних воздействий на рабочий персонал. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

При выполнении работ, связанных с монтажом оборудования ГРС на открытом воздухе и в технологических помещениях, ремонтному персоналу приходится работать под воздействием солнечных лучей, а также влажности и изменяющейся с скоростью движения воздуха, в условиях низких и высоких температур от минус 30 °С до плюс 40 °С.

Для выполнения норм параметров микроклимата и очистке воздуха на рабочих местах применяются вентиляционные системы. Для получения необходимого микроклимата применяется общая вентиляция всего помещения, сопровождающаяся измерениями влажности воздуха и при необходимости применять системы кондиционирования для охлаждения воздуха в теплый период.

В холодный период года применяется система отопления помещений. Как правило используются водяные системы центрального отопления. При недостаточно высокой температуре окружающей среды должны применяться масляные обогреватели. Применение радиаторов должны быть безопасны своим расположением, и прикрываться металлическими решетками, тем самым повышая электробезопасность. Но при использовании решеток нельзя допускать превышение температуры поверхности выше 95°С.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 5.2 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений согласно СанПиН2.2.4.548-96

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более
Холодный	Пб (233 - 290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0	15-75	0,2	0,4
Теплый	Пб (233 - 290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0	15-75	0,2	0,5

5.1.1.2. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

При работе на ГРС, вероятность появления газа в воздухе очень высока. Нарушение герметичности технологических трубопроводов может спровоцировать утечку.

Метан является самым физиологически безопасным газом в гомологическом ряду парафиновых углеводородов. Физиологическое действие метан не оказывает и не ядовит (из-за малой растворимости метана в воде и плазме крови и присущей парафинам химической инертности). Погибнуть человеку в воздухе, с высокой концентрацией метана можно только от малого количества кислорода необходимого для дыхания при очень высоких концентрациях метана. Так, при содержании в воздухе 25—30 % метана появляются первые признаки асфиксии (учащение пульса, увеличение объёма дыхания, нарушение координации тонких мышечных движений и т. д.). Более высокие концентрации метана в воздухе вызывают у человека кислородное голодание, головную боль, одышку, — симптомы, характерные для горной болезни.

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

Так как метан легче воздуха, он не скапливается в проветриваемых подземных сооружениях. Поэтому весьма редки случаи гибели людей от вдыхания смеси метана с воздухом от асфиксии.

Первая помощь при тяжелой асфиксии: удаление пострадавшего из вредной атмосферы. При отсутствии дыхания немедленно (до прихода врача) искусственное дыхание изо рта в рот. При отсутствии пульса — непрямой массаж сердца.

Замеры ПДК загазованности помещения, проводится работниками лаборатории ГРС непосредственно на рабочем месте и в местах установки насосного оборудования с периодичностью не реже 1 час, а также по первому требованию рабочего персонала.

В случае достижения в помещении концентрации паров газа $0,3 \text{ г/м}^3$ (ПДК) работы немедленно прекращаются, оборудование отключено, людей выводят из зоны производства работ. Работы возобновляются после устранения причин загазованности.

Перед началом работ переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам согласно таблице 8.3. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а при необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Таблица 5.3 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами С1 – С5	3
Углеводороды С1 – С10	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибutilфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

5.1.1.3. Повышенный уровень шума.

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами, такие как болгарка (90 дБА), газовая резка металла (80 дБА), а также шумы от работающего технологического оборудования.

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

Громкость до 80 дБА обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума более 85 - 90 дБА в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к снижению, слуховой чувствительности.

Согласно нормативной документации СанПиН 2.2.4.3359-16 [3] эквивалентным уровнем звука на рабочих местах, является 80 дБА.

Для оценки соблюдения ПДУ шума необходим производственный контроль (измерения и оценка). В случае превышения уровней необходимы организационно-технические мероприятия по защите от действия шума (защита

временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- соблюдение режима труда и отдыха.

5.1.1.4. Повышенный уровень электромагнитных излучений.

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека, по сравнению с другими вредными производственными факторами (повышенное зрительное напряжение, психологическая перегрузка, сохранение длительное время неизменной рабочей позы).

Нормы электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ приведены в таблице 30 и таблице 31, в соответствии с СанПиНом 2.2.2/2.4.1340-03 [4].

Таблица 5.5 – Временные допустимые ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора	500 В	

Таблица 5.6 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		

Для оценки соблюдения уровней необходим производственный контроль (измерения). В случае превышения уровней необходимы организационно-технические мероприятия (защита временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

5.1.1.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочего места – один из основных факторов создания нормальных условий труда. Освещению следует уделять особое внимание, так как при работе наибольшее напряжение получают глаза.

Освещение можно разделить на естественное, искусственное и совмещенное. Совмещенное сочетает оба вида освещения.

На посту управления, где расположено рабочее место оператора, используется совмещенное освещение.

Для определения требуемого уровня освещенности в помещении необходимо:

- - определить требуемый для операторов уровень освещенности внешними источниками света;
- - если требуемый уровень освещенности не приемлем для других операторов, работающих в данном помещении, надо найти способ сохранения требуемого контраста изображения другими средствами.

Рекомендуемые соотношения яркостей в поле зрения, следующие:

- - между рабочими поверхностями не должно превышать 1:3 – 1:5;

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

- - между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования – 1:10.

Освещённость на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительной работы, который определяется наименьшим размером объекта различения, контрастом объекта с фоном и характеристикой фона.

Рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк (СП 52.13330.2016, СанПиН 2.2.2/2.4.1340- 03). Освещение не должно бликовать на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк. Следует ограничивать прямую блескость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². Показатель ослепленности для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях должен быть не более 20.

Согласно СП 52.13330.2016, нормы на освещение для оператора ПЭВМ управления берутся для производственных помещений. Эти нормы представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Нормы на освещение для оператора ПЭВМ

Характер зрительной работы	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Искусственное освещение		Естественное освещение КЕО ен, % при боковом
			Освещенность при системе общего освещения, лк	Коэффициент пульсации, Кп, %	
Различение объектов высокой точности	Б	1	300	15	1,0

5.1.1.6. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

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

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

- Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

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

Опасными производственными факторами называются факторы, приводящие при определенных условиях к травматическим повреждениям или резким нарушениям здоровья работника.

5.1.2.1. Движущиеся машины и механизмы

Вероятность получения травм в процессе монтажа любого оборудования очень велика. Тяжесть повреждений может быть вплоть до летального исхода. Для того что бы не было травм на опасном производстве необходимо выполнять правила техники безопасности.

К средствам защиты работающих от механического травмирования (физического опасного фактора) относятся:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ограждения (кожухи, козырьки, дверцы, экраны, щиты, барьеры и т. д.);
- предохранительные – блокировочные устройства (механические, электрические, электронные, пневматические, гидравлические и т. д.);
- тормозные устройства (рабочие, стояночные, экстренного торможения);
- сигнальные устройства (звуковые, световые), которые могут встраиваться в оборудование или быть составными элементами.
- сигнальные цвета и сигнальная разметка, знаки производственной безопасности.

Сигнализация является одним из звеньев непосредственной связи между машиной и человеком. Она способствует облегчению труда, рациональной организации рабочего места и безопасности работы. Сигнализация может быть звуковая, световая, цветовая и знаковая. Сигнализация должна быть расположена и выполнена так, чтобы сигналы, предупреждающие об опасности, были хорошо различимы и слышны в производственной обстановке всеми лицами, которым может угрожать опасность.

ГОСТ Р 12.4.026-2001 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная» устанавливает термины с соответствующими определениями, для правильного понимания их назначения, правила применения и характеристики знаков безопасности, сигнальных цветов и сигнальной разметки [5].

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности описаны в ГОСТ 12.4.011-89.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

До начала работ:

1. оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Перевозка и транспортировка техники в охранной зоне, сварочно-монтажные работы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыва- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности, отраженных в разделе;

3. до начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4. после доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5. проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

1. в зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

2. при сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

3. всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

4. проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.).

5.1.2.2. Электрический ток.

Опасность поражения электрическим током существует при ручной электродуговой сварке.

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- - рода и величины напряжения и тока;
- - частоты электрического тока;
- - пути прохождения тока через тело человека;
- - продолжительности воздействия на организм человека;
- - условий внешней среды.

Согласно ПУЭ рабочее место по степени опасности поражения электрическим током можно отнести к классу помещений без повышенной опасности.

Защита от электрического тока делится на два типа:

1. коллективная,
2. индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

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

Согласно ГОСТ 12.1.030-81 г. мероприятиями по защите от электропоражения являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции в корпусах оборудования;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током;
- защитного заземления;
- защитного зануления;
- защитного отключения;
- использование устройств бесперебойного питания.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Контроль выполнения требований электробезопасности должен проходить на следующих этапах:

- - проектирование;
- - реализация;
- - эксплуатация.

Таблица 5.8 - Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки.

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Таблица 5.9 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц

Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина	
	U, В	I, мА		U, В	I, мА
От 0,01 до 0,08	220	220	0,6	40	40
0,1	200	200	0,7	35	35
0,2	100	100	0,8	30	30
0,3	70	70	0,9	27	27
0,4	55	55	1,0	25	25
0,5	50	50	Св. 1,0	12	2

5.1.2.3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Техника безопасности при проведении сварочных работ ручной электродуговой сваркой.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.1.2.4. Взрывоопасность и пожароопасность

ГРС должна быть оснащена средствами пожаротушения, в том числе противопожарным инвентарём согласно «Норм положенности первичных средств пожаротушения на объектах газовой промышленности». Для поддержания пожаробезопасного режима эксплуатации ГРС здание, помещения и сооружения классифицируются по взрыво- и пожаробезопасности. Согласно классификации по взрыво- и пожароопасности на дверях (воротах) здания, помещений, сооружений должны быть металлические знаки с надписями соответствующей классификации. Ответственность за противопожарное состояние ГРС, а также за своевременное выполнение противопожарных мероприятий возлагается персонально на начальника службы ГРС. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием в помещениях и на территории ГРС начальник службы назначает ответственного за противопожарные мероприятия – инженера ГРС и его назначение оформляется приказом.

К самостоятельной работе специалиста, рабочие и служащие могут быть допущены только после прохождения подготовки по изучению правил и инструкций по пожарной безопасности для Организации, цеха, производственного участка, установки, здания или сооружения. Противопожарная подготовка персонала, занятого обслуживанием и эксплуатацией ГРС, должна проводиться в соответствии с требованиями ФЗ №123 от 2008 г. и ВППБ 01-04-98. Вводный противопожарный инструктаж следует проводить в специальных помещениях, оборудованных необходимыми наглядными пособиями и плакатами, инструкциями и макетами, образцами первичных средств пожаротушения, схемами стационарных установок пожаротушения и связи, имеющихся на ГРС. По окончании инструктажа следует провести проверку знаний и навыков, полученных инструктируемым. После проведения вводного инструктажа проводивший его руководитель должен сделать отметку в сопроводительной записке или приёмном листе о проведении инструктажа, а лицо, прошедшее инструктаж расписаться в специальном журнале, а также в карточке регистрации инструктажей по охране труда,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

пожарной безопасности и охране окружающей среды. Первичный противопожарный инструктаж дополняет вводный и его надлежит проводить непосредственно на рабочем месте после ознакомления инструктируемого с основами технологического процесса производства на своём рабочем месте, усвоении терминологии и изучения своего участка работы, изучения устройства первичных средств пожаротушения и правила их применения. Инструктажи по пожарной безопасности проходят все рабочие независимо от квалификации, образования, стажа выполняемой работы, но не реже 1 раза в полугодие. Последующие инструктажи могут проводиться одновременно с проведением инструктажей по охране труда. Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся ежегодно непосредственно на станции, порядок и категорию специалистов для проведения занятий определяет приказ руководителя подразделения. По окончании прохождения программы пожарно-технического минимума работающие должны сдать экзамен постоянно действующей комиссии. Проверку знаний по пожарно-техническому минимуму допускается проводить совместно с проверкой знаний норм и правил охраны труда. Для ГРС должна быть разработана инструкция о мерах пожарной безопасности, которая согласовывается с Государственной противопожарной службой и утверждается главным инженером. Инструкция о мерах пожарной безопасности должна разрабатываться в соответствии с ФЗ №123 от 2008 г.

Наиболее характерными причинами пожаров на ГРС являются:

- нарушения правил ведения газоопасных и огневых работ;
- нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат);
- неисправность отопительных приборов;
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- нарушение требований пожарной безопасности при эксплуатации (ремонте) водогрейных отопительных котлов;
- несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом;
- самовозгорание горючих веществ.

В местах подъезда к коммуникациям, находящимся под давлением газа, следует установить соответствующие знаки безопасности: «Газоопасно», «Взрывоопасно», «Проезд закрыт» и др. Огнетушители необходимо обслуживать в соответствии с НПБ «Пожарная техника, огнетушители. Требования к эксплуатации» и паспортом на огнетушитель.

На промплощадке ГРС запрещается:

- самовольно монтировать электропроводку;
- прокладывать временные электросети, а также применять некалиброванные предохранители;
- пользоваться кустарными электронагревательными приборами и бытовыми электронагревательными приборами, не имеющими устройств тепловой защиты и без подставок из негорючих материалов, исключаяющих опасность возникновения пожара;
- использовать корпуса оборудования, трубопроводы и металлоконструкции зданий в качестве заземления электросварочного аппарата и свариваемых изделий;
- сушить спецодежду на приборах отопления и газовых коммуникациях;
- работать в обуви со стальными гвоздями и подковками;
- применять открытый огонь для отогревания замёрзших замерных трубопроводов, импульсных линий, запорных устройств и частей оборудования;
- проводить огневые и газоопасные работы с нарушением НТД и наряда допуска;
- эксплуатировать неисправное оборудование;
- курить и пользоваться открытым огнём, проводить работы, при которых

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

могут возникнуть искры, нагрев оборудования, инструмента, конструкций до температур воспламенения;

- взрывоопасных смесей, ЛВВ, (ЛВЖ);
- загромождать проходы и выходы из помещений, а также доступ к первичным средствам пожаротушения и к наружным стационарным лестницам;
- стравливать газ из газовых коммуникаций через свечи во время грозы;
- устанавливать в помещениях операторной и водогрейных котлов, электронагревательные приборы без письменного разрешения начальника или его заместителя и без соблюдения требований пожарной безопасности.

При возникновении загорания (пожара) производственный персонал обязан:

- немедленно перекрыть доступ газа к месту горения;
- отключить вытяжную вентиляцию до прекращения огня;
- приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения;
- сообщить руководству, диспетчеру и в пожарную часть.

5.2. Экологическая безопасность

Предполагаемый источник загрязнения окружающей среды СПМ (смесь природных меркаптанов), выброс может произойти вследствие разгерметизации технологических трубопроводов во время проведения СМР.

Защита селитебной зоны. Территория ГРС относится к классу III — санитарно-защитная зона размером не менее 500 м. На территории ГРС предусмотрены сооружения для аварийного сбора одоранта (сборный коллектор).

Защита атмосферы. Для предотвращения выбросов одоранта в атмосферу применяют закрытый способ заправки емкостей.

Защита гидросферы. При разливе одоранта не произойдет загрязнение атмосферы, т.к. предусмотрены дренажные сооружения.

Защита литосферы. При разливе одоранта на землю применяются известковые растворы, и осуществляется перекопка земли в зоне загрязнения.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1. Анализ наиболее вероятной ЧС и причин ее возникновения

Аварии технологического оборудования могут привести к чрезвычайным ситуациям. На ГРС наиболее вероятная чрезвычайная ситуация — это пожар и/или взрыв при проведении работ в газоопасных местах. Как известно для возникновения пожара необходимо одновременное выполнение трех условий, а именно:

1. Наличие горючего материала. Метан - при утечках из технологических трубопроводов природного газа.
2. Наличие окислителя. Отсеки и блоки ГРС имеют непосредственный контакт с окружающей средой, следовательно, содержание кислорода в воздухе рабочей зоны 21%.
3. Наличие источника воспламенения. Источником воспламенения может быть искра при производстве слесарных, сварочных работ, проведении ТО и прочих строительно-монтажных работ.

5.3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Помещения ГРС в которых проводит работы оператор имеют категории по взрывопожарной и пожарной опасности, согласно СТО Газпром 2-1.1-321- 2009:

Таблица 5.10 – категории по взрывопожарной и пожарной опасности блок-бокса оператора

Помещение операторной	Твердые горючие материалы – карболит, ПВХ, ДСП, полистирол	В4
Помещение аппаратной	Твердые горючие материалы – карболит, ПВХ, ДСП, полистирол	В3
Помещение аппаратной КИ-ПиА	Твердые горючие материалы – ПВХ, текстолит, полистирол	В3
Помещение пункта распределения метанола	ЛВЖ – метанол	А
Помещение насосной ДЭГ	ГЖ - ДЭГ	В2
Помещение одоризации газа ГРС	ЛВЖ – одорант	А
Помещение ГРП	ГГ – природный газ	А

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Превентивными мерами, содействующим уменьшению масштабов ЧС, будут являться: создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить риски при возникновении ЧС.

Так же для предотвращения ЧС на объекте необходимо усилить контроль над текущим состоянием объекта, уделить особое внимание техническому обслуживанию и обучению персонала. Регулярное проведение инструктажей и учебно-тренировочных мероприятий позволит так же повысить оперативность реагирования на ЧС и снизить риски связанные с ликвидацией ЧС. В перспективе необходимо доукомплектовать территорию ГРС, в местах возможного появления углеводородов, датчиками присутствия газа.

Необходимо своевременно проверять комплектность и состояние первичных средств пожаротушения на территории ГРС.

Необходимо передвигаться по территории ГРС с персональным портативным газоанализатором, вне зависимости от того планируется ли производство работ или нет.

Для тушения пожаров на участке производства необходимо применять углекислотные (ОУ-5 или ОУ-10) и порошковые огнетушители (например, типа ОП-10), которые обладают высокой скоростью тушения, большим временем действия, возможностью тушения электроустановок, высокой эффективностью борьбы с огнем.

Помещения оборудованы пожарными извещателями, которые позволяют оповестить персонал о пожаре.

Действия персонала ГРС при ЧС:

- Сообщить оператору ГРС о возникшей ситуации с описанием деталей;
- Доложить руководству о чрезвычайной ситуации на ГРС и/или газопроводе прилегающему к ГРС;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Локализовать место аварии (закрыть запорную арматуру в аварийной части газопровода);
- Сообщить в местное управление ГО и ЧС.
- При угрозе жизни покинуть место ЧС.

Дальнейшие действия персонала регламентируются внутренней нормативной документацией эксплуатирующей ГРС организацией, а именно «планом ликвидации аварийных ситуаций».

Согласно Правилам пожарной безопасности, в Российской Федерации ФЗ - №123 от 2008г., в зданиях и сооружениях (кроме жилых домов) при одновременном нахождении на этаже более 10 человек должны быть разработаны и на видных местах вывешены планы (схемы) эвакуации людей в случае пожара. Поскольку в помещениях ГРС находится только лишь оператор, планы эвакуации не разрабатываются.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормы трудового права – это правила трудовых отношений, установленные или санкционированные государством посредством законодательных актов.

Нормы трудового права регулируют любые отношения, связанные с использованием личного труда.

- Формы их реализации разнообразны:
- собственно, трудовые отношения;
- организация труда и управление им;
- трудоустройство работников;
- социальное партнерство, коллективные отношения;
- содействие занятости безработных лиц;
- организация профессиональной подготовки и повышения квалификации;
- обеспечение мер по охране труда граждан;
- осуществление контроля и надзора за соблюдением законодательства;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						106
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- социальная и правовая защита работников, решение трудовых споров;
- деятельность профессиональных союзов;
- отношения взаимной материальной ответственности работника и работодателя;
- защита прав и интересов работодателей.

Рассмотрим регулирование коллективных отношений.

Настоящий коллективный договор является правовым актом, регулирующим социально-трудовые отношения работников ГРС непосредственным работодателем.

Основной задачей коллективного договора является создание необходимых организационно-правовых условий для достижения оптимального согласования интересов сторон трудовых отношений. Согласно коллективному договору Работодатель обязуется:

2.2.1. Обеспечивать Работникам нормальные условия для производительного и качественного труда в соответствии с их профессией, специальностью и квалификацией.

2.2.3. Проводить подготовку и дополнительное профессиональное образование Работников в соответствии с действующими в организации локальными нормативными актами.

2.2.4. Обеспечивать предоставление Работникам прав, социальных и трудовых гарантий и льгот, установленных законодательством Российской Федерации и ее субъектов, Генеральным коллективным договором и настоящим Договором.

2.2.5. Формировать Планово-контрольные показатели организации в части определения расходов Работодателя на социальные выплаты, льготы и компенсации с учетом мнения ОППО организации.

2.2.6. Обеспечивать финансирование выполнения обязательств настоящего Договора в пределах бюджета доходов и расходов Общества.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.2.7. Обеспечивать участие ОППО организации в разработке и принятии социальных программ.

2.2.8. Обеспечивать участие ОППО организации в управлении организацией в соответствии со статьей 53 Кодекса.

2.2.9. Обеспечивать участие Работников в управлении Обществом в соответствии с главой 8 Кодекса.

2.2.10. Поощрять Работников за заслуги и высокие результаты в труде, профессиональное мастерство и многолетний добросовестный труд в соответствии с законодательством, порядком поощрения наградами организации, утверждаемым локальными нормативными актами Общества.

Порядок обеспечения работников спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты, стирки и дезинфекции устанавливается локальными нормативными актами работодателя, принимаемыми по согласованию с профкомом.

Перечень изменений и дополнений к нормативам, утвержденным законодательством РФ выдачи спецодежды, спецобуви и средств индивидуальной защиты определяется приложением к коллективному договору.

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Проектирование рабочих мест, снабженных видеотерминалами, относится к числу важных проблем эргономического проектирования в области вычислительной техники.

Организация рабочего места оператора регламентируется следующими нормативными документами:

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ, ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 и рядом других.

Эргономическими аспектами проектирования видеотерминальных рабочих мест, в частности, являются: высота рабочей поверхности, размеры пространства для ног, требования к расположению документов на рабочем месте (наличие и размеры подставки для документов, возможность различного размещения документов, расстояние от глаз пользователя до экрана, документа,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

клавиатуры и т.д.), характеристики рабочего кресла, требования к поверхности рабочего стола, регулируемость элементов рабочего места.

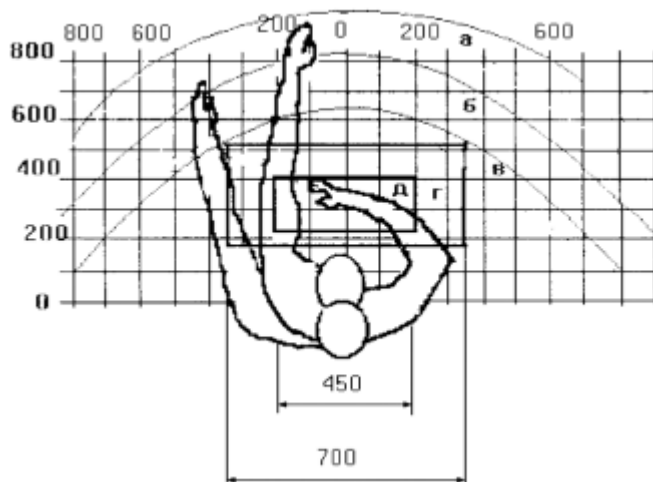
Главными элементами рабочего места программиста или оператора являются стол и кресло. Основным рабочим положением является положение сидя.

Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации. То, что требуется для выполнения работ чаще, расположено в зоне легкой досягаемости рабочего пространства.

Моторное поле - пространство рабочего места, в котором могут осуществляться двигательные действия человека.

Максимальная зона досягаемости рук — это часть моторного поля рабочего места, ограниченного дугами, описываемыми максимально вытянутыми руками при движении их в плечевом суставе.

Оптимальная зона - часть моторного поля рабочего места, ограниченного дугами, описываемыми предплечьями при движении в локтевых суставах с опорой в точке локтя и с относительно неподвижным плечом.



а - зона максимальной досягаемости; б - зона досягаемости пальцев при вытянутой руке; в - зона легкой досягаемости ладони; г - оптимальное пространство для грубой ручной работы; д - оптимальное пространство для тонкой ручной работы.

Рисунок 5.1 - Зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости:

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- дисплей размещается в зоне "а" (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура - в зоне "г"/"д";
- манипулятор "мышь" - в зоне "в" справа;
- документация: необходимая при работе - в зоне легкой досягаемости ладони – "в", а в выдвижных ящиках стола - литература, неиспользуемая постоянно.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

1. В ходе изучения нормативно – технической литературы не удалось найти единого отраслевого документа по нормированию **динамические нагрузки** технологических трубопроводных обвязок, тем самым процесс проектирования выполняется без должного учета повышенных динамических нагрузок. Факт перспективного строительства любой ГРС прорабатывается не полностью;

2. Основным источником повышенных динамических нагрузок является скорость потока газа, пульсация давления. Не стоит упускать и элементы, которые могут вызывать динамические нагрузки собственными колебаниями (регулятор давления-сердечник и пилоны) которые усиливаются геометрией технологического трубопровода (повороты, Г-образные участки, Z – образные участки, диффузоры и т.д.);

3. Исходя из расчетов параметров высокоскоростного потока газа в трубопроводной обвязке, было получено что

- при расходе газа больше 280000 м³/ч повышение скорости в 2,2 раза (фактическая скорость больше проектной);

- не выполняется условие отстройки собственных частот от частот, возбуждающих нагрузки;

- расчет звуковой мощности превышен на 23 дБ, относительно нормативного (80 дБ по СП 51.13330.2011);

4. При моделировании процесса движения газа во внутренней полости РД и предохранительного клапана, были выявлены основные элементы, на которые оказываются повышенные динамические нагрузки, способствующие возбуждению собственных колебаний. Для регулятора давления это выходной фланец (Рисунок 3.11), а для предохранительного клапана это золотник и шток (Рисунок 3.30, Рисунок 3.31);

5. При воздействии струи потока газа именно на эти конструктивные

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колосков Р.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					111	2
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

элементы, их собственные колебания усиливают динамические нагрузки. При повышении производительности (реконструкции) влияние усиливается тем самым влиянием собственных частот форм колебаний так же усиливается.

Проблема выхода из строя пружинного предохранительного клапана СППК4Р-200 связана с его неспособностью справиться со своей работой при больших производительностях. При большой пульсации давления, клапан, имеющий 2 рабочих положения: закрыто и открыто, и его полное открытие происходит при превышении значения $0,8Q_{\max}$. При пульсации давления происходит его многочисленное срабатывание и выход из строя. Отсюда можно сделать вывод, что клапан СППК не предназначен для работы на ГРС с «большими» производительностями, и любая ГРС при реконструкции требует дополнительных расчетов.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						112
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список используемой литературы

1. Котляр, И.Я. Эксплуатация магистральных газопроводов [Текст] / И.Я. Котляр, В.М. Пиляк. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1971. – 248 с.
2. Шабанов, К. Ю. Опыт эксплуатации и перспективы развития автоматизированных систем виброконтроля ГПА [Текст] / К. Ю. Шабанов, С. А. Холодков, В. А. Грабовец, В. И. Гнутов, М. Ю. Воробьев, Газовая промышленность, №1, 2014, с.56–59.
3. Гимадиев, А.Г. Снижение виброакустических нагрузок в гидромеханических системах [Текст] / А.Г. Гимадиев, А.Н. Крючков, В.В. Леньшин [и др.]. – Самара: Изд-во СГАУ, 1998. – 270 с.
4. Baumann, H.D. A method for predicting aerodynamic valve noise based on modified free jet noise theories [Text] / H.D. Baumann // American society of mechanical engineers. – New York, 1987. – №87-WA/NCA-7.
5. Bruce, D.R. Solving acoustic-induced vibration problems in the design stage [Text] / D.R. Bruce, A.S. Bommer, T.E. Lepage // Sound and Vibration. – 2013.
6. Norsok Standard L-002-2009 Piping system layout, design and structural analysis [text] / Oil Industry Association (OLF) and The Federation of Norwegian Industr//Edition 3, July 2009, p. 36.
7. Norton, M. "Mechanisms of the generation of external acoustic radiation from pipes due to internal flow disturbances" [Text] / M. Norton and M. Bull //, Journal of Sound and Vibration, 94(1), pp105–146, (1984).
8. Karczub, D. The scaling of pressure fluctuations from equal-tee piping components for in-plant noise prediction, [Text] D. Karczub, F. Catron and A. Fagerlund, // Symposium of Flow-Induced Vibration, ASME Pressure Vessel and Piping Conference, Cleveland, OH (2003).
9. Karczub D. —Piping system noise issues – multiple noise sources| [Text]/ D. Karczub, F. Catron, C. DePenning, A. Fagerlund //, Proceedings of POWER 2005,

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Список используемой литературы</i>		
Разраб.		Колосков Р.В.					
Руковод.		Никульчиков В.К.					
Консульт.		Немцова О.А.					
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.			Лит.	Лист	Листов
						113	4
					НИ ТПУ гр. 2БМ6А		

April 5–7, Chicago, Illinois, (2005).

10. Purton, E. Use of Composite Wraps to Prevent Acoustically Induced Fatigue Failure in Piping Systems [Text]/ Emma Purton, Jeremy Leggoe// 2012 CEED (Co-operative Education for Enterprise Development) Seminar Proceedings School of Mechanical and Chemical Engineering, Woodside Energy Ltd. pp. 19–24.

11. Fagerlund, A. Identification and Prediction of Piping System Noise[Text] / Allen Fagerlund, Denis Karczub, Tucker Martin// Noise-Con 2005, Minneapolis, Minnesota, October 17–19, 2005.

12. Fagerlund, A. Fisher Controls Technical Monograph 33, —Use of Pipe-wall Vibrations to Measure Valve Noise, (1974).

13. Fagerlund, A.C. Use of pipewall vibrations to measure valve noise silencers [Text] / A.C. Fagerlund // Technical monograph 33.

14. Monsen, J. Valve Noise Reduction Strategies [Online.] available: <http://valin.com/index.php/blog/14-fluid-management-/311-valve-noise-reduction-strategies>. – 2011.

15. Au-Yang, M. Flow-Induced Vibration of Power and Process Plant Components, (ASME Press, New York, 2001).

16. Bruce, D.R. Solving acoustic-induced vibration problems in the design stage [Text] / D.R. Bruce, A.S. Bommer, T.E. Lepage // Sound and Vibration. – 2013.

17. Carruci, V.A. and Mueller, R.T., Acoustically Induced Piping Vibration in High Capacity Pressure Reducing Systems, ASME Paper № 82-WA/PVP-8, 1982.

18. Блохинцев, Д.И. Акустика неоднородной движущейся среды [Текст]/Д.И. Блохинцев – М.: Наука, 1981. – 206 с.

19. Иванов, Н.И. Основы виброакустики [Текст] / Н.И. Иванов, А.С. Никифоров. – СПб.: Политехник, 2000. – 428 с.

20. Пат. 2062940 Российская Федерация, МПК F 16 L 55/04. Гаситель пульсаций давления [Текст] / Григорьев В.Б., Рябуха М.В.; заявитель и патенто-обладатель Военноморская академия им. Адм. Флота Советского Союза Н.Г. Кузнецова. – 93049376/06; заявл. 27.10.1993; опубл. 27.06.1996.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						114
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

21. Ермилов М.А., Крючков А.Н., Шабанов К.Ю. Разработка эффективных устройств снижения виброакустических нагрузок в линиях редуцирования газораспределительных станций // Известия самарского научного центра Российской академии наук. –2014. - Т.16 - №6. - С. 300-304.

22. Пат. 2034190, Российская Федерация, МПК F 16 L 55/04. Гаситель пульсаций давления и расхода в трубопроводе [Текст] / Курбанов Г.Я., Мустафаев А.Ф.; заявитель и патентообладатель Азербайджанский индустриальный университет им. М. Азизбекова. –4942829/29; заявл. 16.04.1991; опубл. 30.04.1995.

23. Борисов С.Н., Даточный В.В. Гидравлические расчеты газопроводов. – М.: Недра, 1972, 108 с.

24. СА 03–003–07. Расчет на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов, ООО «НТП Трубопровод», 2007.

25. Чайницын Г.Л. Эксплуатация газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М: Недра, 1971. – 168 с.

26. СП 51-13330.2011-2003 «Защита от шума».

27. Самарин А.А. Вибрации трубопроводов энергетических установок и методы их устранения. – М.: Энергия, 1979. – 288 с.

28. СТО Газпром 2–3.5–043–2005. Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром».

29. СТО Газпром 2–3.5–042–2005. Методика расчета уровня шума от компрессорных станций.

30. ГОСТ Р ИСО 15665-2007. Руководство по акустической изоляции труб и арматуры трубопроводов, Москва 2008.

31. Загузов И.С. О снижении уровней пульсаций, вибраций и шума в гидравлических и топливных системах. Динамические процессы в силовых и энергетических установках летательных аппаратов. - Самара,1994. - С. 69-74.

32. Колесников А.Е. Шум и вибрация: Учебник. – Л.: Судостроение,1988. – 242с.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

33. Лопашев Д.З. Методы измерения и нормирования шумовых характеристик. –М.: Изд-во стандартов, 1983. – 232 с.
34. СТО Газпром РД 1.10–098–2004. Методика проведения комплексного диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М., 2004.
35. Арзуманов Э. С. Снижение шума и вибрации в регулирующих органах клапанов. - М.: Изд-во «ЦИНТИ», 1976. - 48 с.
36. Борьба с шумом на производстве. / Под общ. ред. Е. Я. Юдина. - М.: Изд-во «Машиностроение», 1963. - 352 с.
37. ГОСТ 12.1.023-80. Шум. Методы установления значений шумовых характеристик стационарных машин. - М.: Госстандарт СССР, 1980. - 62 с.
38. Наука и безопасность, №1 Март 2015 г. АНО НИИ «Промбезопасность».
39. Будрин С.В. Исследование процессов формирования турбулентных пульсаций давления в проточных частях некоторых элементов // Акустический журнал. - 1994. -Т. 40. - № 3. - С. 515-516.
40. Рабинович М.И. О дипольном акустическом излучении турбулентного пограничного слоя на жёсткой поверхности с геометрической неоднородностью // Акустический журнал. – 1984. – Т. 30. (№ 1) – С. 105–109.Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. - М.: Наука, 1976. - 888 с.
41. Журнал. – 1984. – Т. 30. (№ 1) – С. 105–109.Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. - М.: Наука, 1976. - 888 с.
42. Арзуманов Э.С. Снижение шума и вибрации в регулирующих органах клапанов для высоких перепадов давлений. - М.: ЦИНТИ химнефтемаш, 1976. - 48 с.
43. ВРД 39-1.10-069-2002. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных трубопроводов. – М., 2003.
44. Дейч М. Е. Техническая газодинамика. - М.: Изд-во «Энергия», 1974. - 592 с.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						116
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение А

Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке

Problems of acoustic vibration at the design stage

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Колоскову Роману Владимировичу		

Консультант отделения ОНД _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения _____ (аббревиатура отделения) _____ :

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

Приложение А

Problems of acoustic vibration at the design stage

Failures of piping in the hydrocarbon industry represent a potential for catastrophic accidents in terms of both lost lives and dollars. It has been reported that more than 20% of the piping failures in the UK sector of the North Sea were due to piping vibration and fatigue failures. It is clear that acoustic-induced vibration is a serious risk since a single failure will often shut down a facility for hours or days, resulting in lost production at a minimum. In the 1980s, nine AIV failures were documented and used to develop criteria. One resulting criteria system plots the sound power level versus the diameter of the pipe; another plot the sound power level versus the ratio of the nominal diameter to the wall thickness of the pipe. Safe design curves are then drawn through the data. One of the simplified approaches seems to have misinterpreted the original data and now has a safe design curve where a failure has occurred. Since the 1980s, there have been many more failures, but the documentation of these failures has not been shared with the engineering community. This article discusses the existing criteria, presents CSTI's past approach to the challenge of designing to avoid potential AIV problems, identifies a new failure curve as a function of the ratio of the mean diameter to the thickness squared, and proposes a new safe design curve.

In 2010, Marsh Energy Practice¹ presented a summary of the property damage losses in the hydrocarbon industry. There is no record that any of these losses were actually caused by fatigue due to acoustic-induced vibration (AIV); however, it is highly probable that pipe fatigue was the cause of some losses. The total dollar value of these losses, adjusted for inflation, is greater than 10.7 billion USD (2009). Tragically, more than 200 people were killed from 1975 to 2009. Earlier, the Energy Institute discussed the link between pipe fatigue and the release of hydrocarbons from some North Sea platforms:

Data published by the UK's Health & Safety Executive for the offshore industry have shown that in the UK Sector of the North Sea, piping vibration and fatigue

					<i>Исследование вибрационного воздействия при редуцировании газа на газораспределительных станциях</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Приложение А</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Колосков Р.В.						
Руковод.		Никульчиков В.К.					118	14
Консульт.		Коротченко Т.В.				НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
И.о. Зав.каф.		Бурков П.В.						

accounts for over 20% of the hydrocarbon releases. Although overall statistics are not available for onshore facilities, data are available for individual plants that indicate that in Western Europe, between 10% and 15% of pipework failures are caused by vibration-induced fatigue.

This article summarizes an approach to identifying and solving acoustic-induced vibration problems in the design stage for the oil and gas industry.

Background

Pressure-reducing devices, such as relief valves, control valves, and orifice plates, can generate high levels of high-frequency acoustical energy downstream of the valve. The sound power level is a function of the pressure drop across the device, the upstream pressure, the mass flow through it, the molecular weight, and the temperature. This acoustical energy propagates downstream of the valve where the resulting vibration has caused failures due to fatigue, sometimes in just a few hours of operation. The sound power level L_w of the valve or orifice plate can be calculated as follows:

$$L_w = 10 \text{Log} \left[M^2 \cdot \left(\frac{P_1 - P_2}{P_1} \right)^{3.8} \cdot (T / W)^{1.2} \right] + 126,1 + K \quad (1)$$

where:

L_w = sound power level in dB re 10–12 watts

M = mass flow in kg/sec

P_1 = upstream pressure in kPa absolute

P_2 = downstream pressure in kPa absolute

T = temperature in Kelvin

W = molecular weight

K = zero for nonsonic flow and +6 for sonic flow conditions

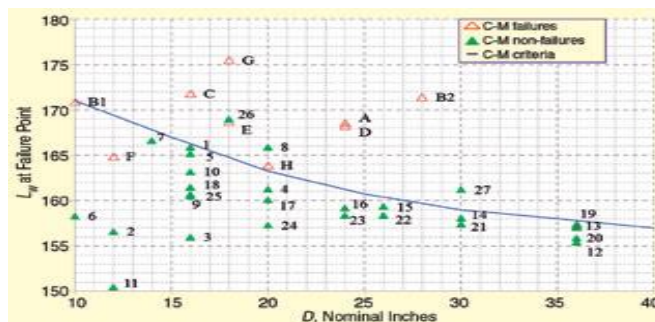


Figure 1. Carucci and Mueller data and criteria curve.

					Приложение А	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

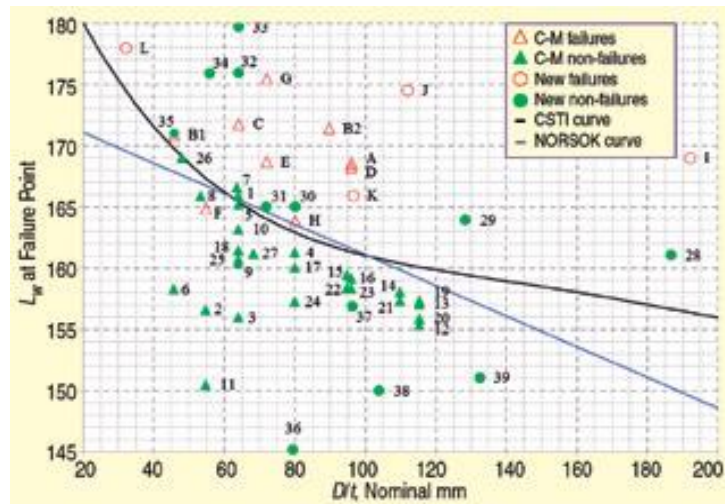


Figure 2. AIV data and criteria curves.

History of Pipe Failures Due to AIV

In the 1980s, Carucci and Mueller³ (C-M) investigated failures of thin-walled piping. They reported nine failures. Their work also lists 27 situations that did not fail. Figure 1 presents the C-M data with the reported L_w plotted as a function of the nominal diameter D . The nine failures are noted with letters A-H, and the 27 non-failures with numbers 1-27. The blue curve is their safe design criteria curve and is valid for non-continuous operation for a total of not more than 12 hours.

Eisinger plotted the C-M data as a function of the ratio of the nominal diameter to the wall thickness D/t rather than D . Although Eisinger indicated in the text that internal diameter was used, the table clearly shows the use of the same nominal diameter as noted by C-M. Also, Eisinger plotted points H and 27 at substantially higher L_w than the original C-M values (perhaps due to calculating the power at the valve rather than at the point of failure). McMahon has confirmed that point H is plotted correctly in the graph in the C-M paper.

$$L_w = 4,219 \cdot 10^{-3} (D/t)^4 - 2,8195 \cdot 10^{-3} (D/t)^3 + 0,006781 \cdot 10^{-3} (D/t)^2 - 0,7549 \cdot 10^{-3} (D/t) + 192,6125 \quad (2)$$

					Список используемой литературы	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

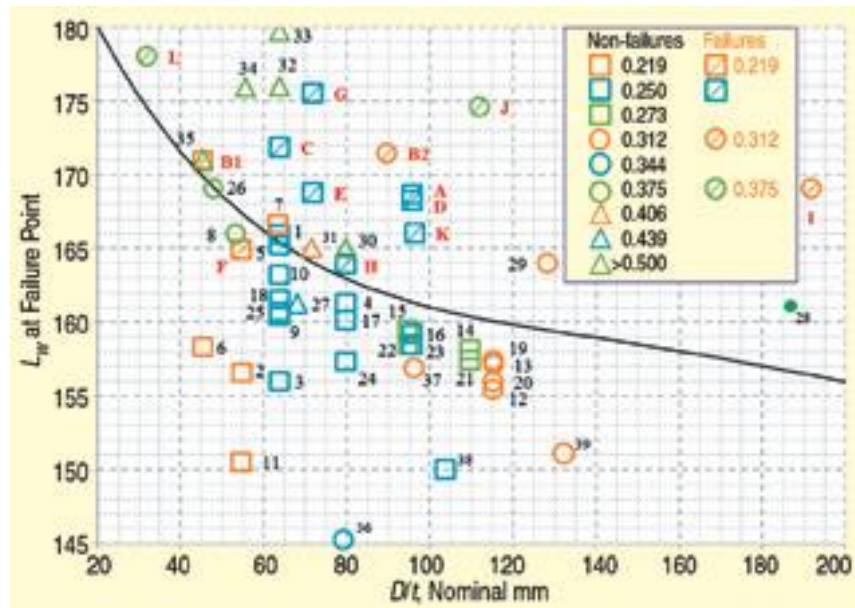


Figure 3. AIV data from Figure 2, with CSTI curve and pipe wall thicknesses.

A number of oil companies have shared some additional failure and non-failure data, which are plotted in Figure 2 as a function of the nominal diameter divided by the thickness along with the original C-M data. The only information on the new data points is the L_w and the D/t ratio. The black curve is the CSTI design criteria curve:

This equation, patterned after C-M and developed by Riegel,⁶ is shaped to plot below the known failures, which can be attributed to AIV. Point F of the C-M data, a failure at $L_w = 165$ and $D/t = 55$, was the result of an undercut weld, which had no further issues after repair. Therefore, it is not an AIV failure, but is more properly attributed to construction technique and was ignored for the purpose of fitting the CSTI curve. The new reported failures are labeled I, J, K, and L, and the additional reported non-failures are labeled 28-39. Point L ($L_w = 178$ and $D/t = 31$) operated for more than 12 hours and therefore would not be a failure of the criteria curve.

The Eisinger curve, which has been incorporated into the Norsok Standard L-002 Edition 3, July 2009, is presented as the straight line in Figure 2. The formula for this line is:

$$L_w = 173,6 - 0,125D_i / t \quad (3)$$

where t is the thickness in mm, and D_i is identified as the internal diameter, Eisinger seems to have plotted his figures using the nominal diameters. Although it purports to

					Список используемой литературы	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

be a *safe* design curve, there has been at least one failure on this curve, namely point H, which falls on the line when plotted with the original L_w .

There are no AIV failures below the Riegel/C-M curve. Plotting L_w against D/t (rather than against D) continues to serve as the design approach for several major companies, using a criteria curve that is similar to the black curve shown in Figure 2.

The number of failures at each pipe thickness is summarized in Table 1. For the C-M data, the pipe diameter and thickness are given. For the new data, we have only D/t ; neither the diameters nor the thicknesses were specified. Using standard piping size schedules, we have evaluated the D/t for each pipe diameter. There are at least two possibilities for diameters and thicknesses for data points I, J, and K, and three possibilities for data point L.

Pipe Wall Thickness, Inches	Total C-M Failures	C-M Failures	New Failures
0.219	2	B1, F	
0.250	6	A, C, D, E, G, H	K
0.312	1	B2	I
0.375	0		J, L
>0.375	0		

Figure 3 presents all of the data, with the thickness of the pipe identified by the color of the circle, square, or triangle around the data point and with failures indicated by a slash through the circle or square. While we have not seen any reports of failures with pipe walls thicker than 0.375 inches, this is not proof that pipes will not fail above this thickness. For the four new data points for failures, we have plotted a single value of D/t_2 , with thicknesses as follows: I – 0.312-inch, J – 0.375-inch, K – 0.250 inch, and L – 0.375 inch.

Data points 28-39, representing the new non-failure data, are more difficult to classify into relevant diameters and thicknesses. For some data points (30, 32, 33, 34, 35, and 37), there are two or more combinations of diameters and thicknesses that give the relevant D/t . For data point 28, we could find no possible combination of standard diameter and thickness to give the appropriate D/t . For data points 29, 31, 36, 38, and

39, there is a single diameter and thickness that gives the appropriate D/t . These new data points are coded with the following thicknesses (in inches) in Figure 3: 29 – 0.312, 30 – 0.500, 31 – 0.406, 32 – 0.500, 33 – 0.500, 34 – 0.500, 35 – 0.656, 36 – 0.344, 37 – 0.312, 38 – 0.250, and 39 – 0.312.

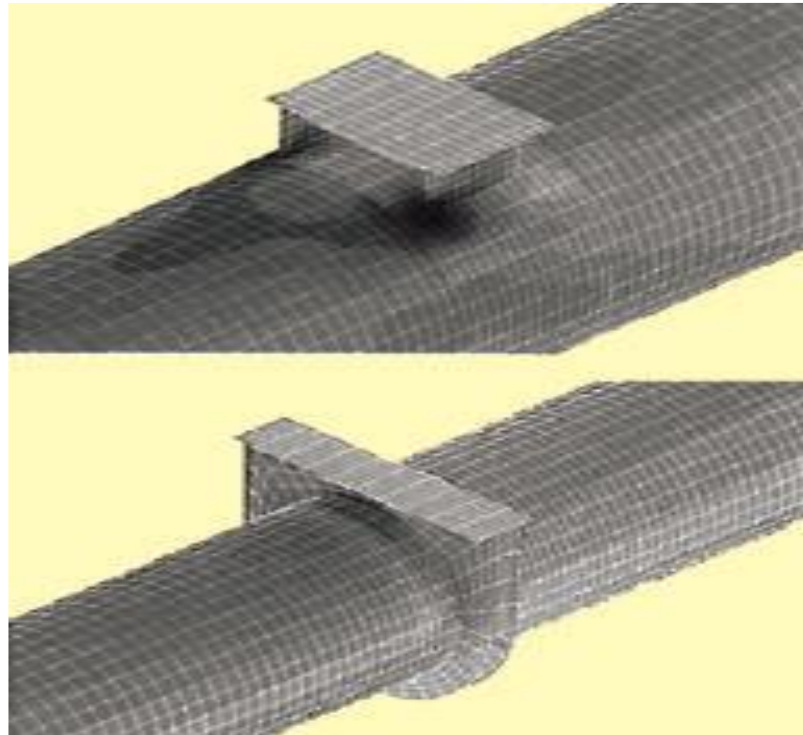


Figure 4. Finite-element modeling of stiffener rings.

CSTI Acoustics Approach

Valves produce sound power inside the downstream line. The sound is radiated downstream through the piping system and out through the walls of the line, causing the walls to vibrate. Most of the energy stays inside the line with very little attenuation over distance.

In sections where the sound power level exceeds the criteria, the pipe is vibrating significantly due to the high internal sound power levels. Failure points arise with AIV when there is an asymmetric junction or attachment. The movement of the pipe can cause high stresses at the joint and an eventual failure. For lines with sound power levels above the criteria, the asymmetric discontinuities in the pipe wall are the potential failure points. These include branch connections, tie-backs, support saddles, vents, drains, and any welded connections to the line.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						123
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Depending on how much the internal sound power level exceeds the criteria, the piping design is revised depending on established guidelines. Table 2 shows the criteria used at several petrochemical firms.

CSTI's approach is to calculate the L_w of the valve using Eq. 1 and propagate the sound power down the line, comparing the L_w with the criteria along the line. If the criteria are exceeded, we see if source controls will be allowed, e.g.:

- Use more valves, reducing L_w
- Use different valves, reducing L_w
- Use multi-staged restriction orifices, reducing L_w
- Use an in-line silencer, reducing L_w

Quiet valves are available and have been used to control AIV. We are unaware of any in-line silencers having been used for AIV problems and no manufacturers responded to a recent bid request for them.

Next, we consider the possibility of using damping and stiffener rings. Hayashi *et al.*⁷ reported reduction of stress by 43% in a finite-element model that calculated the effect of stiffeners on pipe wall stresses. Figure 4 shows the differences in the stresses in the pipe wall for a pipe shoe on the left vs. a combined pipe shoe/stiffener ring on the right. Table 3 gives the stress for the pipe shoe and the combined pipe shoe and stiffener ring. Although this is encouraging information, since we have not seen any quantitative data for an application in the field, we are reluctant to incorporate stiffener rings into field applications. Neither do we know of any successful applications of damping techniques successfully applied to prevent or remedy AIV failures.

Once the source and path treatments have been considered, CSTI then moves to the two methods of treatment most often used:

- Increasing pipe wall thickness, which allows higher sound power levels, or
- Eliminating asymmetric discontinuities which reduces the risk, as Carucci and Mueller reported:

Based on past experience, asymmetric discontinuities in the pipe wall, such as branch connections, support saddles, and restraint attachments are potential fatigue

					Список используемой литературы	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

failure points. Fatigue failures are caused by the peak cyclic stresses that occur at these details where the vibrating pipe wall is abruptly restrained by an asymmetric discontinuity.

Axisymmetric discontinuities in the pipe wall, such as at flanges and stiffener rings, have been found not to be potential fatigue failure points. This is because the pipe wall vibration amplitudes damp out gradually as they approach an axisymmetric discontinuity due to the cylindrical shell stiffening effect. In this way, the shell vibration cyclic stresses are minimized. It is also interesting to note that an acoustically induced fatigue failure has not occurred in a section of plain unstiffened pipe. Therefore, the only recommended precautions to be taken for axisymmetric discontinuities are to assure good quality full penetration welds with no undercut in flange, stiffener ring, or pipe walls.

Figure 5 shows the AIV criteria that CSTI has used on previous projects. If the L_w at a location exceeded the design curve by less than 5 dB, the pipe wall thickness was increased until the L_w was less than the criteria, or the piping with this L_w had full wrap encirclements for all connections. If the L_w at a location was between 5 and 10 dB above the criteria, then the pipe wall thickness was increased to the lesser of 0.500 inches or just enough so that the point fell within 5 dB of the criteria, and full wrap encirclement was used. If the L_w exceeded the criteria by 10 dB or more, then the pipe wall thickness was increased until the L_w was not greater

Table 2. Comparison of different AIV guidelines.

Guidelines/Recommendations for up to 12 Hrs		
Above criteria by:	Guideline A	Guideline B
0 to 5 dBA	Full wrap encirclement, forged tees, etc.	13 mm (0.500") wall thickness with welding tees, full wrap, etc.
5 to 10 dBA	13 mm (0.500") wall thickness with full wrap, forged tees, etc.	
10 to 15 dBA	Redesign system	16 mm (0.625") wall thickness with welding tees, full wrap, etc.
Above 15 dBA		Redesign system

Table 3. Maximum stress (MPa) with and without stiffener ring.

Item	Load Due to Thrust	Load Due to AIV
Pipe shoe	17	91
Pipe shoe/stiffener ring	14	52

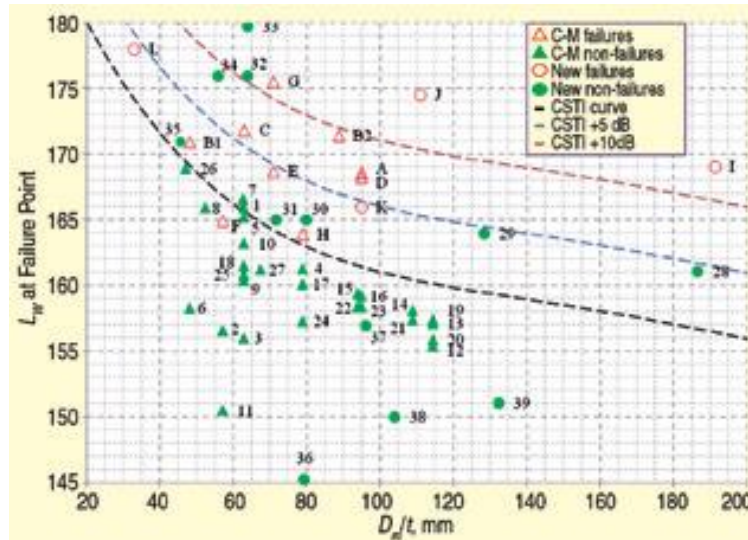


Figure 5. Previous CSTI AIV criteria curves.

than the criteria +5 dB, and full wrap encirclement was used.

All lines exceeding the criteria received treatment at all asymmetric locations.

This treatment required:

- Eliminating all weldolets
- Full-wrap encirclement, forged tees, or sweepolets for all connecting lines 2 inches and above
- Eliminating small vents, drains, and other connections smaller than 2 inches or replacing with minimum 2-inch connections treated as discussed above

Criteria Uncertainty

To create a valid AIV criteria curve, there are two basic approaches:

- Using theoretical equations to determine fatigue based on the piping design and conditions;
- Making a judgment based on historic data;

With the theoretical approach, the necessary equations are well known. However, field conditions almost never match ideal laboratory conditions. Data from comprehensive laboratory testing of actual piping configurations combined with extensive field experience is needed to certify or revise the theoretical analyses. However, such data are extremely scarce in the public domain, and we know of no criteria curves derived therefrom. We suggest that major players have a vested interest in funding objective studies on AIV whose findings would be in the public domain.

When using historic data, the problem is an insufficient quantity of fully detailed data. Only the original C-M data set has enough detail for thorough analysis. As mentioned previously, the newly reported AIV points have only two known parameters: Lw and D/t . We don't know the pipe wall thickness or any of the flow parameters for the new data, and we cannot even be certain which diameter was used for the ratio – internal, external, or nominal. Furthermore, the uncertainty range of the sound power for any of the valves could easily be ± 3 dB or worse. Finally, for all the data, there are no details on any downstream asymmetric discontinuities.

With such limited knowledge, it is remarkable that the design curves in use have been so successful to date. We need more data with at least the level of detail as provided by Carucci and Mueller, along with agreement to standardize on reporting the actual pipe dimensions rather than the nominal diameter. Knowledge of the flow conditions is critical, especially whether or not sonic flow exists. It is important to know if asymmetric discontinuities were present at the points of failure along with the use (or lack) of any reinforcements, stiffening, or damping. The result of lacking detailed information for the new data is a rather large uncertainty when formulating experience-based criteria. With so much current uncertainty in both methods of establishing criteria curves, it is prudent to add a safety factor to any criteria curve obtained by either method. But just how much of a factor should be added? Standard engineering practice suggests that this buffer should be not less than 3 dB below the failure curve in view of the potential for extreme financial loss with AIV failures. Given that AIV failures can result in personal injuries (even death in the extreme cases), one might wish to be

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						127
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

more cautious and use a +5 dB safety factor. Here again, more data would be beneficial for making sound judgments.

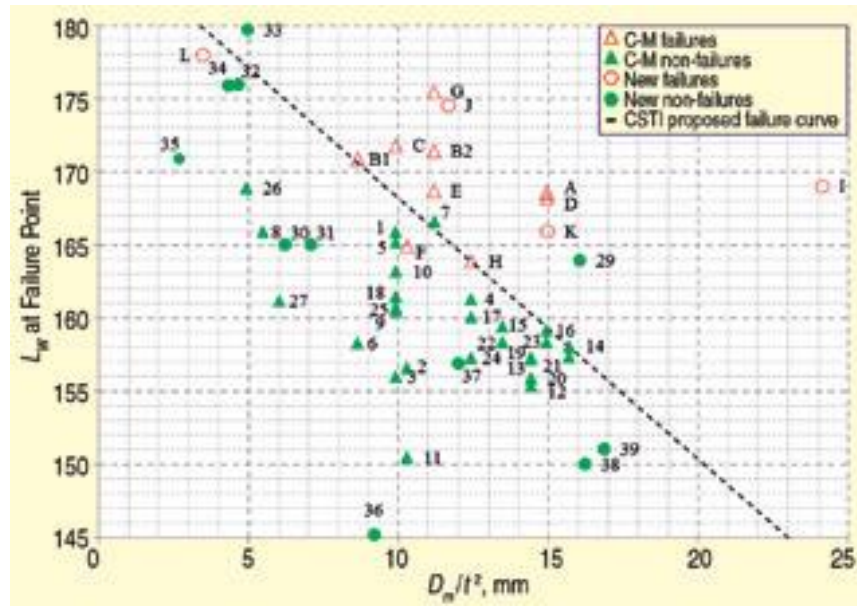


Figure 6. AIV failure curve: $L_w = 186.07 - 1.7857(D_m/t^2)$.

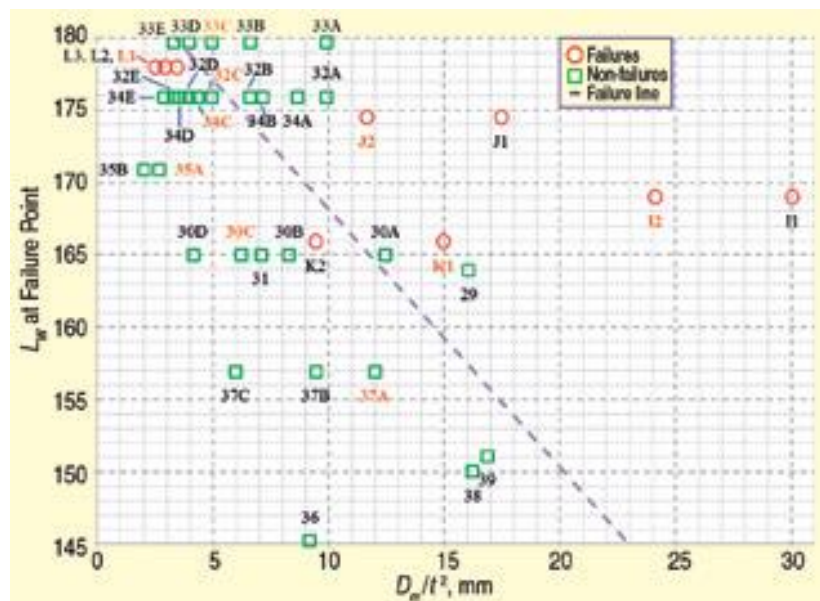


Figure 7. Possible diameter and thickness combinations, new data points.

Non-Linear Excitation Response

Maximum vibration of the pipe wall will occur when the pipe structural modes coincide with the propagating acoustic modes. Norton & Karczub⁸ have noted that pipe wall vibrational response is a function of the non-dimensional pipe wall thickness parameter b a parameter that is derived from the wall thickness and mean pipe radius:

$$\beta = t / (2\sqrt{3R_m}) \quad (4)$$

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

where t is the pipe wall thickness and R_m is the mean pipe radius. First, there is a direct effect that is inversely proportional to b^2 . It is important to note that this direct effect is non-linear. Let V be the total vibrational response, and let k be the lumped parameter for all the other effects, with D_m being the mean diameter:

$$V = k / \beta^2 = k(12R_m / t^2) = 6k(2R_m / t^2) = 6k(D_m / t^2) \quad (5)$$

Second, variations in b produce significant variations in the possible number of wave number coincidences, and the number of coincidences is essentially independent of non-dimensional length and is generally unaffected by flow speed and varies inversely with b .

So the direct affect says that vibration magnitude at coincidence is proportional to D_m/t^2 , and the indirect effect says that increasing diameter relative to thickness or decreasing thickness relative to diameter increases the likelihood of coincidence.

These thoughts led us to plot the AIV data as a function of D_m/ t^2 as shown in Figure 6. When L_w is plotted as a function of D_m/ t^2 , a straight-line failure curve can be drawn according to Eq. 6.

$$\text{Failure line } L_w = 186,07 - 1,7857(D_m / t^2) \quad (6)$$

Figure 7 plots the new data points along with the failure line (excluding point 28, for which no diameter and thickness combination could be deduced). For each data point, there may be a number of combinations of diameter and thickness that give the appropriate D/t . For point 33, for example, there are five different possibilities that are identified as 33A-33E. The points in orange, e.g. 33C, are the most likely combinations. Note that points I1, I2, J1, J2, and K1 are above the failure line. K2 is below it, leading us to speculate that the dimensions of K1 are more likely correct than those of K2. L1, L2 and L3 are beneath the failure curve, but it was operated for more than 12 hours. Points 30-39 either had or could have had dimensions that would place them below the failure line.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						129
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

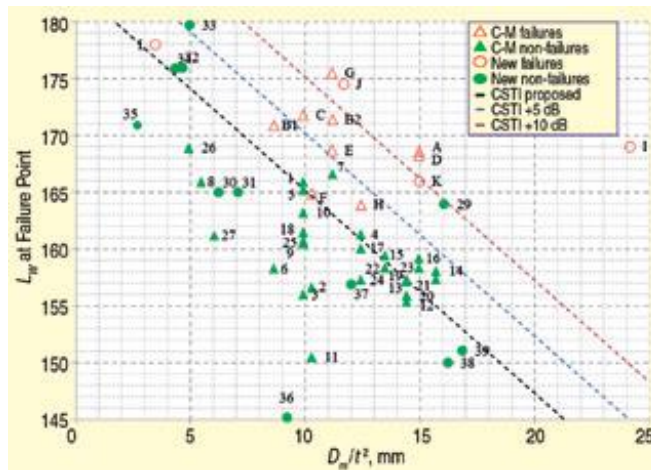


Figure 8. CSTI proposed design curves: $L_w = 183.07 - 1.7857(Dm/t^2)$

In addition, these lines could have had other treatments such as full wrap encirclements that would explain why they did not fail. Only points 29 and 33 of the non-failures are above the failure line. A criteria curve could be drawn 3 dB below that failure line, as shown in Figure 8, according to Eq. 7:

Figure 7 plots the new data points along with the failure line (excluding point 28, for which no diameter and thickness combination could be deduced). For each data point, there may be a number of combinations of diameter and thickness that give the appropriate D/t . For point 33, for example, there are five different possibilities that are identified as 33A-33E. The points in orange, e.g. 33C, are the most likely combinations. Note that points I1, I2, J1, J2, and K1 are above the failure line. K2 is below it, leading us to speculate that the dimensions of K1 are more likely correct than those of K2. L1, L2 and L3 are beneath the failure curve, but it was operated for more than 12 hours. Points 30-39 either had or could have had dimensions that would place them below the failure line. In addition, these lines could have had other treatments such as full wrap encirclements that would explain why they did not fail. Only points 29 and 33 of the non-failures are above the failure line. A criteria curve could be drawn 3 dB below that failure line, as shown in Figure 8, according to Eq. 7:

The new data identified in orange in Figure 7 are shown in Figure 8 along with the proposed criteria and treatment lines (criteria +5 and criteria +10). Again, note that point *F* was an undercut weld, and *L* was operated for more than 12 hours. It would be

useful to know if these points (29-39) have failed in subsequent operation, how long they have ever operated, or if they have untreated asymmetric connections.

Conclusions

We have examined historical data and criteria curves along with the historical methods of designing to avoid or remedy AIV failures. CSTI's historical approach has been detailed and a new criteria curve has been proposed based on the non-linear nature of vibration excitation and using the ratio of Dm/t^2 . The lack of practical experience with damping and stiffener rings has also been noted. By working together to improve the criteria, based on both experience and solid scientific investigation, we can hope to prevent future failures of piping due to acoustic-induced vibration in the hydrocarbon industry.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		131