

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ВЛИЯНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА ПРОЦЕСС АНТИПОМПАЖНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ЗАПОЛЯРНОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 621.646.4:622.276.51(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Захаров Кирилл Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты

		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>
		<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>
			<p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p>И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
<p>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</p>				
<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>	<p>И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>

	<p>3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	---	---	---	--

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Захарову Кириллу Сергеевичу

Тема работы:

Влияние зависимости технологических показателей на процесс антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	63-14/с от 04.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие понятия газодинамической системы технологического объекта. Анализ основных геолого-промысловых характеристик Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Элементы газодинамической системы. Выбор и обоснование способа антипомпажного регулирования работы оборудования. Прогнозирование режимов работы дожимных компрессорных станций. Расчёт антипомпажного и цехового регулирования работы оборудования. Описание регулирующего антипомпажного

	клапана. Конструкция регулирующего антипомпажного клапана. Система управления регулирующим антипомпажным клапаном.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Профессор, д.ф.н., Матвеевко Ирина Алексеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЯ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ АНТИПОМПАЖНОГО И ЦЕХОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ КОМПРИМИРОВАНИИ ГАЗА
ВНЕДРЕНИЕ РЕГУЛИРУЮЩЕГО АНТИПОМПАЖНОГО КЛАПАНА С ЦЕЛЬЮ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА ПОДГОТОВКИ ГАЗА.
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.03.2022
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		04.03.2022
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Захаров Кирилл Сергеевич		04.03.2022

Обозначения, определения и сокращения

ЦК – центробежный компрессор;

РК – рабочие колеса;

АПК – антипомпажный клапан;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЛГП – линия границы помпажа;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ЗНГКМ – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КС – компрессорная станция;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ГДХ – газодинамическая характеристика;

ГП – газовый промысел;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

МПК – межпромысловый коллектор;

ПДГТМ – постоянно действующая геолого-технологическая модель;

СПЧ – сменная проточная часть;

ЦБК – центробежный компрессор;

СТП – стандарт предприятия;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

ЦДКС – центральная дожимная компрессорная станция;

ЦБН – центробежный нагнетатель.

Помпаж – нестабильная работа компрессорной техники, вследствие чего возникают резкие скачки в давлении и колебания в объемах подачи рабочей среды — газовой или воздушной смеси;

Трим – составляющая часть антипомпажного регулирующего клапана (седло, сепаратор, поршень). Внутри трима движется поршень;

Обезразмеривание газодинамической характеристики – построение графической зависимости - безразмерной характеристики нагнетателя для определения внешних характеристик нагнетателя при различных условиях его работы;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 154 страниц, в том числе 49 рисунков, 27 таблиц, 3 приложения. Список используемых источников включает 34.

Ключевые слова: помпаж, антипомпажное регулирование, газодинамические характеристики, центробежный компрессор, регулирующий клапан, дожимная компрессорная станция.

Объектом исследования является явление помпажа, возникающее при эксплуатации центробежных компрессоров, а также методы и способы его регулирования.

Цель исследования – обоснование эффективности применения антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования проанализированы газодинамические характеристики, влияющие на эффективность работы нагнетателя. Определены общие понятия газодинамической системы технологического объекта. Выполнено прогнозирование режимов работы ДКС. Произведен расчет цехового и антипомпажного регулирования работы оборудования при различных вариантах объёмов газа, а также расчет запаса устойчивости работы используемого компрессорного оборудования.

В результате исследования предложен оптимальный способ антипомпажного регулирования, позволяющий увеличить эффективность и безопасность работы центробежных компрессоров на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

Область применения: газоперекачивающие агрегаты дожимных компрессорных станций Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	15
1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЯ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	17
1.1 Общие понятия газодинамической системы технологического объекта..	17
1.2 Анализ основных геолого-промысловых характеристик Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения	19
1.3 Элементы газодинамической системы.....	26
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ АНТИПОМПАЖНОГО И ЦЕХОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ КОМПРИМИРОВАНИИ ГАЗА.....	32
2.1 Прогнозирование режимов работы дожимных компрессорных станций .	40
2.1.1 Математическая модель расчётов показателей работы дожимной компрессорной станции.....	40
2.1.2 Выбор схем оснащения дожимных компрессорных станций	47
2.2 Расчёт антипомпажного и цехового регулирования работы оборудования.....	54
2.2.1 Расчёт режимов работы дожимной компрессорной станции в одну ступень сжатия	54
2.2.2 Расчёт режимов работы дожимной компрессорной станции с учётом дополнительных объёмов газа	58
2.2.3 Расчёт оптимизационного варианта режимов дожимной компрессорной станции	64
2.2.4 Расчёт режимов работы дожимной компрессорной станции при пиковых нагрузках	66
2.2.5 Анализ результатов расчёта режимов работы дожимной компрессорной станции	71
2.3 Расчёт запаса устойчивости работы компрессорного оборудования	73
3 ВНЕДРЕНИЕ РЕГУЛИРУЮЩЕГО АНТИПОМПАЖНОГО КЛАПАНА С ЦЕЛЬЮ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА ПОДГОТОВКИ ГАЗА	82
3.1 Описание регулирующего антипомпажного клапана	82
3.2 Конструкция регулирующего антипомпажного клапана.....	85

3.3 Система управления регулирующим антипомпажным клапаном	88
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	94
4.1 Экономические показатели	95
4.2 Расчёт экономической эффективности проекта.....	96
4.3 Экономическая чувствительность.....	103
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	108
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
5.2 Производственная безопасность.....	110
5.3 Расчёт системы воздухообмена	115
5.4 Экологическая безопасность.....	117
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	127
Приложение А	132
Приложение Б.....	135
Приложение В.....	139

ВВЕДЕНИЕ

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших нефтегазоносных месторождений. Начальные геологические запасы газа составляют 186 миллиардов кубометров. При таких больших объёмах перекачиваемой среды должна обеспечиваться надежная работа компрессорных станций, путём предоставления газодинамической устойчивости центробежных компрессоров. Вследствие потери по различным причинам этой газодинамической устойчивости в нагнетателе возникает режим помпажа, который характеризуется сильными колебаниями расхода и давления газа, что часто приводит к аварийным остановкам с крупными поломками элементов компрессора.

В силу принимаемых проектных решений (определяемых, например, стремлением получить заданное давление нагнетания меньшим числом ступеней и, как следствие, применением высоконапорных рабочих колес), ЦК имеют достаточно хорошую газодинамическую характеристику и относительно невысокий запас устойчивой работы. Поддержание заданного конечного давления при расходах меньших расчетного и постоянных частотах вращения роторов производится в основном дросселированием газа на линии всасывания и байпасным сбросом с линии нагнетания, т.к. значительную часть времени (не менее 50%) эти машины работают на этих режимах. Поэтому научно-исследовательские работы, направленные на решение этой задачи, являются весьма актуальными.

Целью данной магистерской работы является обоснование эффективности применения антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО).

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить главные общие понятия и элементы газодинамической системы технологического объекта;
2. Проанализировать основные геолого-промысловые характеристики Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения;

3. Выполнить расчёт антипомпажного регулирования работы оборудования;

4. Подобрать регулирующее устройство для достижения антипомпажного регулирования центробежного компрессора;

5. Проанализировать эффективность выбранного способа регулирования.

Защищаемые положения:

1. Эффективность работы нагнетателя определяется следующими минимальными значениями газодинамических характеристик, используемых центробежных компрессоров Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения:

– Производительность (расход газа) центробежного компрессора 150 м³/мин;

– Частота вращения ротора 3200 об/мин.

2. Достижение увеличения запаса газодинамической устойчивости работы компрессора на 41-42%, за счёт внедрения в работу регулирующего антипомпажного клапана.

1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЯ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1.1 Общие понятия газодинамической системы технологического объекта

Задача антипомпажной защиты включает в себя поддержание запаса по помпажу не ниже заданного значения, обнаружение помпажа и вывод нагнетателя из зоны помпажа. Поддержание минимального запаса по помпажу достигается путем своевременного частичного или полного открытия антипомпажного клапана (АПК) при достижении рабочей точкой нагнетателя линии ограничения или быстром приближении к ней.

Помпаж – это автоколебания в системе нагнетатель - сеть. Под сетью в данном случае понимается совокупность трубопроводов, клапанов и емкостей, расположенных на входе и выходе нагнетателя и создающих определенное сопротивление [1].

Помпаж нагнетателя сопровождается такими внешними признаками как прерывистый шум, хлопки, сильная вибрация нагнетателя, периодические толчки, колебания частоты вращения и температуры газов приводящей ГТУ и т.д. Нагнетатели различных конструкций имеют свои присущие им внешние признаки проявления помпажа. Причинами, кроме возрастания сопротивления сети и чрезмерного снижения расхода, могут стать: колебания давления в газопроводе, влияние параллельно включенных, более напорных ЦН, неправильная или несвоевременная перестановка кранов в трубной обвязке нагнетателя, снижение частоты вращения нагнетателя ниже допустимой, попадание посторонних предметов на защитную решетку нагнетателя, ее обледенение и т. д.

Условия работы нагнетателя в сети при широком диапазоне изменения режимов в значительной степени зависят от взаимной согласованности характеристик нагнетателя и сети. Зависимость между степенью повышения

давления в нагнетателе E от расхода газа Q , перекачиваемого по газопроводу, и от частоты вращения ротора нагнетателя называют рабочей характеристикой нагнетателя (рисунок 1).

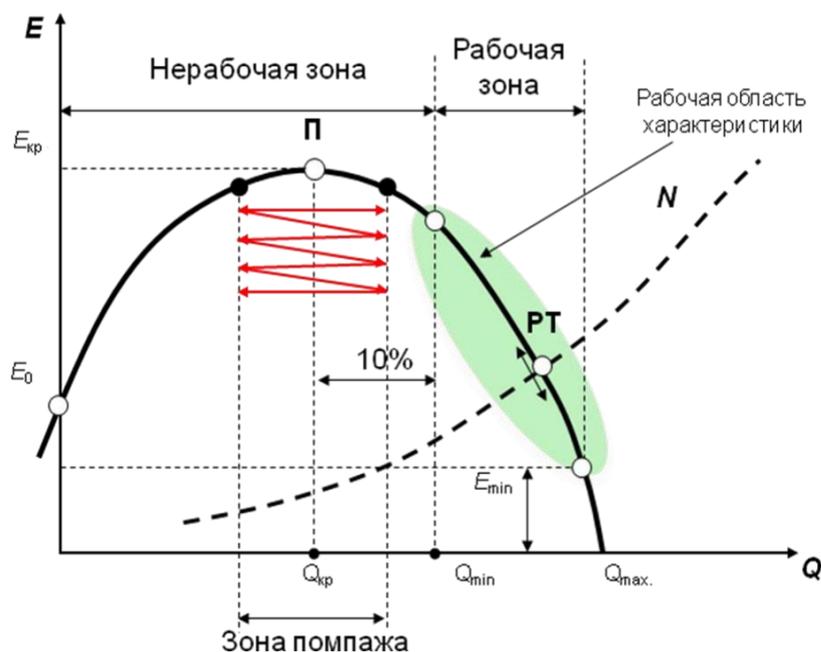


Рисунок 1 – Рабочая характеристика нагнетателя [1]

При неизменной частоте вращения ротора нагнетателя, устойчивый режим работы начинает нарушаться в области максимума на характеристике с небольшими отклонениями в ту или иную сторону.

Рабочая точка нагнетателя ($РТ$) определяется пересечением характеристики нагнетателя и характеристики сети (кривая N) и может перемещаться в рабочей области характеристики. При пересечении точки помпажа (Π), определяемой критическими значениями расхода газа $Q_{кр}$ и степени повышения давления (степени сжатия) $E_{кр}$, начинаются колебания расхода и давления. Рабочая точка не должна находиться левее границы рабочей зоны. Точка E_0 соответствует степени сжатия при нулевой производительности.

Обычно минимально допустимая рабочая производительность Q_{min} должна не менее чем на 10% превышать критическую $Q_{кр}$. Более конкретные цифровые рекомендации должны указываться исходя из типа и режима эксплуатации нагнетателя.

Крайне важно отметить, что длительная работа ЦН с очень большими расходами выше Q_{\max} и малыми степенями сжатия ниже соответствующего значения E_{\min} также относится к нерасчетным режимам.

Для каждой частоты вращения ротора нагнетателя существует определенная производительность, ниже которой работа компрессора становится неустойчивой (рисунок 2). Этот переход носит название границы помпажа [1].

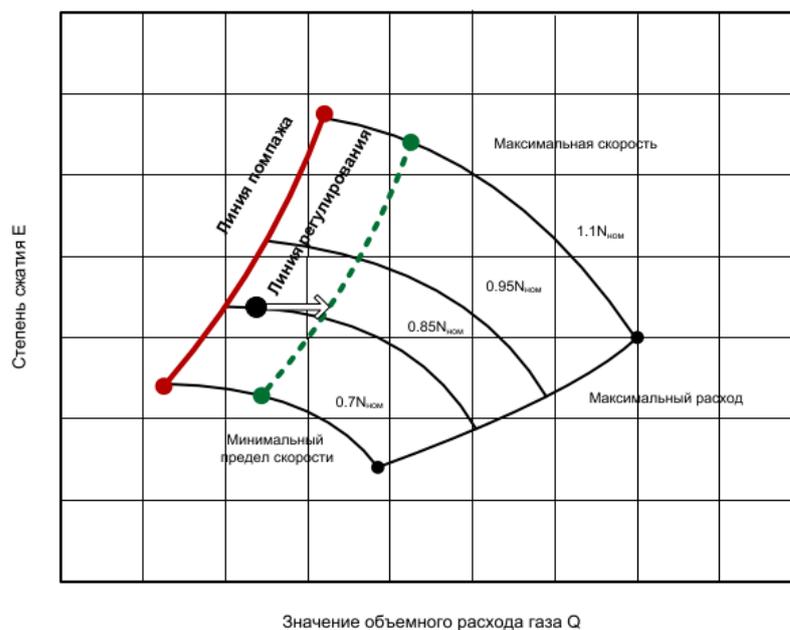


Рисунок 2 – Обобщенный вид газодинамической характеристики [1]

1.2 Анализ основных геолого-промысловых характеристик Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Наиболее перспективным направлением добычи полезных ископаемых в Российской Федерации на ближайшее будущее является разработка северных месторождений нефти и газа. Одним из богатейших месторождений северных районов является сеноманское. Освоение данного месторождения началось в самом начале XXI века, активно продолжается сейчас, и является перспективным еще на десятилетия. Месторождение является одним из самых маленьких по площади, но богатейшим по объему запасов. По объему запасов Заполярное месторождение относится к категории уникальных — 3,2 трлн. кубических метров в год. Площадь Заполярного — 8745 га, в длину оно

простирается на 50 километров, в ширину — на 30. Это позволяет вести разработку сеноманских залежей всего тремя (самыми мощными в мире) установками комплексной подготовки газа. На Заполярном НГКМ действуют полностью автоматизированные установки комплексной подготовки газа. Производительность одной технологической нитки установки на примере газового промысла ГП – 3С достигает 10 млн. м³ в сутки.

Литолого-стратиграфическое строение Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Заполярное месторождение находится в Южной части Тазовского района Ямало - Ненецкого автономного округа, в 110 километрах от п. Тазовский, в 180 - от Ямбурга и в 220 от Нового Уренгоя. Его начальные запасы – более 3,5 трлн куб. м газа, около 60 млн тонн газового конденсата и 20 млн тонн нефти.

Населенным пунктом является вахтовый п. Новозаполярный, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Заполярного месторождения.

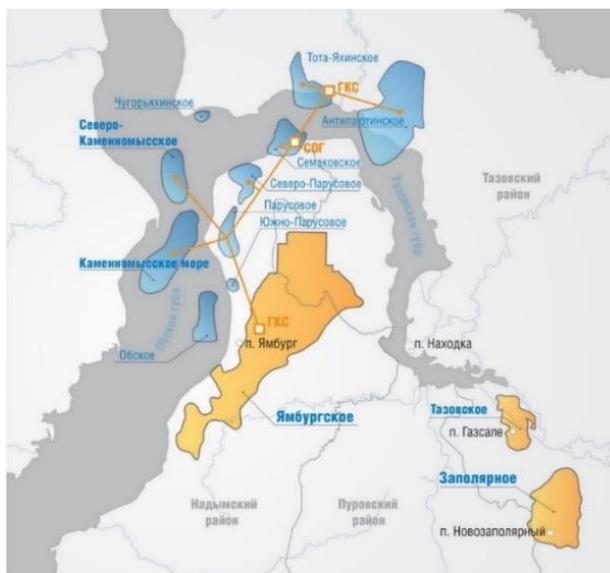


Рисунок 3 – Схема расположения месторождений ООО «Газпром добыча Ямбург»

В строении месторождения принимают участие юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Глубина залегания фундамента по данным сейсмических исследований 4-4,5 км. [2]

На рисунке 4 изображена структурная карта по кровле сеноманских отложений.

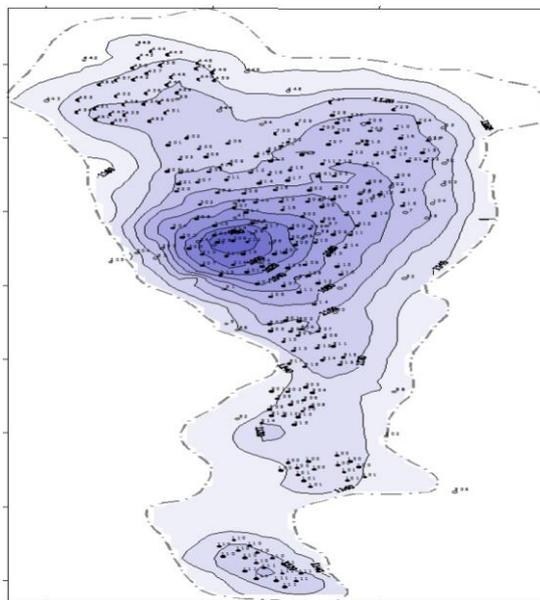


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле сеноманских отложений [2]

Согласно нефтегазогеологическому районированию, месторождение расположено в Тазовском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области. На месторождении выделено два комплекса резервуаров: верхний – газоносный, приурочен к верхнемеловым отложениям – покурской свите сеномана (пласты группы ПК); нижний – нефтегазоконденсатный, приурочен к валанжинским отложениям; в нижнемеловых отложениях открыта промышленная нефтегазоносность пластов БТ₂₋₃, БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁². Промышленная газоконденсатная залежь открыта в средней юре в пласте Ю2 (тюменской свиты).

Основные запасы газа связаны с отложениями сеноманского яруса. Толща вскрыта на глубинах 1102,4-1343,6 м (абс. отм. -1048,4-1306,9 м). Сеноманская газоконденсатная залежь по типу относится к массивной, является водоплавающей. Газо-водяной контакт находится на отметке -1310м

(рисунок 5). При испытании газонасыщенных интервалов дебиты газа составили от 300 до 844 тыс. м³/сут. [3]

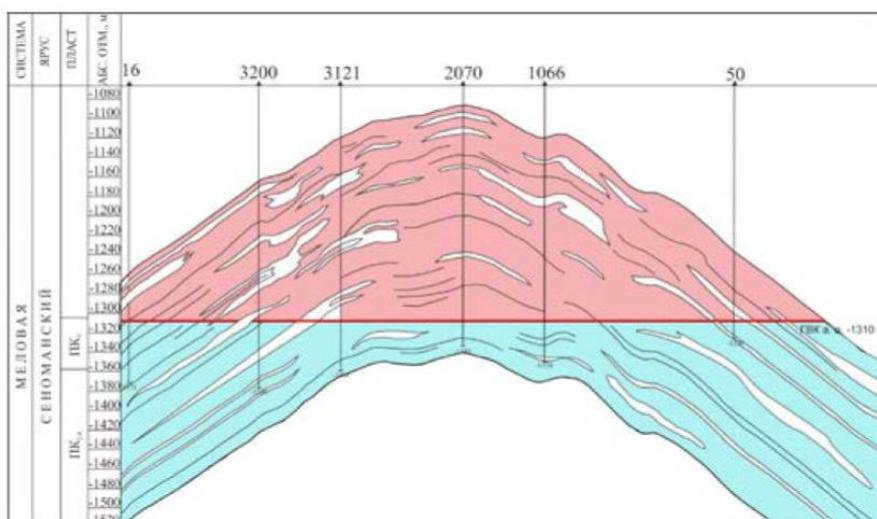


Рисунок 5 – Геологический разрез сеноманской газовой залежи Заполярного месторождения по линии скважин [3]

Продуктивная толща сеномана представлена чередованием песчаных и алевритито-глинистых пластов различной толщины, неоднородных по составу. В разрезе преобладают песчано-алевритовые породы, являющиеся коллекторами газа. Покрышкой для сеноманской газовой залежи являются глины туронского яруса. Толщина проницаемых пластов изменяется от 0,4 м до 30 м. Общая эффективная толщина по скважинам составляет 4,2 м– 169,6 м. В газоносной части сеноманской залежи доля проницаемых пород составляет 72% [4].

Отложения пласта ПК1 заканчивают разрез прибрежно-континентальных осадков. По литологическим особенностям и условиям образования пласт делится на пять преимущественно песчаных пропластков, разделенных между собой глинистыми и углистыми прослоями. Снизу-вверх по разрезу они проиндексированы как ПК₁⁵ – ПК₁¹.

Породы слагающие нижнюю часть пласта ПК1 (пласты ПК₁⁵ и ПК₁⁴), представлены песчаниками крупно-среднезернистым с кривой разнонаправленной, волнистой, участками размытой слоистостью. Верхняя

часть пласта ПК1 (пласты ПК₁¹, ПК₁², ПК₁³) представлена мелкозернистыми песчаниками и алевролитами.

Породы пласта ПК1 представлены в основном слабосцементированными песчаниками с небольшими по мощности прослоями глинисто-алевритовых пород.

Породы-коллекторы из основного участка продуктивного пласта ПК1 характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В его пределах средневзвешенная эффективная пористость газонасыщенных пород-коллекторов составляет 24,0-31,5 % и лишь на отдельных периферийных участках уменьшается до 20-22 %. Выделяется небольшая группа пород с карбонатным цементом с пористостью менее 20 %. Проницаемость пород измеряется в диапазоне 0,65-5887,00 мД. [3]

Физико-химическая характеристика газа

Исходным сырьем является газ сеноманской газоносной толщи.

Компонентный состав пластового газа сеноманской залежи Заполярного НГКМ, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав газа Заполярного месторождения [4]

Состав газа, % об.								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Компонент	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	Н ₂	СО ₂	Не	Н ₂
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Азот	Углекислый газ	Гелий	Водород
Содержание (% об.)	98,43	0,11	0,02	0,091	1,1	0,33	0,013	0,006

Газ сухой, содержание тяжёлых углеводородов в среднем составляет 0,13%, С₅₊ в пробах свободного газа не обнаружено. Содержание азота составляет 1,1%, углекислого газа - 0,33%.

В непромышленных концентрациях содержатся инертные газы Ar+He - 0,013%. В незначительном количестве присутствует водород (0,006%), этан (0,11%), пропан (0,02%), бутан (следы).

Относительный удельный вес газа по воздуху составляет 0,56. Молярная масса газа – 16,299 г/моль. Содержание мехпримесей – 15 мг/м³ размером до 200 мкм.

Среднекритические параметры, рассчитанные для среднего состава газа, составляют: $P_{кр}=4,686$ МПа, $T_{кр} = 190,18$ К.

Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,836.

Средние пластовые температуры изменяются от 59 °С в кровле комплекса до 79 °С в его подошвенной части. Пластовое давление составляет 12,98 Мпа. [4]

Характеристика технологических установок

Разработка месторождения ведется ПАО «Газпром»: добыча и компримирование газа - ООО «Газпром добыча Ямбург», разработка нефтяных месторождений – ООО «Газпромнефть-Ямал». В процессе нефтедобычи образуется существенное количество попутного нефтяного газа, который необходимо использовать полезно. Технологические установки ДКС ООО «Газпром добыча Ямбург», ранее введенные в эксплуатацию, а также вводимые в настоящее время рассчитывались на компримирование объемов газа собственной добычи Заполярного НГКМ. Перспектива компримирования объемов попутного нефтяного газа, дополнительно к газу собственной добычи, что безусловно полезно с экологической и экономической точки зрения, приводит к необходимости всесторонней оценки возможностей действующего оборудования.

Дожимная компрессорная станция (ДКС) — это комплекс сооружений и оборудования для закачки газа в подземное хранилище в летний период либо отбора голубого топлива в зимний период.

На ДКС выполняется предварительная очистка газа от капельной жидкости и мехпримесей, промывка от солей, компримирование и охлаждение газа с последующей подачей на УКПГ.

Основное оборудование ДКС - 6 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) мощностью 16 МВт каждый. Сами агрегаты ГПА-16УА-П/63-1,7, их приводные газотурбинные двигатели ПС-90 и центробежные нагнетатели природного газа произведены в России, представлены в индивидуальных легкосборных укрытиях ангарного типа [5].

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) — это сложные энергетические установки, предназначенные для компримирования природного газа, поступающего на компрессорную станцию по магистральному газопроводу. Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливовоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование.

Задача газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях — повышение давления голубого топлива до заданной величины.

Рабочий процесс газотурбинных агрегатов осуществляется в несколько этапов. Перекачиваемый газ по газопроводу через всасывающий трубопровод ГПА поступает в центробежный нагнетатель. Здесь происходит компримирование газа и его подача в нагнетательный коллектор компрессорной станции. Приводом механизма сжатия газа является газотурбинный двигатель, использующий в качестве топлива очищенный и приведенный к рабочему давлению перекачиваемый газ. Очищенный атмосферный воздух поступает на вход газотурбинного двигателя, снабженного традиционными техническими средствами подготовки и сжигания топливовоздушной смеси. Продукты сгорания, имеющие высокую температуру и давление и, следовательно, обладающие большой энергией, формируют газовый поток, энергия которого, в конечном итоге, преобразуется в механическую работу. Именно она и используется для приведения в действие центробежного нагнетателя. При движении газового потока через проточную часть газотурбинного двигателя уменьшается его энергия, и

снижаются температура и давление. После этого отработанный газ через выхлопную систему выходит в атмосферу [6].

Газ горючий природный, содержащий пластовую минерализованную воду и механические примеси, из зданий переключающей арматуры, размещенных на территории УКПГ, транспортируется в здание переключающей арматуры ДКС под давлением 5,57-0,58 МПа и температурой 9,4-1,3 °С, проходя цех очистки газ теряет давление, и его температура повышается 72,65-90,66 °С. После процесса первоначальной очистки газа ЦОГ ДКС и последующим охлаждением его в аппаратах воздушного охлаждения АВО ДКС, газ дожимается до расчетного давления газопровода 5,4-7,45 МПа и температуры на выходе 15-25 °С для прохождения последующих циклов обработки до товарного вида [4].

1.3 Элементы газодинамической системы

Характеристика сети

Одной из частей газодинамической системы является *сеть*. В общем случае представляет собой систему сообщающихся трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и других объектов, обслуживаемых нагнетателем. Названные элементы сети применяются для целенаправленного перекачивания определенного объема рабочей среды. По своей структуре сети бывают замкнутыми (кольцевыми) и разомкнутыми с постоянным или переменным расходом в сети. В сетях разомкнутого типа, как правило, имеются приемники перемещаемой среды у входа ее в сеть и конечных элементов. Под конечными элементами подразумеваются устройства для приема жидкости из трубопроводов с последующим использованием по назначению. К таким элементам относятся вводы в сосуды, технологические блоки, газораспределители и т.п.

Сети могут быть простыми и сложными. Простые сети состоят из одного или нескольких участков. Сложные же сети разветвляются, каждая

ветвь такой сети может иметь последовательно и параллельно соединенные участки.

Участком называется часть трубопровода, имеющего постоянное сечение и расход. Каждый из участков может иметь различный набор фасонных частей и запорно-регулирующих устройств [7].

Конфигурация и трассировка сети определяются конкретными условиями ее применения. Любая сеть характеризуется потерями энергии, которые затрачиваются на перемещение рабочей среды по трубопроводам.

Энергия, затрачиваемая на перемещение рабочего агента, передается в виде давления (напора), развиваемого рабочими органами нагнетателя. Давление, создаваемое нагнетателем, расходуется на преодоление сопротивления каждого элемента сети. Потери давления P (или напора H) складываются из внешних и внутренних потерь. Внешние потери связаны с входом рабочей среды в сеть и выходом его из сети. Внутренние потери характеризуются затратами энергии на перемещение рабочего агента по трубопроводам, проточным частям нагнетателя, газосепараторам и т.п. В большинстве случаев нагнетателю необходимо преодолевать и сопротивление, которое вызвано разницей давлений в резервуарах, расположенных до и после нагнетателя. Сумма всех потерь давления в сети определяет ее полное сопротивление. Внутренние потери давления можно разделить на потери давления по длине сети и на местные потери. Потери по длине трубопроводов характеризуются затратой энергии на трение газа о внутреннюю поверхность прямолинейных участков сети и на трение между слоями, которые движутся с разной скоростью. Местные потери появляются в арматуре, в фасонных частях сети и вызваны изменением направления и величины скорости движения потока. В общем случае сопротивление сети по расчетному направлению течения среды может быть представлено формулой [8]:

$$P = \sum_{i=1}^m (R \cdot l + Z)_i + P_0 + \rho \cdot g \cdot H, \quad (1)$$

где R – потери давления на преодоление сопротивления трению трубопровода длиной 1 м, Па/м;

l – длина -го участка, м;

Z – сумма потерь давления на преодоление сопротивлений этого же участка, Па;

ρ – плотность перемещаемой среды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

H – разность отметок концевого элемента сети и отметки входе жидкости в сеть, м.

Зависимость сопротивления сети от производительности нагнетателя L_n ($\rho \cdot g \cdot H = 0$) определяется формулой:

$$P = k \cdot L_n^n \cdot P_0, \quad (2)$$

где k – коэффициент, являющийся константой для фиксированных условий эксплуатации и трассировки сети;

n – показатель степени, определяемый режимом течения перемещаемой среды. Для ламинарного режима течения $n = 1$, для турбулентного – $n = 2$.

Характер сопротивления каждого из участков, образующих сеть, тоже может определяться зависимостью вида (2).

Параметры k и n на стадии проектирования определяются расчетом, для эксплуатируемых сетей их можно найти по результатам измерения фактической производительности нагнетателя и развиваемого им давления.

Уравнение (2) называют характеристикой сети. Отметим, зависимость (1) отображает упрощенный подход к расчету сопротивления сетей. Однако его следует признать обоснованным для применения в практике проектирования систем и анализа работы нагнетателей.

Следует отметить, что характеристика сети в процессе эксплуатации может изменяться. Изменения связаны с влиянием на процесс таких параметров как: температура и режим отбора перекачиваемой среды, изменение в процессе эксплуатации сечения и характеристик внутренней

поверхности трубопроводов, состава и концентрации примесей и т.п.

Характеристики центробежных нагнетателей

В ходе испытаний всевозможных типов радиальных нагнетателей, а также практики их эксплуатации, были получены обширные экспериментальные материалы. Анализ показал, что характеристики центробежных нагнетателей можно свести к трем основным типам, представленным на рисунок 6. Тип 1 имеют нагнетатели с загнутыми назад лопатками. Характеристики, представленные кривыми 2 и 3, имеют нагнетатели с загнутыми вперед лопатками. В области малых значений производительности влияние на форму кривой оказывают потери, которые связаны с входом перекачиваемой среды на рабочее колесо и неустойчивым характером течения в этой области.

Полное давление, развиваемое нагнетателем, складывается из динамического и статического давлений. Динамическое давление возрастает по мере увеличения производительности нагнетателя, тогда как полное давление снижается. При достижении равенства $P = P_d$ статическое давление равно нулю. В таком режиме работы развиваемое нагнетателем статическое давление полностью затрачивается на преодоление его внутренних сопротивлений, а динамическое давление расходуется для преодоления внешних сопротивлений. Такой режим работы нагнетателя соответствует условием работы его без сети [9].

В теории и практике применения нагнетателей наиболее важное значение имеют зависимости:

$$P = f(L), N = f(L) \text{ и } \eta = f(L) \text{ для } n = \text{const.} \quad (3)$$

При рассмотрении по отдельности каждая из зависимостей называется неполной характеристикой нагнетателя. Чтобы иметь полное представление о возможностях нагнетателя, необходимо рассматривать комплекс этих характеристик, который называется полной характеристикой.

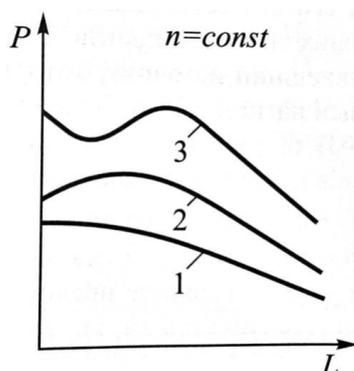


Рисунок 6 – Характеристики центробежных нагнетателей [10]

Информация о функциях P , N , $\eta = f(L)$ для реально применяемых режимов работы и чисел оборотов центробежных нагнетателей дается производителями на основании экспериментальных исследований. В зависимости от условий эксплуатации конкретного типа нагнетателя его характеристика может иметь определенные особенности.

Рабочие параметры центробежного компрессора во многом зависят от физических и термодинамических свойств транспортируемого газа. Исходя из этого факта, можно сделать вывод, что радиальные компрессоры, в большинстве случаев, изготавливаются для работы на одном виде газа [10].

Совместная работа нагнетателя и сети

В предыдущем подразделе рассмотрены характеристики $P = f(L)$, $N = f(L)$, $\eta = f(L)$ для центробежных нагнетателей. Нагнетатель и сеть являются составными элементами системы и во время эксплуатации имеют равное значение рабочих параметров. Решение системы уравнений $P = f(L)$ и $P_c = f(L)$ позволило бы в каждом случае найти параметры совместной работы сети и нагнетателя. Отсутствие аналитических зависимостей $P = f(L)$ приводит к тому, что эта задача решается графическим способом по средствам наложения характеристик. Необходимо на одном координатном поле привести графическую иллюстрацию изменения полного давления, развиваемого компрессором, и характеристику сети, изображенную в том же масштабе (рисунок 7, а).

Таким образом, на пересечении характеристик получим точку «А»,

которая называется рабочей и определяет параметры совместной работы нагнетателя и сети:

- полное давление нагнетателя P_a ;
- производительность нагнетателя L_a ;
- потери полного давления в сети $P_c = P_a$;
- расход жидкости в сети $L_c = L_a$.

Также отметим, что пересечение характеристик (точка «А») в рассматриваемой ситуации определяет единственно возможный режим совместной работы рассматриваемых нагнетателя и сети. К примеру, увеличение производительности нагнетателя $L > L_a$ приведет к снижению развиваемого давления, а сопротивление сети возрастет, в результате чего характеристики элементов данной системы станут уже несовместимыми. Несовместимость возникает и при $L < L_a$.

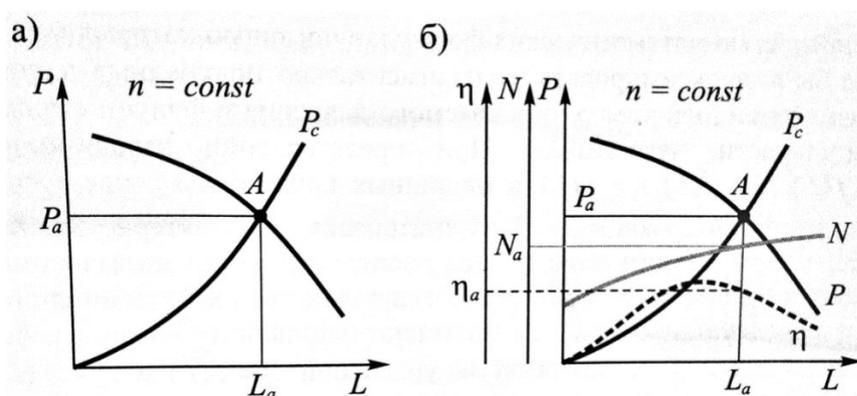


Рисунок 7 – Определение параметров совместной работы нагнетателя и сети [8]

Рассмотренный выше метод наложения характеристик является единственно возможным методом анализа совместной работы нагнетателя в составе конкретной системы [8].

Следует отметить, что в реальных условиях работы характеристики нагнетателя и сети меняются в результате воздействия на систему внешних и внутренних факторов.

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ АНТИПОМПАЖНОГО И ЦЕХОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ КОМПРИМИРОВАНИИ ГАЗА

Во время разработки газовых или гидравлических систем характеристики нагнетателя или группы нагнетателей подбирают исходя из максимальных значений объема перекачиваемой среды. В реальных условиях работы в большинстве случаев по технологическим или иным показаниям необходимо осуществлять непрерывное управление параметрами системы. По этой причине требуется изменение рабочих параметров компрессора и (или) сети и обеспечение требуемого значения регулируемого параметра.

Управление – совокупность действий, выбранных на основании определенной информации и направленных на поддержание на заданном уровне или изменение в соответствии с целевой функцией параметров работы установки или системы в целом. Совокупность управляющих воздействий при изменении режима работы газодинамической системы определяется исходя из анализа ее характеристик. Например, для поддержания рабочих параметров системы, а именно давления и расхода газа, на заданном уровне прибегают к возможным воздействиям, как на характеристику нагнетателя, так и характеристику сети. Управление осуществляется в ручном и автоматическом режимах.

Термин «регулирование» (от нем. regulieren – регулировать; от лат. regula – норма, правило) применяется, когда речь заходит о поддержании определенного значения или изменении в заданных пределах физической величины, которая является параметром работы установки. Частью автоматического управления является автоматическое регулирование. Регулирование того или иного параметра подразумевает постоянное наблюдение, измерение его величины с последующим анализом соответствия заданному значению. В случае необходимости производится формирование и реализация воздействия, называемого регулирующим, которое прямым или косвенным образом приводит регулируемый параметр к «норме».

При управлении рабочим режимом или регулировании нужных параметров установки предполагается реализация воздействий без остановки газодинамической системы или ее составных частей. Кардинальным способом изменения режима работы системы является замена передачи, привода или даже компрессора. Подобные шаги можно назвать реконструкцией, помогающей адаптироваться к новым условиям и т.п. Эти действия осуществляются периодически при изменении рабочих характеристик системы, после чего эксплуатация в новом режиме длится продолжительный промежуток времени. Примером является сезонное изменение производительности систем охлаждения воздуха [11].

При регулировании в системе нагнетатель – сеть необходимо учитывать характерные черты всех элементов данной системы. Разнообразие характеристик компрессоров приводит к необходимости использования разного рода воздействий.

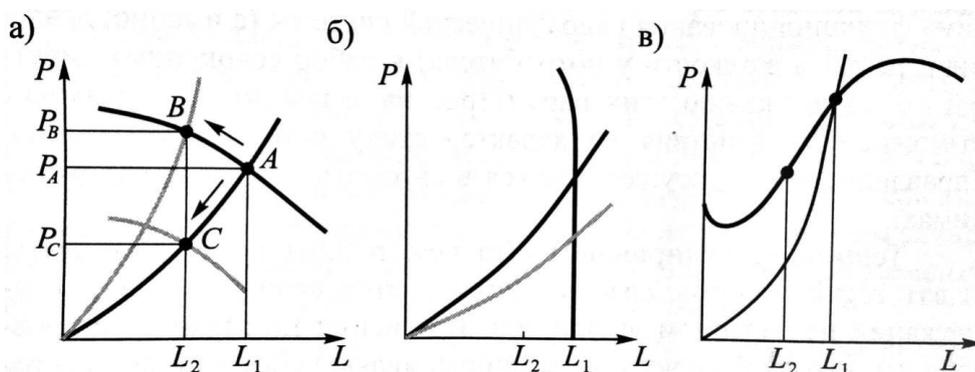


Рисунок 8 – Характеристики системы в координатах $P - L$ [11]

Допустим, что согласно с задачей регулирования расход газа в трубопроводе нужно сократить с L_1 до L_2 . В системе нагнетатель – сеть (рисунок 8) это реализуется двумя способами:

1) регулирование параметров сети путем увеличения ее сопротивления. Тогда рабочая точка мигрирует по характеристике компрессора в положение «В»;

2) изменение параметров нагнетателя. В данном случае характеристика сети остается неизменной, меняется характеристика нагнетателя. При этом рабочая точка будет стремиться по характеристике сети в положение «С».

В существующей научно-технической терминологии 1 способ традиционно называется количественным, а способ 2 – качественным. Как показывает практика, регулирующие воздействия на компрессор в большинстве случаев оказываются более выгодными с экономической точки зрения, нежели воздействия на сеть.

У нагнетателей постоянной производительности (рисунок 8, б), подача которых практически не зависит от сопротивления сети, управляющее воздействие реализуется, как правило, путем воздействия на компрессор. В некоторых случаях применяются способы воздействия на сеть, например, дросселирование на всасывании компрессора.

У некоторых типов нагнетателей, обладающих сложной характеристикой, рост сопротивления сети ведет к снижению развиваемого давления (рисунок 8, в). Рост развиваемого давления или его падение, связанное с изменением характеристики сети, не всегда согласовывается с требованиями технологического процесса и может привести к неустойчивым режимам работы.

Количество существующих способов для изменения сопротивления сети ограничено и характеризуется только местом установки регулирующего органа. Он может располагаться непосредственно после компрессора, до компрессора или на обводной линии (байпасе). Отметим, что изменять сопротивление сети можно дросселированием ее на магистральных трубопроводах и ответвлениях от них. Для целей изменения сопротивления сети существует большое разнообразие регулирующих органов: задвижки, краны, вентили, поворотные заслонки, шиберы и т.д.

Следует подчеркнуть, что любые воздействия на сеть позволяют снизить только расход газа в ней.

Регулирование дросселированием на нагнетании

Регулирование технологического процесса в этом случае осуществляется путем установки регулирующей арматуры (дроссельного

устройства) на нагнетающем трубопроводе. Данный метод воздействия на сеть находит широкое применение в практике. С помощью графика, который представлен на рисунке 5, а, можно оценивать количественные и качественные результаты дросселирования на нагнетании. Вид характеристики компрессора оказывает весомое влияние на процесс. Регулирование дросселированием на нагнетании при эксплуатации компрессоров постоянной производительности не приводит к ожидаемому результату (рисунок 8, б).

Повышение сопротивления сети влечет за собой перемещение рабочей точки из положения «А» в положение «В». При этом ограничивается диапазон регулирования в связи с вероятностью возникновения помпажа.

Изменение характеристики нагнетателя не приводит к каким-либо дополнительным затратам на перемещение среды в сети. Однако, необходимы дополнительные разовые вложения средств на приобретение и установку устройств, которые будут изменять характеристику компрессора. Некоторые из этих устройств также оказывают влияние и на сеть.

Для рассматриваемого способа регулирования характерны высокие энергетические затраты. Процесс дросселирования связан с ростом расхода энергии привода, которая расходуется на преодоление сопротивления сети и на преодоление внутреннего сопротивления компрессора. Чем глубже процесс дросселирования – тем больше непроизводительные затраты мощности [12].

Регулирование дросселированием на всасывании

Данный способ регулирования имеет свои отличия от дросселирования на нагнетании. В данном случае давление, развиваемое центробежным компрессором, пропорционально плотности компримируемого газа.

Поскольку данный процесс сопровождается снижением статического давления на входе в компрессор, следовательно, снижается плотность поступающего к рабочему колесу газа. Из этого можем сделать вывод, что будет падать развиваемое компрессором давление и уменьшаться непроизводительные потери на регулирующем органе. По этой причине

дресселирование на всасывании является экономически более выгодным, чем дресселирование на нагнетании.

Байпасирование

Самым распространенным методом устранения помпажных явлений является перепуск газа с нагнетания компрессора на всасывание (байпасирование), когда проблема защиты от помпажа сводится к открытию байпасного крана – антипомпажного клапана (АПК) (рисунок 9).

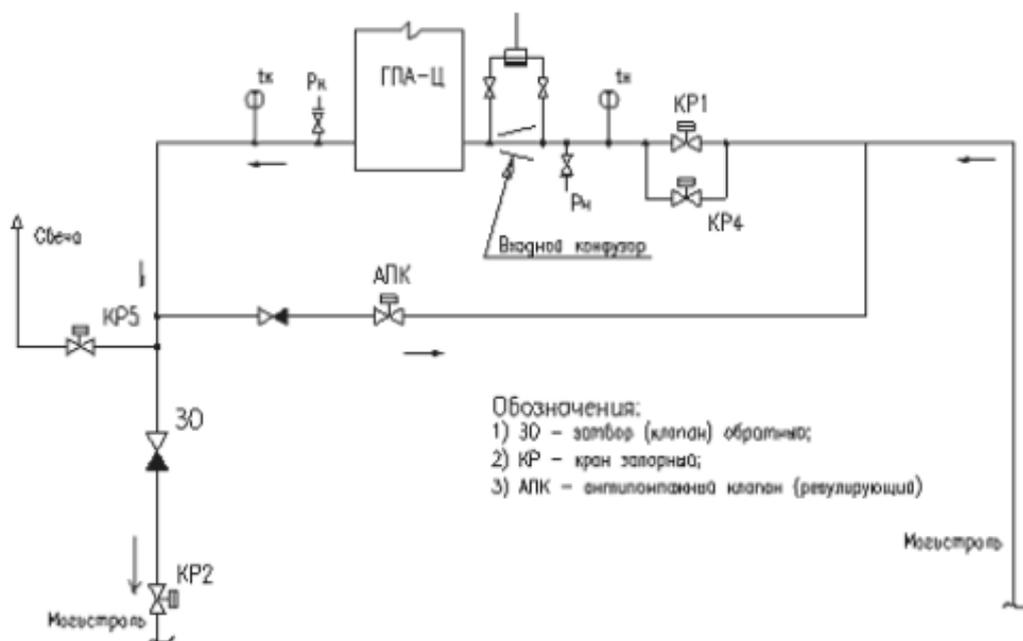


Рисунок 9 – Упрощённая схема компрессорной станции с газоперекачивающими агрегатами

Байпасирование – это процесс регулирования режима работы центробежного компрессора путем перепуска газа из области нагнетания в область всасывания. Способ заключается в подключении участка параллельно основной сети, сопротивление которого оценивается наложением графических построений (рисунок 10). Положение точки «А» определяет режим совместной работы компрессорной установки и сети при закрытом байпасе. Расход в сети соответствует La . Открытие регулирующего органа байпаса означает, что параллельно основной сети подключается участок с характеристикой $Pб$. В результате получим характеристику «сеть+байпас»,

которая определяется по рассмотренной выше методике и представлена линией $P_{б+с}$. Параметры совместной работы системы «сеть+байпас» будут определяться положением точки «В». Это дает увеличение производительности компрессора до значения $L_{б+с}$ при падении подачи в сеть до L_c ($L_c < L_a$). Расход газа через байпас равен L_b . Данные выводы сделаны из предположения, что участки сети, параллельные байпасу (участок «а–б»), имеют пренебрежимо малое сопротивление. Если этот участок будет обладать значительным сопротивлением, то сеть следует рассматривать в виде последовательного соединения участка «а–б» и «остальных» участков сети. В этом случае байпас рассматривается как участок, параллельно подключенный к «остальным» трубопроводам, и нахождение общего сопротивления сети должно осуществляться по схеме [13]:

$$P_{с+б} = ((P_c - P_{а-б}) + P_b) + P_{а-б}. \quad (4)$$

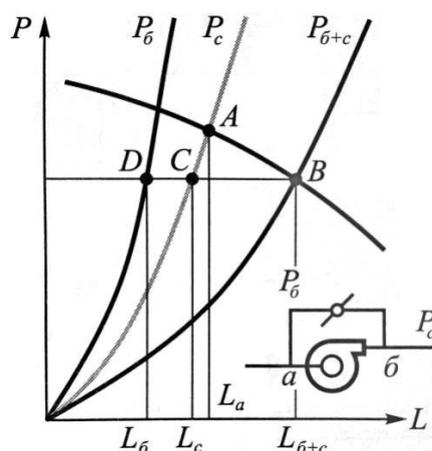


Рисунок 10 – Последствия применения байпаса [13]

С увеличением производительности центробежного компрессора закономерно увеличивается потребляемая мощность. Открытие байпаса ведет к дополнительным потерям мощности. В этом случае они превышают потери при применении дросселирования. Для байпасирования характерна простота реализации способа при самых больших затратах с энергетической точки зрения. Для уменьшения подачи компримируемого газа потребителю достаточно открыть перепускной регулирующий орган, который соединяет область нагнетания и всасывания. В этом случае общая производительность

компрессора будет возрастать при одновременном уменьшении подачи сжимаемого газа в сеть.

Метод байпасирования находит широкое применение в практике ввиду простоты реализации и возможности изменять производительность в широком диапазоне. Однако при длительном открытии байпаса за счет поступления горячих газов из нагнетательной полости в область всасывания может существенно повыситься температура нагнетателя. Повышение температуры является характерной особенностью работы компрессора с открытым байпасом. Но следует отметить, что при малых развиваемых давлениях компрессора меньше и «температурный» эффект открытия байпаса.

Применение байпаса для целей регулирования работы радиальных нагнетателей следует отнести к самому затратному из имеющихся способов воздействия на сеть.

Стоит отметить, что качественный способ регулирования работы нагнетателя непригоден для целей антипомпажного регулирования в силу высоких требований к скорости управления для защиты компрессора от помпажа.

В настоящее время компрессорные станции оснащаются антипомпажными клапанами импортного производства, в основном фирмы «Mokveld Valves» (Голландия).

Известно два основных типа конструкций антипомпажных клапанов:

- с осесимметричным потоком рабочей среды;
- на базе шарового конструктива.

Клапаны с осесимметричным потоком рабочей среды изготавливаются фирмой «Mokveld Valves» (Голландия) (рисунок 11а).

Концепция осевого течения предполагает наличие осесимметричного профиля проточной части между внутренним и наружным корпусами клапана. Регулирование осуществляется за счёт перемещения поршня вдоль продольной оси клапана посредством передачи, состоящей из двух расположенных под углом 90° градусов зубчатых реек, за счёт чего

перекрываются или открываются отверстия сепаратора, уменьшая или увеличивая тем самым площадь проходного сечения [14].

Клапаны на базе шарового конструктива с уплотнением «металл-по-металлу» с различными типами параллельных перфорированных пластин (решёток), находящимися в проходном сечении пробки, изготавливаются фирмами «PIBIVIESSE» (Италия), «NELES» (Финляндия), «Fisher» (США) (рисунок 11б) [15].

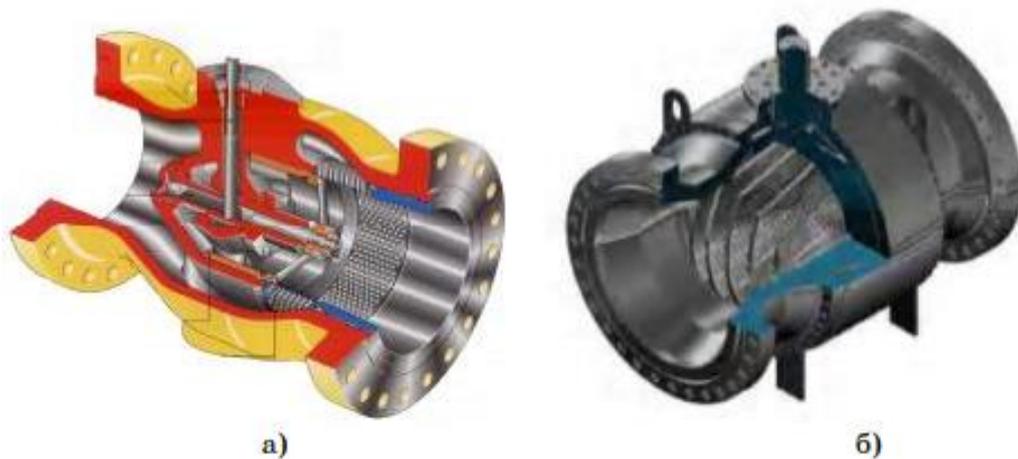


Рисунок 11 – Конструкции антипомпажных клапанов [15]

*а – клапаны с осесимметричным потоком рабочей среды фирмы «Mokveld Valves»;
б – клапаны на базе шарового конструктива*

В таких конструкциях запираение и регулирование рабочей среды происходит за счёт увеличения или уменьшения площади проходного отверстия при повороте сферической пробки на определенный угол.

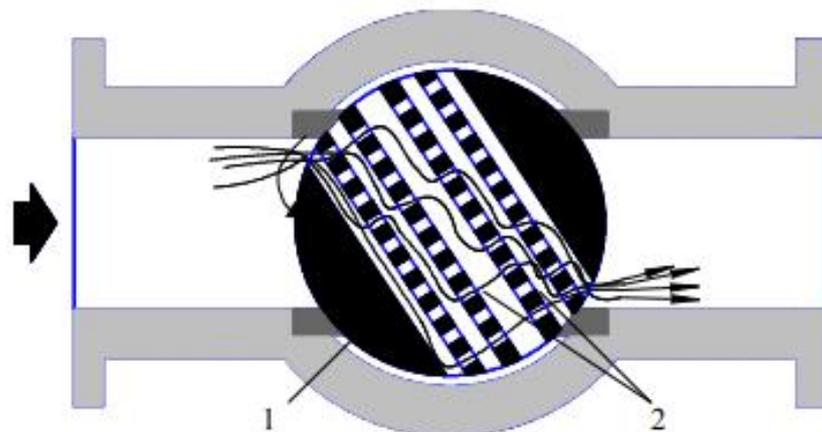


Рисунок 12 – Схема антипомпажного клапана на базе шарового крана [15]

Как видно из рисунка 12, в проходном отверстии сферической пробки 1 крана установлены параллельные перфорированные пластины 2, которые обеспечивают плавное падение давления в регулирующем органе, вследствие чего снижается скорость потока рабочей среды и уровень шума. Применение различного количества пластин и вида их перфорации позволяет получать различные характеристики регулирования и изменять пропускную способность. В открытом положении клапан обеспечивает максимальный расход рабочей среды при минимальном сопротивлении и уровне шума [16].

Как показывает опыт эксплуатации ГПА, системы антипомпажного регулирования устойчиво работают с клапанами обоих типов. Однако, для дальнейшего более подробного рассмотрения в качестве регулирующего органа рассмотрим осесимметричный клапан фирмы «Mokveld Valves».

Расчет режимов работы ДКС был сформирован на основе технологических показателей, рассчитанных при выполнении НИР. Расчёты технологических показателей разработки выполнялись на комплексной геолого-технологической модели Заполярного НГКМ.

2.1 Прогнозирование режимов работы дожимных компрессорных станций

2.1.1 Математическая модель расчетов показателей работы дожимной компрессорной станции

Основные показатели, определяющие эффективность работы нагнетателя, в зависимости от режима его работы — это газодинамические характеристики. Степень сжатия одного ГПА принимается по газодинамическим характеристикам в зависимости от производительности, требуемой мощности и других параметров. В качестве основного показателя режима работы используется объемная производительность ЦБН и частота его вращения. В качестве показателя экономичности для нагнетателя ГПА рассматривается политропный коэффициент полезного действия. Применение в качестве критерия эффективности политропного КПД применительно к

компрессорам без охлаждения позволяет получить более достоверные и однозначные результаты, чем использование адиабатного КПД. Также базовыми параметрами, характеризующими работу ЦБН, являются степень повышения давлений π и внутренняя мощность нагнетателя. Расчет основных показателей энергоэффективности производится в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-113-2007 [17].

Внутренняя мощность ЦБН является зависимостью от частоты вращения и объемного расхода и в общем случае выглядит так (5):

$$\pi, \eta_{\pi}, N = f(n, V), \quad (5)$$

где π – степень сжатия, д. ед;

η_{π} – политропный КПД, д. ед;

N – внутренняя мощность, Вт;

n – частота оборотов рабочего колеса, мин⁻¹;

V – объемный расход, м³/сут.

Зависимость (5) является размерной (нормальной) газодинамической характеристикой нагнетателя. Именно на основе этой зависимости моделируются режимы работы каждой ступени нагнетателей.

Внутренняя мощность ЦБН вычисляется согласно методическим указаниям ПР 51-31323949-43-99:

$$N = \frac{k}{k-1} z_{\text{cp}} R (T_{2\text{H}} - T_{1\text{H}}) G_{\text{H}} = 4 \frac{k}{k-1} z_{\text{cp}} R (T_{2\text{H}} - T_{1\text{H}}) q_{\text{H}}, \quad (6)$$

где $\frac{k}{k-1}$ – показатель псевдоизоэнтропы;

z_{cp} – среднее значение коэффициента сжимаемости природного газа;

$T_{1\text{H}}, T_{2\text{H}}$ – температура газа на входе и выходе группы (нагнетателя), К;

G_{H} – массовая производительность ЦБН, кг/с, определяемая по результатам измерений;

q_{H} – коммерческая производительность ЦБН, млн м³/сут;

R – газовая постоянная, Дж/(моль · К),

Газодинамические характеристики нагнетателя получают, как правило, опытным путем. При эксплуатации ДКС на газопроводе условия ее работы,

включая и свойства газа, с течением времени изменяются в довольно широких пределах. В связи с этим для оценки эксплуатационных свойств нагнетателей требуется большое число размерных характеристик. Чтобы избежать этого, на практике широко применяются приведенные (универсальные) характеристики (рисунок 13).

В процессе натурных испытаний ГПА редко удается снять газодинамические характеристики при постоянных значениях p_k , T_k и π , а также получить экспериментальные зависимости типа (5) во всем диапазоне изменения частот вращения. Ввиду этого, а также высокой стоимости натурных испытаний для повышения надёжности и достоверности результатов испытаний используется аппарат теории подобия.

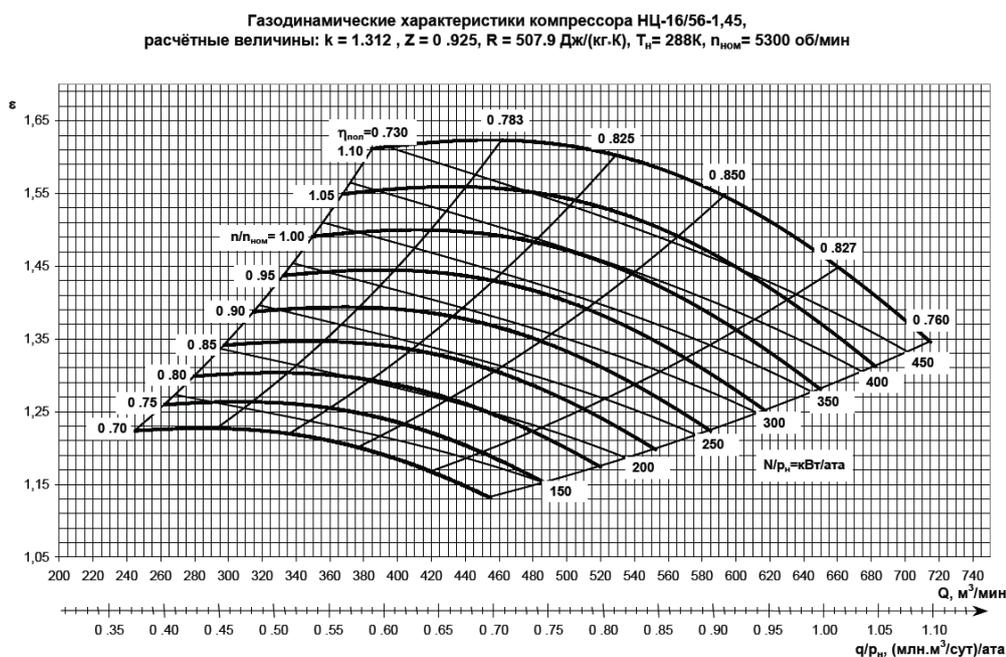


Рисунок 13 – Зависимость приведенного политропного КПД и степени сжатия от коммерческого расхода центробежного нагнетателя [17]

Согласно теории турбомашин, на процесс сжатия и потребляемую нагнетателем мощность N , Вт влияет ряд факторов: кроме геометрии проточной части и частоты вращения оказывают влияние также свойства газа, определяемые газовой постоянной R , его плотностью ρ_n , показателем адиабаты K , вязкостью μ и т.д. Данная зависимость представлена выражением (7)

$$\pi, \eta, N = f(D, n, V, R, \rho, K, \mu) \quad (7)$$

где D – диаметр рабочего колеса, м,

n – частота вращения рабочего колеса, мин^{-1} ,

V – объемный расход, $\text{м}^3/\text{сут}$,

ρ – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$,

R – газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{моль} \cdot \text{К})$,

μ – вязкость, $\text{Па} \cdot \text{с}$,

π – степень сжатия, д. ед,

η – политропный КПД, д. ед.

Используя основную теорему размерностей, π – теорему, это уравнение можно преобразовать к виду (8)

$$\pi, \eta, N = f(\Phi, M, Re, K) \quad (8)$$

где Φ – коэффициент расхода, д. ед,

M – условное число Маха, д. ед,

Re – условное число Рейнольдса, д. ед,

K – показатель адиабаты, д. ед.

Если в процессе работы нагнетателя при изменении n, V, R, ρ т.е. при изменении режимов работы, указанные ранее критерии остаются неизменными, то процессы сжатия в нагнетателе при этих режимах работы будут подобны, причем будут неизменными не только степень сжатия, КПД и мощность, но и другие безразмерные соотношения, образованные из размерных величин подобных режимов. К ним относятся отношения давлений и температур, коэффициенты напора и др. Именно на основе безразмерных критериев подобия получены зависимости результатов испытаний на различных режимах для коэффициента напора и политропного КПД в виде функции коэффициента расхода (9)

$$\eta_n, \psi_n = f(\Phi), \quad (9)$$

где Φ – коэффициент расхода,

ψ_n – коэффициент напора

η_n – политропный КПД, %

Полиτροпный КПД ЦБН (10) также может быть вычислен согласно методическим указаниям ПР 51-31323949-43-99:

$$\eta_{\text{п}} = \frac{k-1}{k} \cdot \frac{1}{m_{\text{T}}}, \quad (10)$$

где m_{T} - температурный показатель политропы, который вычисляется по формуле

$$m_{\text{T}} = \frac{\lg \frac{T_{2\text{н}}}{T_{1\text{н}}}}{\lg \frac{P_{2\text{н}}}{P_{1\text{н}}}}$$

Большинство технических газов при давлении до 1.2 МПа можно считать идеальными, т.е. для них справедливо уравнения Менделеева-Клапейрона (11).

$$\frac{p}{\rho} = RT \quad (11)$$

где p – давление, Па,

ρ – плотность газа, кг/м³,

R – газовая постоянная, Дж/(моль · К),

T – температура газа, К.

При больших величинах давления газы следует считать реальными, а отклонения от уравнения состояния учитывать специальными функциями сжимаемости $Z(P, T)$. По уравнению состояния газовой смеси определяется работа сжатия (12)

$$H_{\text{п}} = \frac{k}{k-1} Z_{\text{н}} T_{\text{н}} R \left(\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right), \quad (12)$$

где $H_{\text{п}}$ – работа сжатия, Дж;

k – показатель политропы, д.ед.;

Z – коэффициент сверхсжимаемости, д.ед.;

T – температура, К;

R – газовая постоянная, Дж/(моль · К)

π – степень сжатия, д. ед.

По вычисленным значениям работы сжатия и окружной скорости определяется коэффициент политропного напора ψ_{Π} (13)

$$\psi_{\Pi} = \frac{H_{\Pi}}{u^2}, \quad (13)$$

где H_{Π} – работа сжатия, Дж;

u – окружная скорость рабочего колеса, м/с,

Условный коэффициент расхода (14) рассчитывается по измеренной производительности по условиям всасывания

$$\Phi = \frac{4V_{\text{вх}}}{\pi D^2 u}, \quad (14)$$

где $V_{\text{вх}}$ – объемный расход, м³/с;

u – окружная скорость рабочего колеса, м/с;

D – диаметр рабочего колеса, м;

Окружная скорость определяется как (15)

$$u = \frac{\pi D n}{60} \quad (15)$$

где D – диаметр рабочего колеса, м;

n – частота вращения рабочего колеса, мин⁻¹;

u – окружная скорость рабочего колеса, м/с.

По полученным экспериментальным значениям коэффициента напора и политропного КПД (10) строится графическая зависимость – безразмерная характеристика нагнетателя (рисунок 14), которая аппроксимируется методом наименьших квадратов полиномом n -степени (степень выбирается индивидуально, рекомендуется квадратичная зависимость). Кривую аппроксимации необходимо ограничить линией режима помпажа (при малых объемных расходах) и линией ввода в турбулентный режим (так как при больших объемных расходах в лопатках рабочего колеса начинаются завихрения).

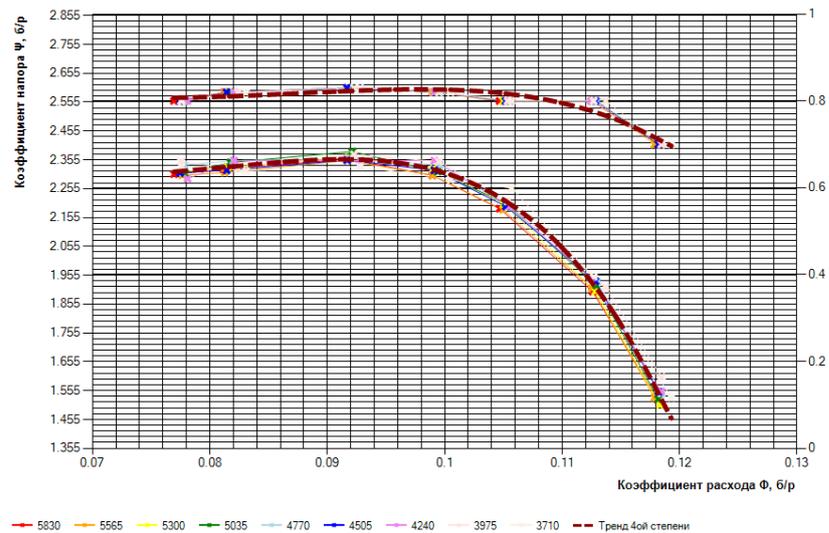


Рисунок 14 – Пример «обезразмеривания» газодинамической характеристики [17]

Построение данной зависимости позволяет оценить степень разброса экспериментальных значений, выявить «выпавшие» точки. Полученная экспериментальная безразмерная характеристика нагнетателя (неохлаждённой секции компрессора) в дальнейшем используется для определения внешних (приведенных) характеристик нагнетателя при различных условиях его работы.

Расчет и построение приведенных характеристик проводится следующим образом. По безразмерной характеристике определяется ряд значений η , ψ . Для рассчитываемых частот вращения определяются соответствующие окружные скорости. Значения степени сжатия π для данной окружной скорости определяются на основании расчета работы сжатия. В каждой из принятых точек диапазона Φ рассчитываем работу сжатия по уравнению (12). По полученным значениям работы сжатия пересчитываются значения степени сжатия при соответствующих значениях коэффициентов расхода, а приведенная производительность определяется из соотношения (14) [17].

2.1.2 Выбор схем оснащения дожимных компрессорных станций

2.2 Расчёт антипомпажного и цехового регулирования работы оборудования

2.2.1 Расчет режимов работы дожимной компрессорной станции в одну ступень сжатия

2.2.2 Расчет режимов работы дожимной компрессорной станции с учетом дополнительных объемов газа

2.2.3 Расчет оптимизационного варианта режимов работы дожимной компрессорной станции

2.2.4 Расчет режимов работы дожимной компрессорной станции при пиковых нагрузках

2.2.5 Анализ результатов расчета режимов работы дожимной компрессорной станции

Разделы 2.1.2 и 2.2 стр. 47 – 73 отсутствуют, т.к. содержат коммерческую тайну, принадлежащую компании ООО «Газпром добыча Ямбург» и являются конфиденциальными.

2.3 Расчёт запаса устойчивости работы компрессорного оборудования

Режимы работы компрессора по расходу газа, как правило, ограничиваются 10%-м запасом от границы помпажа (рисунок 32) и определяются как:

$$S = \frac{Q - Q_{\text{помп}}}{Q_{\text{помп}}} \cdot 100\% \geq 10\%$$

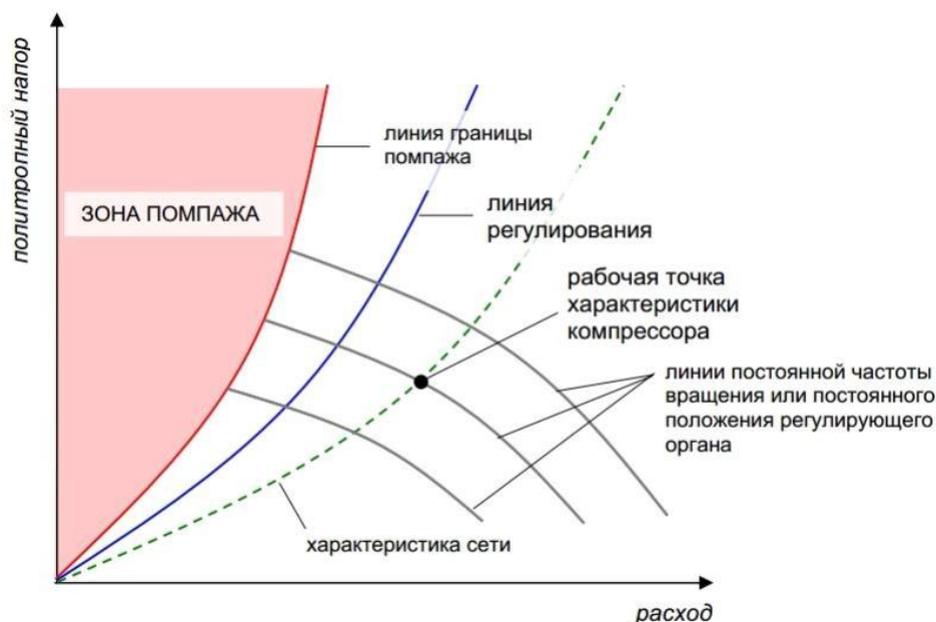


Рисунок 32 – Рабочая точка газоперекачивающего агрегата и зона помпажа [18]

Необходимо определить запас устойчивой работы 4х используемых нагнетателей, имеющих следующие параметры рабочего режима: давление газа на входе нагнетателя, МПа, давление газа на выходе нагнетателя, МПа, температура газа на входе = 20 °С, номинальная частота вращения нагнетателя, об/мин, производительность нагнетателя м³/мин, плотность газа = 0,674 кг/м³.

Плотность сеноманского газа практически не меняется по времени и промыслам, составляя в среднем 0,674 кг/м³ [18].

Центробежный компрессор со сменной проточной частью 425-16-65-1,7

Таблица 11 – Исходные данные для расчета компрессора 425-16-65-1,7

$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	$P_{\text{вых}}, \text{МПа}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$n_0, \text{об/мин}$	$Q_{\text{комм}}, \text{М}^3/\text{мин}$	$\rho_0, \text{кг/М}^3$
3,51	6,58	20	5300	425	0,674

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_0}{1,205} \quad (14)$$

$$\bar{\rho} = \frac{0,674}{1,205} = 0,56 \text{ кг / М}^3$$

Газовая постоянная:

$$R = \frac{29,27}{\bar{\rho}} \quad (15)$$

$$R = \frac{29,27}{0,56} = \frac{29,27}{0,56} = 52,2 \cong 512 \text{ Дж / кг} \cdot \text{К}$$

Коэффициент сжимаемости газа по параметрам входа определяется соотношением:

$$z_{\text{вх}} = 1 - \left(\frac{0,41}{\tau_{\text{вх}}^3} - \frac{0,061}{\tau_{\text{вх}}} \right) \pi_{\text{вх}} - 0,04 \frac{\pi_{\text{вх}}^2}{\pi_{\text{вх}}^3} \quad (16)$$

где $\tau_{\text{вх}}$ – соотношение температур газа на входе и критической ($\tau_{\text{вх}} = T_{\text{вх}} / T_{\text{кр}}$);

$\pi_{\text{вх}}$ – соотношение давлений газа на входе и критического ($\pi_{\text{вх}} = P_{\text{вх}} / P_{\text{кр}}$);

$T_{\text{кр}}$ – критическая температура ($T_{\text{кр}} = 190,1 \text{ К}$);

$P_{\text{кр}}$ – критическое давление ($P_{\text{кр}} = 4,73 \text{ МПа}$).

$$\tau_{\text{вх}} = \frac{20 + 273}{190,1} = 1,54 \text{ К}$$

$$\pi_{\text{вх}} = \frac{3,51}{4,73} = 0,74 \text{ МПа}$$

$$z_{\text{вх}} = 1 - \left(\frac{0,41}{1,54^3} - \frac{0,061}{1,54} \right) 0,74 - 0,04 \frac{0,74^2}{0,74^3} = 0,892$$

Плотность газа на входе:

$$\rho_{\text{вх}} = \frac{10^4 \cdot P_{\text{вх}}}{z_{\text{вх}} \cdot R \cdot T_{\text{вх}}} \quad (17)$$

$$\rho_{\text{вх}} = \frac{10^4 \cdot 3,51}{0,892 \cdot 52,2 \cdot 293} = 2,57 \text{ кг / М}^3$$

Объемная производительность нагнетателя:

$$Q = Q_{\text{КОММ}} / 0,06 \left(\frac{\rho_0}{\rho_{\text{ВХ}}} \right) \quad (18)$$

$$Q = 425 / 0,6 \left(\frac{0,674}{2,57} \right) = 270,7 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Приведенная объемная производительность:

$$Q_{\text{пр}} = Q \frac{n_0}{n} \quad (19)$$

Относительная частота вращения n_0/n определяется по характеристике:

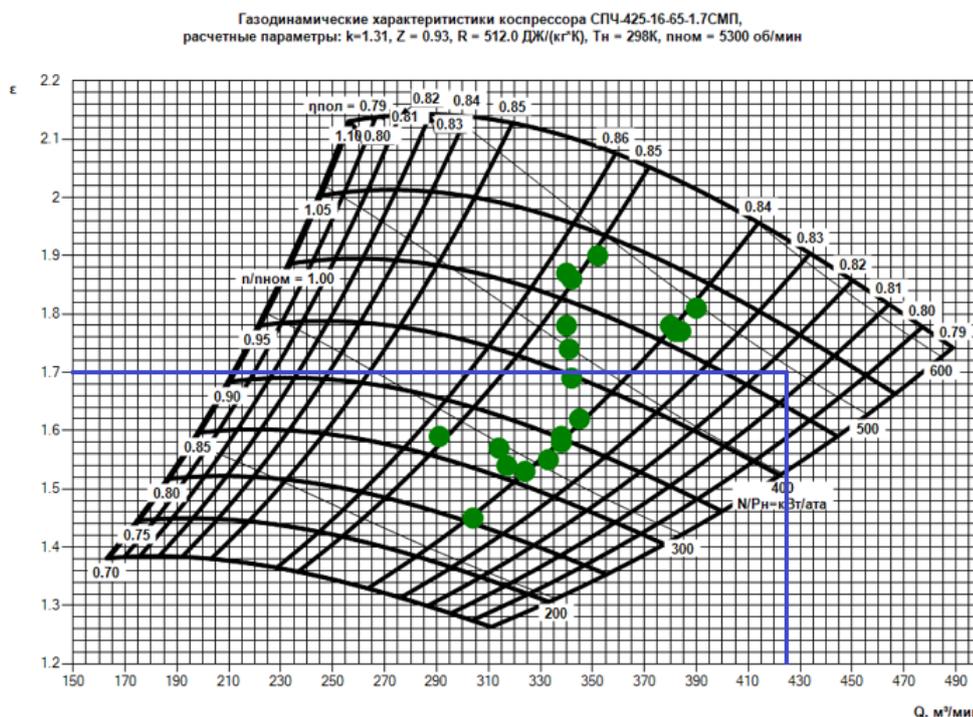


Рисунок 33 – Газодинамические характеристики компрессора 425-16-65-1,7

$$n_0 / n = 0,91$$

$$n = 5300 \cdot 0,91 = 4823 \text{ об / мин}$$

$$Q_{\text{пр}} = 270,7 \cdot \frac{5300}{4823} = 298 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Запас устойчивой работы нагнетателя:

$$S = \frac{(Q_{\text{пр}} - Q_{\text{пр.помп}})}{Q_{\text{пр.помп}}} \cdot 100\% \quad (20)$$

$$S = \frac{(298 - 210)}{210} \cdot 100\% = 0,419 = 42\%$$

где $Q_{\text{пр.помп}} = 210 \text{ м}^3/\text{мин}$ определяется по характеристике нагнетателя.

Центробежный компрессор ц3-16С-45-1,7

Таблица 12 – Исходные данные для расчета компрессора ц3-16С-45-1,7

$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	$P_{\text{вых}}, \text{МПа}$	$t_1, ^\circ\text{C}$	$n_0, \text{об/мин}$	$Q_{\text{комм}}, \text{М}^3/\text{мин}$	$\rho_0, \text{кг/м}^3$
2,55	4,56	20	5300	466	0,674

Относительная плотность газа по воздуху по (14):

$$\bar{\rho} = \frac{0,674}{1,205} = 0,56 \text{ кг / м}^3$$

Газовая постоянная по (15):

$$R = \frac{29,27}{\bar{\rho}} = \frac{29,27}{0,56} = 52,2 \cong 512 \text{ Дж / кг} \cdot \text{К}$$

Коэффициент сжимаемости газа по параметрам входа определяется соотношением по (16):

$$\tau_{\text{вх}} = \frac{20 + 273}{190,1} = 1,54 \text{ К}$$

$$\pi_{\text{вх}} = \frac{2,55}{4,73} = 0,54 \text{ МПа}$$

$$z_{\text{вх}} = 1 - \left(\frac{0,41}{1,54^3} - \frac{0,061}{1,54} \right) 0,54 - 0,04 \frac{0,54^2}{0,54^3} = 0,887$$

Плотность газа на входе по (17):

$$\rho_{\text{вх}} = \frac{10^4 \cdot 2,55}{0,887 \cdot 52,2 \cdot 293} = 1,88 \text{ кг / м}^3$$

Объемная производительность нагнетателя по (18):

$$Q = 466 / 0,6 \left(\frac{0,674}{1,88} \right) = 216,7 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Приведенная объемная производительность по (19):

Относительная частота вращения n_0/n определяется по характеристике:

Газодинамические характеристики компрессора ГПА-ц3-16С-45-1,7(ККМ),
расчетные параметры: $k=1.31$, $Z = 0.94$, $R = 512.0$ Дж/(кг·К), $T_n = 283$ К, $n_{ном} = 5300$ об/мин

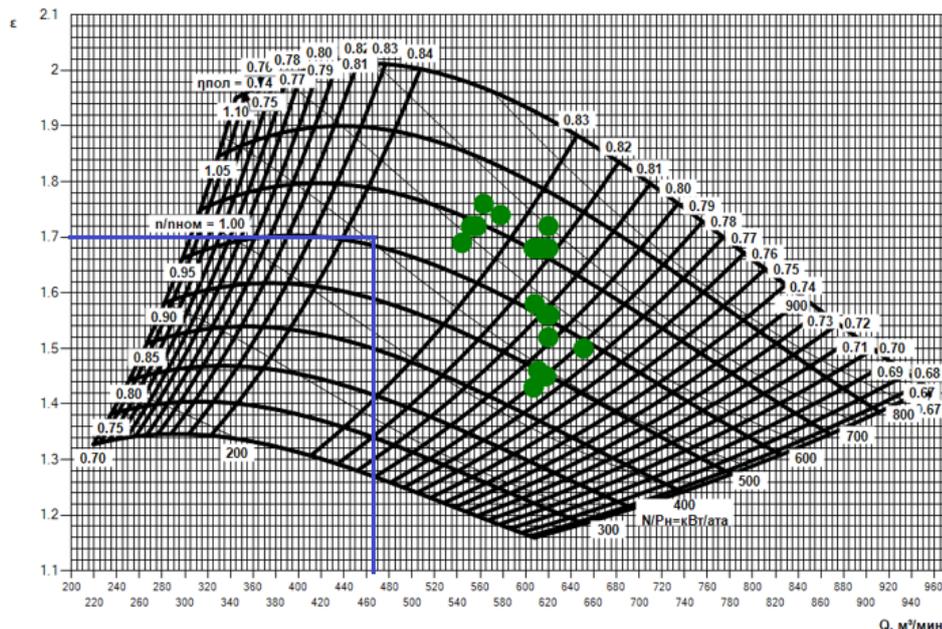


Рисунок 34 – Газодинамические характеристики компрессора ц3-16С-45-1,7

$$n_0 / n = 0,97$$

$$n = 5300 \cdot 0,97 = 5141 \text{ об / мин}$$

$$Q_{пр} = 216,7 \cdot \frac{5300}{5141} = 223 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Запас устойчивой работы нагнетателя по (20):

$$S = \frac{(223 - 158)}{158} \cdot 100\% = 0,414 = 41\%$$

где $Q_{пр.помп} = 158 \text{ м}^3/\text{мин}$ определяется по характеристике нагнетателя.

Центробежный компрессор 295ГЦ2-800 7-21

Таблица 13 – Исходные данные для расчета компрессора 800 7-21

$P_{вх}$, МПа	$P_{вых}$, МПа	t_1 , °С	n_0 , об/мин	$Q_{комм}$, м ³ /мин	ρ_0 , кг/м ³
0,68	2,06	20	5200	800	0,674

Относительная плотность газа по воздуху по (14):

$$\bar{\rho} = \frac{0,674}{1,205} = 0,56 \text{ кг / м}^3$$

Газовая постоянная по (15):

$$R = \frac{29,27}{\bar{\rho}} = \frac{29,27}{0,56} = 52,2 \approx 512 \text{ Дж / кг} \cdot \text{К}$$

Также для данного типа компрессора дополнительно необходимо определить степень сжатия. Степень сжатия ЦБК:

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{Вых}}}{P_{\text{Вх}}} = \frac{2,06}{0,68} = 3,0 \quad (21)$$

Коэффициент сжимаемости газа по параметрам входа определяется соотношением по (16):

$$\tau_{\text{Вх}} = \frac{20 + 273}{190,1} = 1,54 \text{ К}$$

$$\pi_{\text{Вх}} = \frac{0,68}{4,73} = 0,14 \text{ МПа}$$

$$z_{\text{Вх}} = 1 - \left(\frac{0,41}{1,54^3} - \frac{0,061}{1,54} \right) 0,14 - 0,04 \frac{0,14^2}{0,14^3} = 0,704$$

Плотность газа на входе по (17):

$$\rho_{\text{Вх}} = \frac{10^4 \cdot 0,68}{0,704 \cdot 52 \cdot 2 \cdot 293} = 0,63 \text{ кг / м}^3$$

Объемная производительность нагнетателя по (18):

$$Q = 800 / 0,6 \left(\frac{0,674}{0,63} \right) = 1250 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Приведенная объемная производительность по (19):

Относительная частота вращения n_0/n определяется по характеристике:

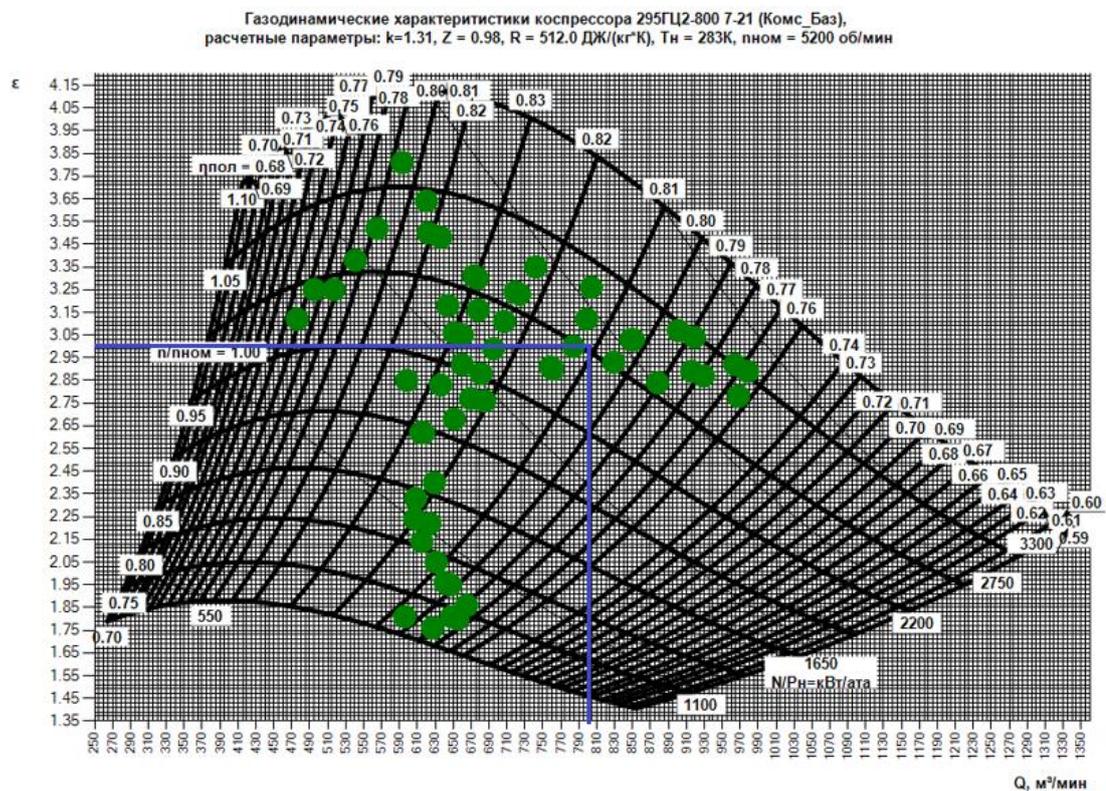


Рисунок 35 – Газодинамические характеристики компрессора 800 7-21

$$n_0 / n = 0,98$$

$$n = 5200 \cdot 0,98 = 5096 \text{ об / мин}$$

$$Q_{\text{пр}} = 1250 \cdot \frac{5200}{5096} = 1275 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Запас устойчивой работы нагнетателя по (20):

$$S = \frac{(1275 - 900)}{900} \cdot 100\% = 0,417 = 42\%$$

где $Q_{\text{пр.помп}} = 900 \text{ м}^3/\text{мин}$ определяется по характеристике нагнетателя.

Центробежный компрессор со сменной проточной частью 16С 45-3,0

Таблица 14 – Исходные данные для расчета компрессора 16С 45-3,0

$P_{\text{вх}}$, МПа	$P_{\text{вых}}$, МПа	t_1 , °С	n_0 , об/мин	$Q_{\text{комм}}$, м ³ /мин	ρ_0 , кг/м ³
2,55	4,56	20	5200	485	0,674

Относительная плотность газа по воздуху по (14):

$$\bar{\rho} = \frac{0,674}{1,205} = 0,56 \text{ кг / м}^3$$

Газовая постоянная по (15):

$$R = \frac{29,27}{\bar{\rho}} = \frac{29,27}{0,56} = 52,2 \cong 512 \text{ Дж / кг} \cdot \text{К}$$

Коэффициент сжимаемости газа по параметрам входа определяется соотношением по (16):

$$\tau_{\text{вх}} = \frac{20 + 273}{190,1} = 1,54 \text{ К}$$

$$\pi_{\text{вх}} = \frac{2,55}{4,73} = 0,54 \text{ МПа}$$

$$z_{\text{вх}} = 1 - \left(\frac{0,41}{1,54^3} - \frac{0,061}{1,54} \right) 0,54 - 0,04 \frac{0,54^2}{0,54^3} = 0,887$$

Плотность газа на входе по (17):

$$\rho_{\text{вх}} = \frac{10^4 \cdot 2,55}{0,887 \cdot 52,2 \cdot 293} = 1,88 \text{ кг / м}^3$$

Объемная производительность нагнетателя по (18):

$$Q = 485 / 0,6 \left(\frac{0,674}{1,88} \right) = 225,6 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Приведенная объемная производительность по (19):

Относительная частота вращения n_0/n определяется по характеристике:

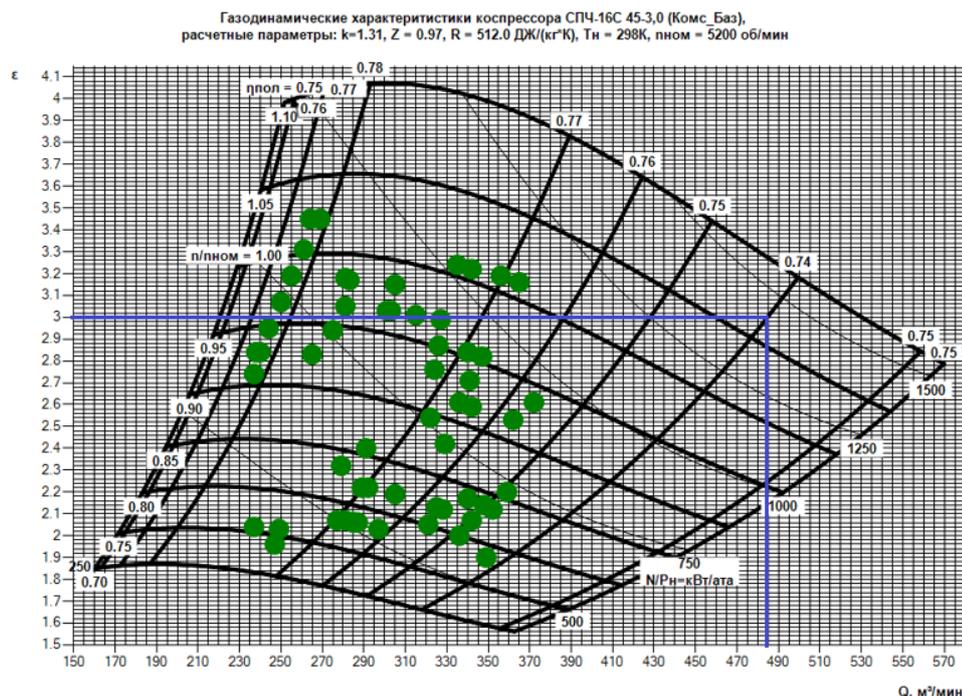


Рисунок 36 – Газодинамические характеристики компрессора 16С 45-3,0

$$n_0 / n = 0,96$$

$$n = 5200 \cdot 0,96 = 4992 \text{ об / мин}$$

$$Q_{пр} = 225,6 \cdot \frac{5200}{5096} = 230 \text{ м}^3 / \text{мин}$$

Запас устойчивой работы нагнетателя по (20):

$$S = \frac{(230 - 162)}{162} \cdot 100\% = 0,419 = 42\%$$

где $Q_{пр.помп} = 162 \text{ м}^3/\text{мин}$ определяется по характеристике нагнетателя.

Вывод по разделу: Данная система антипомпажной защиты обеспечивает положение рабочей точки нагнетателя в правой зоне от линии границы помпажа, что показывает линия III на рисунке 32. Это достигается открытием перепускного (антипомпажного) крана на величину, необходимую для поддержания минимального расхода. Воздействие на перепускной клапан должно начаться до того, как рабочая точка достигнет границы помпажа.

Таким образом, из приведенного выше расчета видно, применение антипомпажного клапана в целях защиты компрессорного оборудования целесообразно, режимы работы компрессоров по расходу газа осуществляются с запасом 41-42% от границы помпажа.

3 ВНЕДРЕНИЕ РЕГУЛИРУЮЩЕГО АНТИПОМПАЖНОГО КЛАПАНА С ЦЕЛЬЮ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА ПОДГОТОВКИ ГАЗА

3.1 Описание регулирующего антипомпажного клапана

Для повышения давления газа используются компрессорные станции. Каждый компрессор оборудован антипомпажным регулирующим клапаном, который предотвращает повреждение компрессора вследствие помпажа.

Иногда поток газа в компрессоре снижается настолько, что его сжатие становится физически невозможным. Такие условия принято называть помпажем. Чтобы избежать этого на газопроводах устанавливаются особые системы контроля. Контрольный клапан, который служит для защиты компрессора, называется антипомпажным регулирующим клапаном. При нормальной работе компрессора регулирующий клапан закрыт, но, как только возникает опасность помпажа, он немедленно открывается, соединяя входное и выходное отверстия компрессора.

Тот же контрольный клапан может использоваться для рециркуляции во время запуска компрессора. Клапан открывается всякий раз, когда возникает необходимость рециркуляции потока. В случае открытия регулирующего клапана считается, что рассеянная им энергия равна расчетной мощности компрессора.

Чтобы предотвратить повреждение компрессора компания Mokveld предоставляет высоконадежные быстродействующие контрольные клапаны. Оснащение контрольного клапана сконструировано таким образом, что в чрезвычайной ситуации он открывается менее чем за две секунды.

Контрольные клапаны Mokveld отличаются высокой точностью и позволяют избежать перерегулирования. Кроме того, они срабатывают так быстро, что не допускают помпажа компрессора. Конструкция регулирующего клапана осевого типа Mokveld, обеспечивающая равновесие давлений, делает клапан нечувствительным к резким перепадам давления и потока среды [19].

Регулирующие клапаны осевого типа фирмы «Mokveld» имеют конструкцию с большей жесткостью, не требующую частого обслуживания и спроектированную с целью получения высокой эффективности в широком диапазоне областей применения регулирующей арматуры. Спрямленная осесимметричная проточная часть устраняет вихревые течения и неоправданные изменения направления потока среды в клапане. Конструкция осевого типа обеспечивает большую пропускную способность при том же диаметре, чем любая обычная конструкция.

Клапаны осевого типа с подтвержденными на практике высокими эксплуатационными характеристиками помогут сократить затраты на дорогостоящее техническое обслуживание, а также потери производственного времени. Эта продукция гарантирует безопасную и надежную работу установки.

Регулирующие клапаны осевого типа фирмы «Mokveld» отличаются следующими основными особенностями:

1. Точность регулирования. Конструкция отсечного клапана фирмы Mokveld включает разгруженный поршень, на котором нет перепада давлений. Это достигается подачей давления в трубопроводе на обе стороны поршня и штока поршня, в результате чего перепада давлений на поршне нет, и действующие на него силы уравниваются. Всё это значительно снижает требуемое усилие привода и уменьшает износ подвижных частей. Поскольку трим разгружен по давлению, а профиль скоростей равномерен по всему проходному сечению клапана, возможно высокоточное регулирование (также при минимальной степени открытия).

2. Осевое течение. Оптимизированный путь потока через расширенный корпус с полноходным отверстием позволяет исключить турбулентность, что предотвращает эрозию и вибрацию.

3. Низкий уровень шума. Осевое течение среды снижает турбулентность в корпусе клапана. Давление редуцируется только на триме. Динамический шум от корпуса снижен до минимума.

4. Высокая пропускная способность. Пропускная способность клапана осевого типа очень высокая по сравнению с обычными седельными клапанами.

5. Широкий диапазон регулирования. Большая пропускная способность в сочетании с высокой точностью регулирования позволяют использовать один клапан в широком диапазоне рабочих режимов.

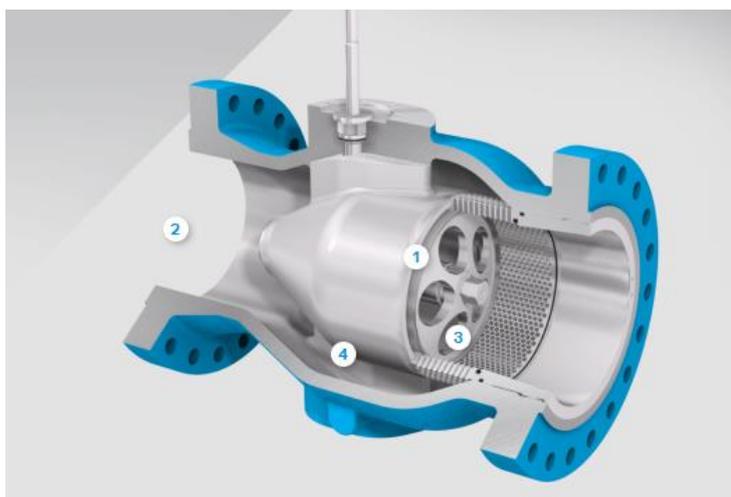


Рисунок 37 – Регулирующий клапан осевого типа фирмы Mokveld [20]

В конструкции клапана осевого типа фирмы «Mokveld» поток движется в спрямленном кольцевом пространстве и равномерно распределяется по сепаратору. Осевой поток формируется в прямолинейном симметричном проточном контуре между внутренним и наружным корпусами клапана. В результате этого снижаются местные скорости течения, турбулентность и механическое воздействие потоков среды и твердых частиц. Это основа надежной работы клапана, поскольку устраняются вибрация, эрозия элементов конструкции, несимметричные течения и изменения направления течения потока газа.

Благодаря минимальному уровню турбулентности и изменений вектора скорости среды преобразование энергии в самом корпусе клапана не происходит. Давление редуцируется только на триме, конструкция которого именно для этого и предназначена.

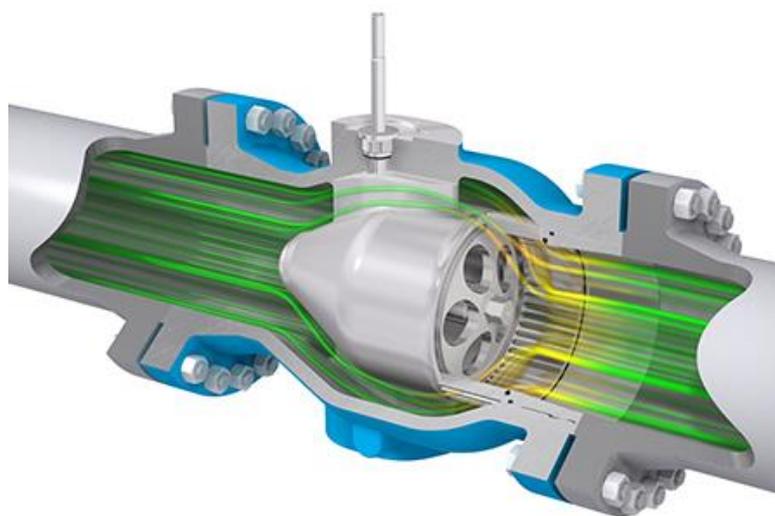


Рисунок 38 – Спряmlенное осесимметричное течение среды [21]

3.2 Конструкция регулирующего антипомпажного клапана

Клапан фирмы «Mokveld Valves» состоит из следующих узлов: узла клапана, силового пневмопривода клапана, приборной части (комплекта приборов), обеспечивающей работу клапана в автоматическом режиме и гидравлической системы дублирующего ручного управления клапаном (рисунок 39).

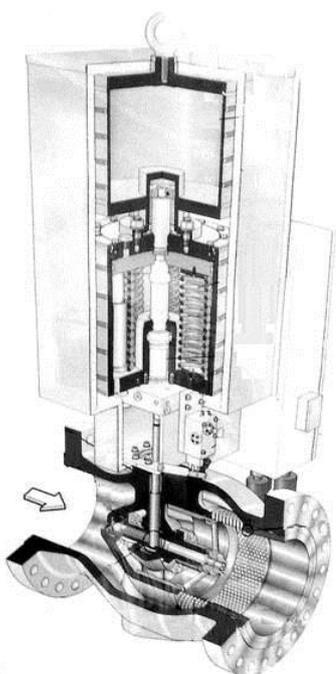


Рисунок 39 – Антипомпажный клапан фирмы «Mokveld Valves» [22]

Узел клапана представляет собой устройство поршневого типа (рисунок 40). Основными элементами узла клапана являются: наружный

корпус 1, внутренний корпус 2, поршень 3, шток поршня 4, шпindelь клапана 5 и сепаратор 6 с выполненными в нем радиальными отверстиями. Наружный и внутренний корпус представляют собой одну цельную отливку. Поршень перемещается вдоль продольной оси клапана. Конфигурация корпуса обеспечивает высокую пропускную способность при минимальных гидравлических потерях.

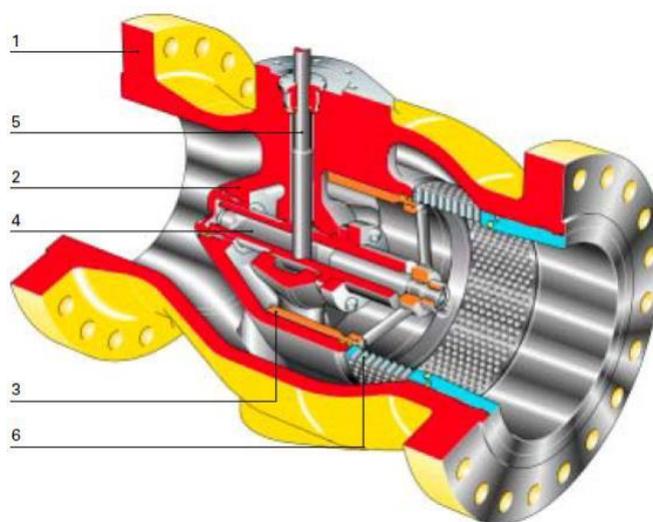


Рисунок 40 – Узел клапана в открытом положении [22]

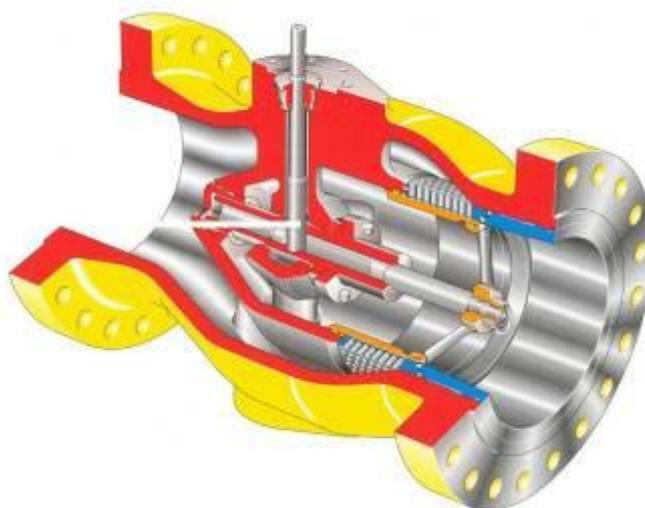


Рисунок 41 – Узел клапана в закрытом положении [22]

Поршень движется поступательно вдоль оси сепаратора (рисунок 42-43). Дросселирование потока происходит между кромкой поршня и отверстиями сепаратора. Движение поршня изменяет площадь сечения отверстий сепаратора. Поток всегда идет с наружной стороны сепаратора

таким образом, что зона, в которой скорость среды максимальна, всегда находится в нем. При закрытии клапана главное уплотнение активируется за счет перепада давления на поршне. Это давление разжимает кольцо уплотнения и таким образом полностью отсекает поток.

Как уже говорилось ранее, поршень клапана уравнивается по давлению. Такая конструкция позволяет даже для клапанов большого размера при большом действующем перепаде давлений прикладывать незначительное усилие для его привода, а также обеспечивает высокую скорость срабатывания клапана. Достижимо время контролируемого рабочего хода менее 2 секунд, что важно для такой области применения, как антипомпажное регулирование компрессоров.

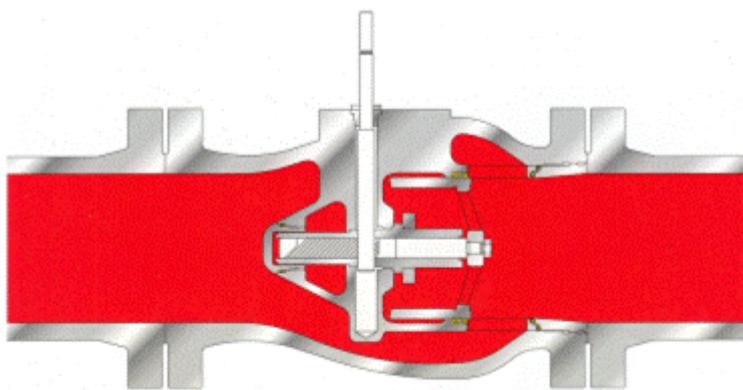


Рисунок 42 – Клапан в открытом положении [22]

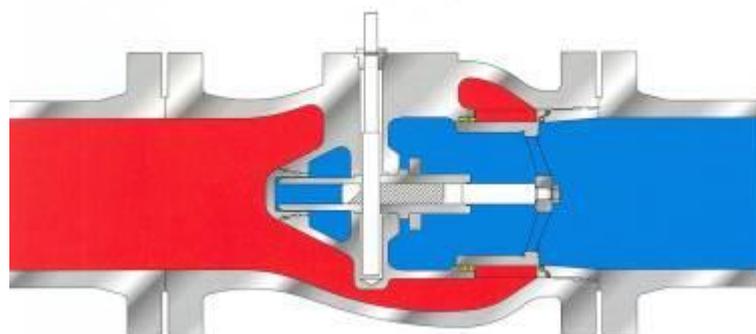


Рисунок 43 – Клапан в закрытом положении [22]

Поршень перемещается при помощи реечной передачи, размещенной под углом 90° и состоящей из взаимоскользящих зубчатых реек с наклонными зубьями, выполненных на штоках поршня и сепаратора (рисунок 44).

Минимальный зазор в зубчатой передаче исключает люфт между штоками поршня и клапана. Зубчатые рейки изолированы от внешней и перекачиваемой сред двойными уплотнениями на штоках. Полость, в которой работает передача, заполнена смазкой в связи, с чем отпадает необходимость частого технического обслуживания.

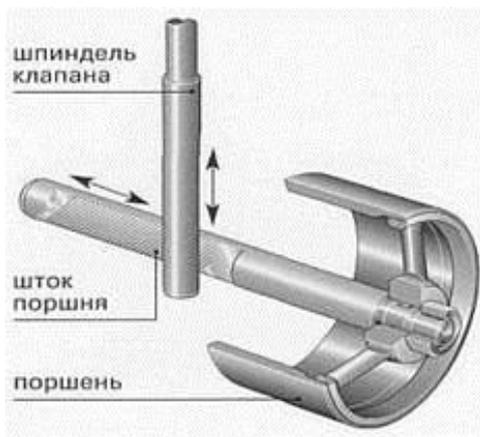


Рисунок 44 – Узел реечной передачи [22]

Привод клапана осуществляется при помощи силового пневмоцилиндра одностороннего действия, который устанавливается непосредственно на фланце корпуса узла клапана. Шпиндель узла клапана соединяется со штоком пневмопривода соединительной муфтой, которая расположена в нижней части пневмопривода. При подаче давления в полость над поршнем штока пневмопривода через соединительную муфту передает поступательное движение на шпиндель и далее посредством зубчатой реечной передачи на поршень узла клапана. Возвратное поступательное движение обеспечивается силой упругости пружин [22].

3.3 Система управления регулирующим антипомпажным клапаном

Регулирующий клапан «Mokveld», используемый в качестве исполнительного органа в системе антипомпажного регулирования газоперекачивающих агрегатов или компрессорных цехов, представляет собой сам клапан 1 (рисунок 45), пневмопривод 3 с гидродублирующей системой 5

и приборную часть (комплект приборов), обеспечивающую работу клапана в автоматическом режиме.

Привод устанавливается непосредственно на корпусе клапана. Шток клапана соединен со штоком приводного механизма с помощью муфты. Соединительная муфта находится в нижней части опорной плиты корпуса привода. Опорная плита является также основанием для установки большинства вспомогательных устройств системы управления приводом клапана.

Для работы антипомпажного клапана на приборную часть подается природный газ давлением 45–75 бар, который очищается от мехпримесей в фильтре высокого давления 22, понижается до давления 10 бар в редукторе высокого давления 21 и направляется в ресивер 4 (ёмкость), расположенный в верхней части цилиндра пневмопривода 3. Электроподогрев 20 предотвращает попадание в питающий газ капельной влаги и гидратов.

Из ресивера газ выходит в трех направлениях. Первое – на предохранительный клапан 16, срабатывающий при повышении давления в ресивере свыше 12 бар и сбрасывающий излишнее давление через свечу в атмосферу. Второе идет на два редуктора с фильтрами 17 и 18. Редуктор 17 понижает давление до 1,4 бар и подает газ на электропневмопреобразователь 10, который, получая электрический сигнал от 4 до 20 мА, преобразует его в пневматический и подает в качестве управляющего на позиционер 11, который, в свою очередь, подает управляющий сигнал на блокирующий клапан 15. Редуктор 18 понижает давление до 3,5 бар и подает его в качестве рабочего на позиционер 11. Третье идет на блокирующий клапан 15, который перепускает большой объем газа на поршень пневмопривода 3 в зависимости от пневмосигнала с позиционера 11. Блокирующий клапан 15 через регулируемый дроссель осуществляет подачу необходимого количества газа к пневмоприводу 3 и предназначен для преобразования низкорасходного управляющего сигнала, поступающего от позиционера 11 в более высокорасходный скоростной сигнал.

Дроссель служит для регулировки времени открытия и закрытия клапана и настраивается на заводе-изготовителе.

Электропневмопреобразователь 10 питается по параллельной импульсной линии. На этой линии установлен свой редуктор с фильтром 17, настроенный на давление 1,4 бар. Электропневмопреобразователь 10 получает электрический сигнал от противопомажного регулятора и преобразует его в пневматический импульс, который приводит к изменению управляющего сигнала, поступающего от позиционера 11.

Позиционер 11 представляет собой универсальное клапанное устройство с рычажным элементом обратной связи. Обеспечивает с высокой точностью подачу управляющего пневматического сигнала через блокирующий клапан 15 для приведения в действие поршня привода 3 клапана 1 до положения заданным ему управляющим прибором – электропневмопреобразователем 10. Позиционер 11 также удерживает заданную клапану 1 позицию за счет получения от него информации с помощью обратной рычажной связи. Таким образом, заданное положение клапана 1 удерживается независимо от сил, которые пытаются изменить его положение. Питание позиционера 11 осуществляется по линии от ресивера через редуктор с фильтром 18, настроенный на давление 3,5 бар.

При получении управляющего электрического сигнала 20 мА срабатывает электропневмопреобразователь 10 и подает пневмосигнал на позиционер 11, который усиливает его и подает на блокирующий клапан 15. Последний перепускает газ из ресивера на пневмопоршень привода 3, заставляя его под действием давления газа опускаться вниз и через систему реечного механизма штока привода – шток клапана 4 перемещать поршень клапана, перекрывая поток перекачиваемой среды.

При снижении управляющего электрического сигнала до 4 мА уменьшается пневмосигнал и блокирующий клапан 15 изменяет поток газа из ресивера на привод 3. Поршень последнего под действием силы давления газа

в подпоршневой полости пневмопривода 3 поднимается вверх, сбрасывая газ из поршневой полости в атмосферу через блокирующий клапан 15.

При получении электрического сигнала в пределах от 4 до 20 мА открытие клапана пропорционально величине сигнала.

Контроль крайних положений АПК осуществляется двумя конечными выключателями 9, которые передают свои сигналы регуляторам системы ССС и штатной системе управления ГПА.

На случай аварийной ситуации (отключение подачи газа или электросигнала), система регулирования снабжена дублирующим устройством гидросистемой с ручным насосом 5.

Защита элементов системы управления от обледенения при низких температурах окружающего воздуха осуществляется ленточными нагревательными элементами 19 и 20 с автоматическим ограничителем теплопроводности. Нагревательный элемент с температурно-зависимым электрическим сопротивлением регулирует и ограничивает выход тепла обогревающей ленты в соответствии с окружающей температурой. Если окружающая температура повышается, то выход тепла от ленты уменьшается.

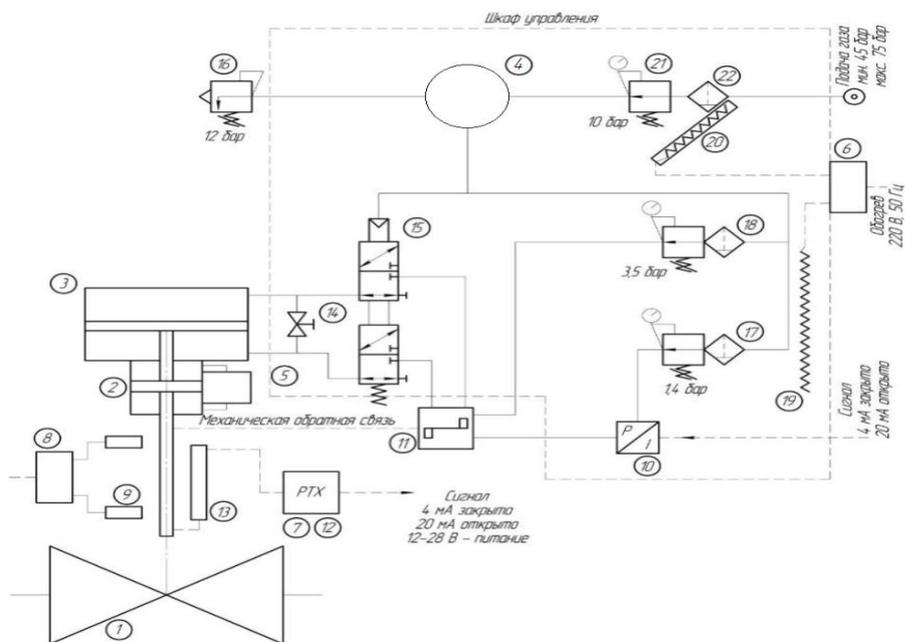


Рисунок 45 – Пневмосхема управления регулирующим клапаном «Mokveld»

В случае неисправности пневмопривода, либо недостаточном давлении газа, возможно ручное управление клапаном при помощи *дублирующей системы гидроуправления*.

Гидросистема включает в себя силовой гидроцилиндр, размещенный на штоке пневмопривода, и гидравлический блок со встроенным ручным насосом и гидроаккумулятором. Гидравлический блок монтируется на установочной плите корпуса пневмопривода [23].

Регулирующие клапаны – важнейший элемент схемы управления газодобычей. Сбои или остановки в работе регулирующих клапанов могут иметь серьезные последствия для работы всей установки, а также для окружающей среды и ваших производственных показателей. Использование регулирующих клапанов осевого типа Mokveld, на безупречную работу которых можно положиться, поможет сократить производственные простои и расходы на дорогостоящее обслуживание [19].

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Захаров Кирилл Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение работ на демонтаж регулирующего клапана седельного типа и установку антипомпажного регулирующего клапана на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	В соответствии с государственными сметными нормативами
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности мероприятий на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении по предложенным вариантам модернизации схемы антипомпажной защиты оборудования.
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при замене существующего узла защиты на предлагаемый антипомпажный клапан на байпасной линии.
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности разрабатываемого проекта на ближайшие пять лет.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Графики экономической чувствительности чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности.	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		14.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Захаров Кирилл Сергеевич		14.03.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской диссертации предлагается техническое решение по предотвращению помпажного явления, позволяющее уменьшить действующие нагрузки на центробежный компрессор.

С этой целью необходимо рассчитать и сформировать бюджетный фонд для проведения научной-исследовательской работы по повышению долговечности и работоспособности узлов компрессорного оборудования газоперекачивающей станции. Главным является определить экономическую эффективность разрабатываемого проекта на ближайшие 5 лет.

Сущность заключается в модернизации существующей системы подготовки природного газа, а именно в области антипомпажной защиты. Подразумевается установка регулирующего антипомпажного клапана голландской фирмы «Mokveld Valves». Задача клапана заключается в перепуске компримированного газа с линии нагнетания газоперекачивающего агрегата (ГПА) на линию всасывания.

Предлагаемое решение установки антипомпажного клапана на байпасной линии должно заменить узел перемычки между линией компримированного газа и линией подачи газа для обеспечения регулирования производительности компрессорных установок.

В данной главе отражены и проведены расчеты всех видов расходов, направленных на проведение научного исследования технических решений. Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

- затраты на оборудование и рабочие компоненты;
- затраты на оплату труда рабочих;
- капитальные вложения и эксплуатационные затраты;
- налог на добычу полезного ископаемого и прочие налоги.

4.1 Экономические показатели

Коммерческая эффективность разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно Федеральной налоговой службе.

К основным показателям экономической эффективности относятся:

- внутренняя норма доходности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю.

- дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

- индекс доходности дисконтированных затрат (PIE) – определяется как отношение суммы дисконтированной выручки от реализации УВС к сумме дисконтированных текущих затрат, налогов, пошлин и прочих отчислений в бюджеты РФ различных уровней, а также капитальных затрат;

- чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) – сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение ЭО (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 15%;

- Денежный поток проекта – это зависимость от времени денежных поступлений и платежей, связанных с реализацией проекта, определяемая для всего расчетного периода.

4.2 Расчёт экономической эффективности проекта

Для дальнейшего расчета необходимы исходные данные в виде цены реализации на природный газ, обменный курс валюты и добычи газа. Данные приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные проекта

Годы	Цена газ "Газпром"	Обменный курс	Цена газ "Газпром"	Цена газ "Газпром"	Добыча газа
	долл/тыс. м ³	руб/долл	руб/тыс. м ³	руб/ м ³	млрд м ³ /год
2020	200	70	14000,0	14	80,0
2021	200	70	14000,0	14	80,0
2022	200	70	14000,0	14	80,0
2023	200	70	14000,0	14	80,0
2024	200	70	14000,0	14	80,0

Исходя из проектной добычи газа месторождения определяем объём проходящего газа через один клапан в год F . Этот параметр составляет примерно 20% от всей добычи УВ сырья. Также следует рассчитать выручку от реализации добываемого продукта. Результат представлен в таблице 16.

Пропускная способность:

$$F = \frac{Q \cdot 20\%}{n} \quad (22)$$

где: F – пропускная способность, м³/год;

Q – добыча газа, м³/год;

n – количество клапанов, шт.

$$F = \frac{80 \cdot 10^9 \cdot 20\%}{12} = 1,3 \cdot 10^9 \text{ млрд м}^3 / \text{год}$$

Выручка:

$$G = F \cdot P \quad (23)$$

где: G – выручка, руб./год;

F – пропускная способность, м³/год;

P – Цена газ "Газпром", руб/ м³.

Таблица 16 – Расчёт показателей проекта

Годы	Пропускная способность клапана	Выручка	Выручка
	м ³ /год	руб./год	млн руб./год
2020	1333333333	18666666667	18666,67
Годы	Пропускная способность клапана	Выручка	Выручка
	м ³ /год	руб./год	млн руб./год
2021	1333333333	18666666667	18666,67
2022	1333333333	18666666667	18666,67
2023	1333333333	18666666667	18666,67
2024	1333333333	18666666667	18666,67

Капитальные вложения

Следующим шагом следует определить количество затрат на капитальные вложения проекта. Сюда входит стоимость оборудования (клапан) транспортировка и затраты на установку. Затраты на транспортировку составляют 10% от стоимости оборудования.

Таблица 17 – Основные составляющие капитальных вложений

Показатель	Цена, мероприятия	Количество	Цена, руб	Цена, млн. руб	Примечани е
Стоимость оборудования (клапан)	1155000	12	13860000	13,86	(12 шт.)
Транспортировк а	115500	12	1386000	1,386	□
Затраты на установку	1169564,88	12	14034778,5 6	14,03	(12 шт.)

Капитальные вложения производятся в первый год покупки и установки вводимого в эксплуатацию клапана.

Природоохранные мероприятия составляют 5% от затрат на транспортировку, стоимость оборудования и затрат на установку.

Таблица 18 – Расчет стоимости капитальных вложений

Год	Стоимость оборудования (клапан), млн.руб.	Транспортировка, млн.руб.	Затраты на установку, млн.руб.	Всего капитальных вложений	в т.ч.:
					природоохранные мероприятия
2020	13,86	1,39	14,03	30,74	1,46
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Налоги

Далее рассчитаем налог на добычу полезного ископаемого (НДПИ), согласно отчету Федеральной налоговой службы. НДПИ установленный для ЯНАО составляет 2477,49 млн руб./ тыс. м³.

Форма № 5-НДПИ Раздел 2												
ОТЧЕТ О НАЛОГОВОЙ БАЗЕ И СТРУКТУРЕ НАЧИСЛЕНИЙ ПО НАЛОГУ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ												
по состоянию на 01.01.2021 г.												
Раздел 2. Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых в отношении природного газа, за исключением добычи на новых морских месторождениях												
1. Природный горючий газ												
в том числе:												
ВСЕГО	1.1. облагаемый по налоговой ставке 0 рублей		в части нормативных потерь		при разработке ранее списанных запасов		заканченный пласт для поддержания пластового давления		добытый на участках недр, расположенных полностью или частично на полуостровах Ямал и (или) Гыданский в Ямало-Ненецком автономном округе, используемый исключительно для производства сжиженного природного газа			
	Количество добытого полезного ископаемого, млн. куб. м.	Сумма налога, подлежащая уплате в бюджет, тыс. руб.	Количество добытого полезного ископаемого, млн. куб. м.	Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговых льгот, тыс. руб.	Количество добытого полезного ископаемого, млн. куб. м.	Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговых льгот, тыс. руб.	Количество добытого полезного ископаемого, млн. куб. м.	Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговых льгот, тыс. руб.	Количество добытого полезного ископаемого, млн. куб. м.	Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговых льгот, тыс. руб.	Количество добытого полезного ископаемого, млн. куб. м.	Сумма налога, не поступившего в бюджет, в связи с применением налоговых льгот, тыс. руб.
A	200.1	200.2	210.1	210.3	211.1	211.3	212.1	212.3	213.1	213.3	214.1	214.3
Тюменская область	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Челябинская область	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ханты-Мансийский АО - Югра	721	409 650	0	24	0	24	0	0	0	0	0	0
Ямало-Ненецкий АО	536 067	442 701 621	28 649	4 577 988	210	159 902	0	0	0	0	28 439	4 418 086

Рисунок 46 – Отчет о налоговой базе

Налог на имущество составляет 2,2% от остаточной стоимости (капитальные вложения за вычетом амортизационных отчислений).

Таблица 19 – Расчет налога на имущество

Годы	Кап. вложения	Амортизация	Остаточная стоимость	Налог на имущество	Ед. изм.
2020	30,74	0,13	30,62	0,67359	млн руб.
2021	30,74	0,25	30,49	0,67	млн руб.
2022	30,74	0,38	30,36	0,67	млн руб.
2023	30,74	0,51	30,24	0,67	млн руб.
2024	30,74	0,64	30,11	0,66	млн руб.

Налог на прибыль рассчитывается как 20% от разницы между выручкой и текущими затратами (валовой прибыли) и составляет: 16182,27 млн рублей за пять лет.

Эксплуатационные затраты

В состав сметных расценок на эксплуатацию машин ($C_{\text{маш.}}$) входят следующие статьи затрат (руб./маш.ч):

$$C_{\text{маш}} = A + P + B + Z + Э + C + Г + П \quad (24)$$

где **A** - амортизационные отчисления на полное восстановление;

P - затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание;

B - затраты на замену быстроизнашивающихся частей;

Z - оплата труда рабочих, управляющих машиной (машинистов, водителей);

Э - затраты на энергоносители;

C - затраты на смазочные материалы;

Г - затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

П - затраты на перебазировку машин с одной строительной площадки (базы механизации) на другую.

Эти коэффициенты представлены в сводной таблице 20.

Таблица 20 – Перечень составляющих эксплуатационные затраты

Название, единица измерения	Обозначение	Значение
Амортизационные отчисления на полное восстановление, руб./маш.-час;	A	14,5

Продолжение таблицы 20

Затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, руб./маш.-час;	Р	34,25
Затраты на замену быстроизнашивающихся частей, руб./маш.-час;	Б	4,57
Оплата труда рабочих, управляющих машиной (машинистов, водителей),руб;	З	11849,23
Затраты на энергоносители, руб./маш.-час;	Э	9,24
Затраты на смазочные материалы, руб./маш.-час;	С	5,15
Затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость*, руб./маш.-час;	Г	0
Затраты на перебазировку машин с одной строительной площадки (базы механизации) на другую,руб;	П	10000

*- затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость не требуются для данного вида оборудования.

Смета на эксплуатацию машин:

$$C_{\text{маш}} = A + P + Б + Э + С + Г = 63,14 \text{ руб./маш.час}$$

Стоимость эксплуатации в год:

$$C = C_{\text{маш}} \cdot T + П + З = 574956 \text{ руб./маш.год}$$

С учетом количества устанавливаемого оборудования эксплуатационные затраты составляют 6,899 млн руб. Эксплуатационные затраты с учетом НДС составляют 2484,40 млн руб.

Экономическая эффективность

Имея исходные данные для определения экономической эффективности (таблица 21), описанные ранее, выполним расчёт операционной деятельности по проекту (таблица 22). Ключевыми будут показатели: выручки, валовой прибыли и чистой прибыли.

Валовая прибыль рассчитывается как разница между выручкой и текущими затратами. Чистая прибыль – это валовая прибыль, за вычетом налога на прибыль и имущество.

Таблица 21 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ, сумма	Значения по годам				
			2020	2021	2022	2023	2024
1. Ввод оборудования (клапан)	шт.	12	12	0	0	0	0
2. Среднегодовая добыча	млрд.м ³	6,67	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
3. Накопленная добыча	млрд.м ³	20	1,33	2,67	4	5,33	6,67
4. Эксплуатационные затраты с НДС (по газу)	млн.руб.	12421,99	2484,40	2484,40	2484,40	2484,40	2484,40
5. Амортизационные затраты	млн.руб.	0,64	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
6. Капитальные вложения	млн.руб.	30,74	30,74	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Себестоимость добычи газа	руб/тыс. м ³	621,10	-	-	-	-	-
8. Цена реализации газа без НДС	руб/тыс. м ³	-	14000	14000	14000	14000	14000

Таблица 22 – Операционная деятельность по проекту

Показатели	Ед. изм.	Σ, сумма	Значения по годам				
			2020	2021	2022	2023	2024
1. Выручка	млн. руб.	93333,33	18666,67	18666,67	18666,67	18666,67	18666,67
2. Текущие затраты	млн. руб.	12421,99	2484,40	2484,40	2484,40	2484,40	2484,40
3. НДС	млн. руб.	12387,49	2477,50	2477,50	2477,50	2477,50	2477,50
4. Валовая прибыль	млн. руб.	80911,35	16182,27	16182,27	16182,27	16182,27	16182,27
5. Налог на прибыль	млн. руб.	16182,27	3236,45	3236,45	3236,45	3236,45	3236,45
6. Налог на имущество	млн. руб.	3,34	0,67	0,67	0,67	0,67	0,66
7. Итого налоги	млн. руб.	16185,61	3237,13	3237,12	3237,12	3237,12	3237,12
8. Чистая прибыль	млн. руб.	64725,74	12945,14	12945,14	12945,15	12945,15	12945,15

Таблица 23 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ, сумма	Значения по годам				
			2020	2021	2022	2023	2024
1. Денежный поток	млн. руб.	64695,63	12914,52	12945,27	12945,27	12945,28	12945,28
2. Накопленный денежный поток	млн. руб.	194025,37	12914,52	25859,80	38805,07	51750,35	64695,63
3. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i=15%)	млн. руб.	163283,12	12914,52	24144,55	33933,03	42444,76	49846,26
4. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i=50%)	млн. руб.	33690,89					
5. Внутренняя норма доходности	%	59,10					
6. Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	1699,95					

Вывод по разделу:

Срок окупаемости проекта в данном случае будет незначительным (окупаемость исчисляется в днях), поэтому им можно пренебречь. Такой результат объясняется тем, что установка комплексной подготовки газа (УКПГ) находится в работе на проектной мощности в 80 млрд м³/год, и приносит стабильную чистую прибыль компании, что позволяет ввести в эксплуатацию предложенную модификацию антипомпажной защиты без остановки как фонда скважин, так и газоперекачивающей станции.

Этот проект направлен на увеличение надежности и безотказности работы компрессорного оборудования и не влияет на прямую добычу.

4.3 Экономическая чувствительность принимаемого проекта

В дополнение к разделу произведен расчет экономической чувствительности по основным параметрам, влияющим на результат чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД). Экономическая чувствительность отражает зависимость изменения капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены реализации газа на 30%.

Расчет приведен в таблицах 24, 25 и наглядно показан на графиках 47, 48.

Таблица 24 – Зависимость чистого дисконтированного дохода от капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены реализации

ЧДД, млн руб.			
	-30%	0%	30%
Капитальные вложения	163363,883	163283,12	163202,36
Эксплуатационные затраты	170815,899	163283,12	155750,34
Цена реализации	106685,141	163283,12	219881,1

Таблица 25 – Зависимость внутренней нормы доходности от капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены реализации

ВНД, %			
	-30%	0%	30%
Капитальные вложения	59,0968	59,10	59,1015
Эксплуатационные затраты	59,0988	59,10	59,0995
Цена реализации	59,1033	59,10	59,0972

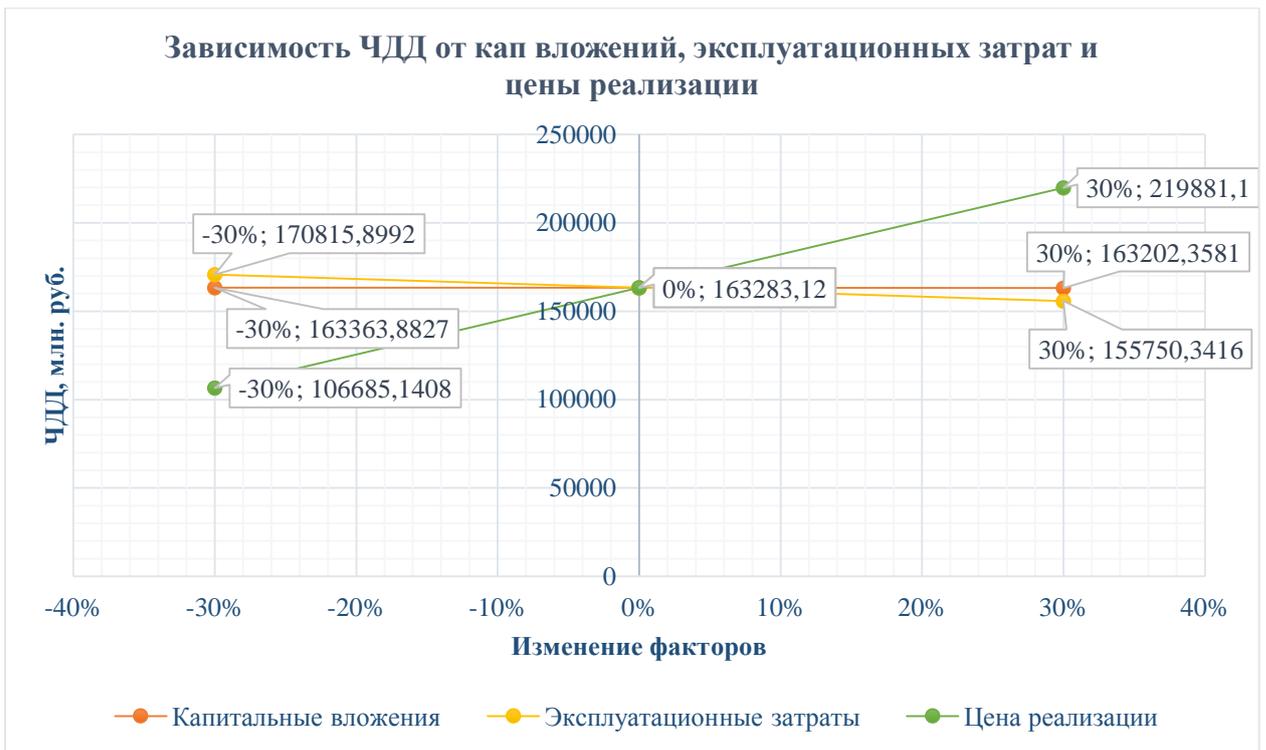


Рисунок 47 – Зависимость чистого дисконтированного дохода от капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены реализации

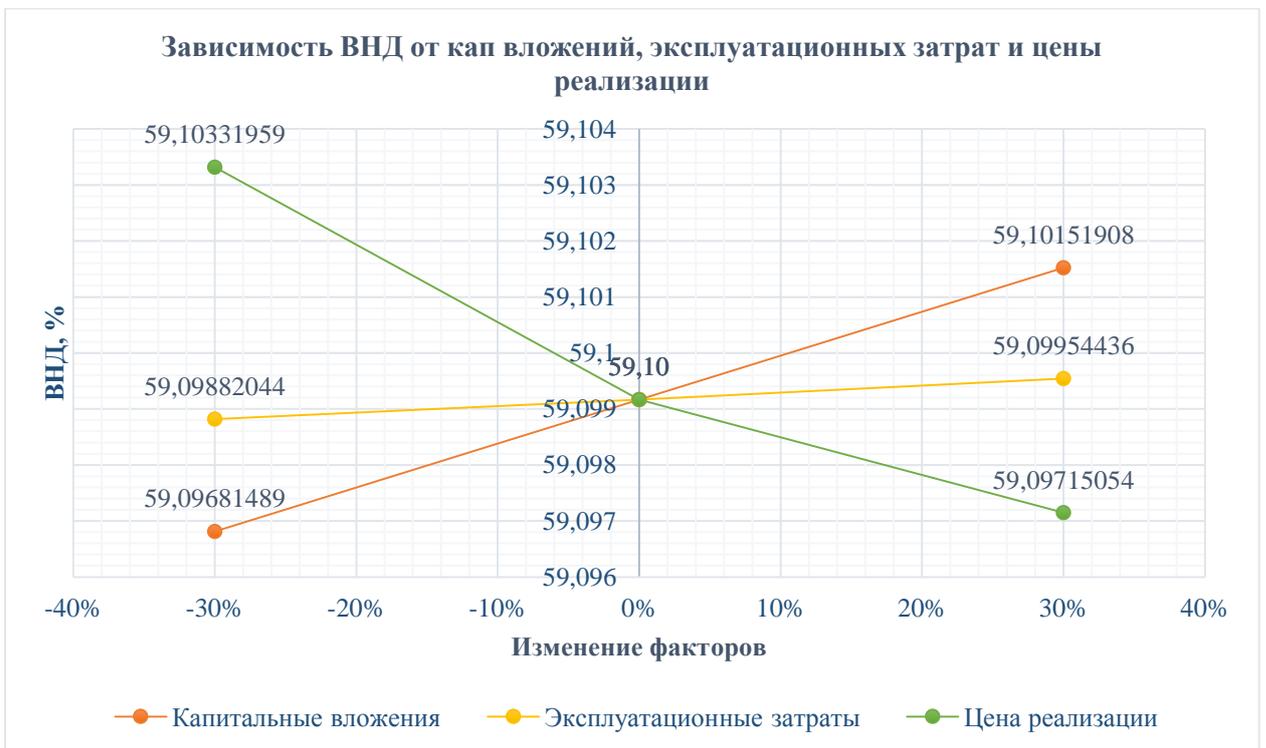


Рисунок 48 – Зависимость внутренней нормы доходности от капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цены реализации

Построенные зависимости чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД) свидетельствуют о рентабельности проекта при изменении величин эксплуатационных затрат, цены на газ и капитальных вложений в пределах от -30% до +30% от исходного текущего значения.

В данном проекте, наиболее влияние оказало изменение уровня цены реализации, так, например, при уменьшении её на 30% наблюдается уменьшение показателя чистого дисконтированного дохода, при увеличении на 30% - существенное увеличение показателя соответственно. Так же сильное влияние обратного характера имеют эксплуатационные затраты. Влияние же капитальных вложений не так велико - наименьшая интенсивность изменения. Расчёт экономической чувствительности показал, что вариация основных параметров проекта в значительной степени не влияет на изменение внутренней нормы доходности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ03		ФИО Захаров Кирилл Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела (ОНД)
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Влияние зависимости технологических показателей на процесс антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования <u>помпажные явления</u></p> <p>Область применения <u>центробежный компрессор / ГПА</u></p> <p>Рабочая зона: <u>производственное помещение – дожимная компрессорная станция</u></p> <p>Размеры помещения <u>климатическая зона*</u>) <u>размер ангарного укрытия газоперекачивающего агрегата 12/6/8 м.</u></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны <u>компрессорное оборудование, вспомогательное оборудование (системы очистки, охлаждения газа, маслоснабжение компрессорного цеха, также системы воздушоснабжения).</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне <u>компримирование (подготовка и сжатие) природного газа на месте эксплуатации с целью дальнейшей его переработки, транспортировки или использования.</u></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс РФ: ст. 92 ТК РФ, ст. 117 ТК РФ, ст. 147 ТК РФ. – Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ФНП N 101.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>1. К вредным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума на рабочем месте: <i>ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования</i> <i>ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.</i> – повышенный уровень вибрации: <i>ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.</i> <p>2. К опасным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная температура маслосистемы: <i>ГОСТ 12.2.062 Оборудование производственное. Ограждения защитные.</i>

	<ul style="list-style-type: none"> – пожароопасность: <i>Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.</i> – наличие вращающихся механизмов: <i>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов</i>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми приводами.</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>образованию твердых отходов производства.</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>разлив смазочно-охлаждающих жидкостей, а также отработанного масла поршневого компрессора и двигателя.</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания</u></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожар на территории ДКС/Воспламенение масла – Взрыв природного газа, используемого в качестве рабочего тела ГТУ – Утечка газа – Скачок напряжения, короткое замыкание и возгорание кабелей <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожар на территории ДКС/Воспламенение масла
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
04.03.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		04.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Захаров Кирилл Сергеевич		04.03.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию помпажных явлений в центробежных компрессорах газоперекачивающих агрегатов, которые используются для компримирования газа. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при работе с центробежным компрессором, входящим в состав ГПА ДКС. В качестве персонала рассматривается машинист технологических компрессоров.

Рабочим местом машиниста является машинный зал газоперекачивающего агрегата.

В обязанности машиниста входит обслуживание щитов управления агрегатного уровня, отдельных технологических компрессоров. Запуск и остановка газоперекачивающих агрегатов, регулирование технологического режима их работы, контроль за работой технологического оборудования. Ремонт компрессоров и их приводов, узлов газовых коммуникаций, аппаратов и вспомогательного оборудования цехов, выявление и устранение неисправностей в работе газоперекачивающих агрегатов. Ведение ремонтных журналов.

Основной целью раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Дожимная компрессорная станция (ДКС) является объектом повышенной опасности для всего персонала. Она также является объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое

должны специалисты предприятия, прошедшие обучение и имеющие допуск к работе оборудования, транспорта. Такие специалисты должны знать, как действовать в нестандартных ситуациях и в случаях аварий. Правила безопасного ведения работ регламентируются ФНП N 101 от 12.03.2013 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", который разработан в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 года N 401 "О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору".

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке. Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и допускаемых законодательством о труде женщин. К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства и ведение технического надзора, а также лиц, допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию. Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

Вывод: в данном разделе проведен анализ вредных факторов таких как повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации. Выявлены опасные факторы производства: повышенная температура маслосистемы, пожаровзрывоопасность, наличие вращающихся механизмов.

5.2. Производственная безопасность

Таблица 26 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенная температура маслосистемы			+	ГОСТ 12.2.062 Оборудование производственное. Ограждения защитные.
Пожароопасность			+	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

Продолжение таблицы 26

Наличие вращающихся механизмов		+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования.
Повышенный уровень вибрации			+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования.

Опасные и вредные производственные факторы

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 могут быть выделены следующие опасные и вредные факторы производственной среды на ДКС при работе с центробежным компрессором:

Опасные производственные факторы:

- наличие вращающихся и грузоподъёмных механизмов;
- природный газ, как вещество, образующее в смеси с воздухом взрывоопасную смесь; природный газ, как удушающее вещество;
- высокие температуры и давление рабочего тела, масла, газа при работе оборудования;

Вредные производственные факторы:

- шум и вибрация;
- наличие электроустановок;

Воздействие на окружающую среду оказывает выхлопной газ, а также природный газ при не герметичности оборудования, трубопроводов, в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

На дожимной компрессорной станции основным рабочим органом является привод и центробежный компрессор. На данных агрегатах имеются вращающиеся механизмы. Размещение оборудования, расположение рабочих мест, ширина проездов и проходов предусмотрены в соответствии с нормами технологического проектирования (СН 433-71, ВНТП 01-81) и обеспечивают свободный доступ к оборудованию, безопасное ведение работ (ширина проходов между технологическим оборудованием составляет не менее 0,5 метра). Также в качестве средств защиты необходимо использовать защитные экраны, закрывающие непосредственно рабочие части агрегата по ГОСТ 12.2.062-81.

Причиной пожара может стать утечка газа, дизельного топлива, которые используются в качестве топлива в приводе. В качестве меры профилактики должны использоваться системы контроля загазованности. На компрессорной станции должна предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей на территории компрессорной станции.

Маслосистема представляет собой совокупность трубопроводов, окутывающих центробежный компрессор. Контакт с системой при работающем агрегате может привести к ожогам различной степени, в

зависимости от времени контакта и температуры. В качестве средства защиты необходимо использовать термостойкие перчатки.

Внедрение клапана осевого типа фирмы «Mokveld» требует установку дополнительных датчиков для контроля работы клапана и всей системы в целом. Потребление электроэнергии невелико, следовательно, установка дополнительной молниезащиты и защиты от статического электричества не требуется. Питающее напряжение, необходимое для работы датчиков, мало и в случае возникновения искр является недостаточным для возгорания маслосистемы. Таким образом, дополнительное электрооборудование не является возможной причиной пожара.

Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Клапан осевого типа фирмы «Mokveld» обеспечивает полную герметичность, следовательно, утечки газа возможны через фланцевые соединения, участки трубопроводов. Особенностью природного газа, такого как метан, является отсутствие цвета и запаха. Для обнаружения утечки необходимо производить одоризацию газа – добавление специальных веществ со специфическим «запахом газа». Предусмотрен периодический контроль качества воздуха на рабочих площадках с отбором проб и их анализом в испытательной лаборатории месторождения.

В зависимости от длительного и интенсивного воздействия шума происходит снижение чувствительности органов слуха, которое выражается временным смещением порога слышимости, исчезающим после прекращения воздействия шума. При большой интенсивности и длительности шума происходят такие необратимые потери слуха, как тугоухость, которая характеризуется постоянной изменой порога слышимости.

Повышенный шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает нарушение сна, раздражение, агрессивность, утомление, способствует психическим заболеваниям.

Также шум влияет на производительность труда. Увеличение уровня шума на 1-2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1%.

Пагубное воздействие оказывает даже шум, не ощущаемый ухом человека (находящийся за пределами чувствительности его слухового аппарата): инфразвуки, к примеру, вызывают чувство тревоги, боли в ушах и позвоночнике, а при длительном воздействии сказываются на нарушении периферического кровообращения.

Октавные уровни звукового давления в соответствии с дополнением 4 к СНиП 1.02.01-85 и на рабочих площадках не должны превышать 80 дБ. Однако при работе уровень шума на ДКС может достигать 120 дБ.

Для снижения вредного воздействия шума на организм человека необходимо применение коллективных и индивидуальных средств защиты.

Для локализации источников шума установки предусмотрено расположение оборудования на отдельных технологических площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 внутреннюю часть стен блока, где находится ЦК, следует покрыть шумопоглощающей изоляцией. Также возможно применение звукоизолирующего кожуха непосредственно для центробежного компрессора. В качестве средств индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 у персонала должны быть противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи, либо противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход и прилегающие к нему.

Воздействие вибрации на организм человека может привести к появлению вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата.

Воздействие локальной вибрации на организм человека приводит к головным болям, тошноте; оказывает воздействие на процесс кровообращения и нервные окончания. По ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты

от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь.

5.3. Расчёт системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в укрытии газоперекачивающего агрегата на дожимной компрессорной станции ДКС ангарного типа. Индивидуальное укрытие ГПА применяются при газопромысловом обустройстве месторождений. Предназначено для поддержания заданных параметров микроклимата внутри его помещений, обеспечения работоспособности размещенного в нем оборудования и условий труда для обслуживающего персонала при проведении технического обслуживания и ремонтных работ [29].

Размеры помещения 12 / 6 / 8 м.

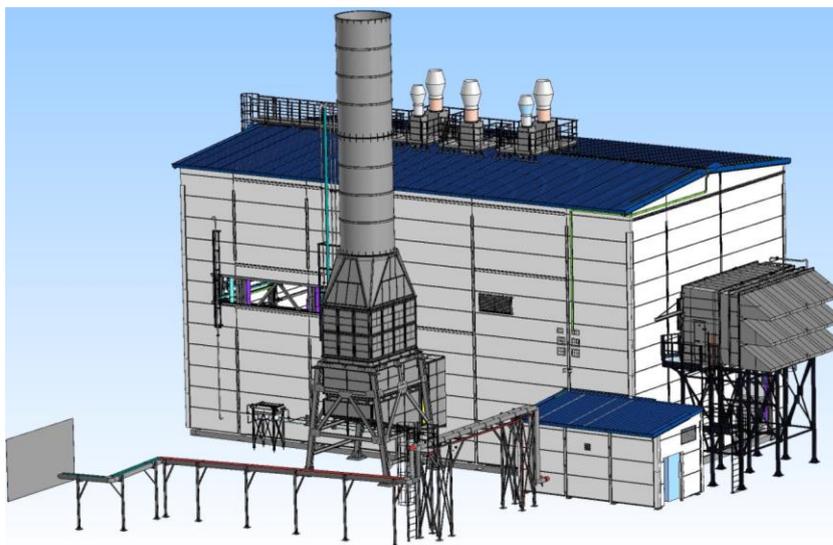


Рисунок 49 – Пример исполнения ангарного укрытия газоперекачивающего агрегата [30]

Потребный воздухообмен определяется по формуле 25:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \quad (25)$$

где L – потребный воздухообмен, $\text{м}^3/\text{ч}$;

G - количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

X_B - предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, мг/м³;

X_H - максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 26:

$$n = \frac{L}{V}, \quad (26)$$

где n – кратность воздухообмена, ч⁻¹;

V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО₂). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация СО₂ в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового поселка – 650 мг/м³.

Количество СО₂, выделяемое всеми работниками определяется по формуле 27:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{СО}_2}, \quad (27)$$

где $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

$g_{\text{СО}_2}$ - количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество СО₂, выделяемое 4 работниками:

$$G = 4 \cdot 35 = 140, \text{ г/ч.}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 140}{9000 - 650} = 16,76, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{16,76}{12 \cdot 6 \cdot 8} = 0,03, \text{ ч}^{-1}.$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в укрытии газоперекачивающего агрегата на дожимной компрессорной станции ДКС ангарного типа, которая будет обеспечивать воздухообмен 16,76 м³/ч. Кратность воздухообмена при этом составит 0,03 ч⁻¹ [1].

5.4. Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны

При строительстве дожимных компрессорных станций, в которых в качестве привода центробежных компрессоров используются газотурбинные установки, газопоршневые, дизельные двигатели, учитываются нормы санитарно-защитной зоны согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Для снижения неблагоприятного воздействия на организм человека и на окружающую среду для станции данная зона составляет 500м. С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми приводами, размещение приводов осуществляется с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону.

Воздействие на атмосферу

Приводом центробежного компрессора на ДКС является газотурбинная установка, использующая в качестве топлива природный газ, дизельное топливо. В общем случае продукты сгорания данного топлива могут содержать:

- продукты полного сгорания горючих компонентов топлива;
- компоненты неполного сгорания топлива.

Выхлопные газы с продуктами неполного сгорания загрязняют атмосферу. Частицы, содержащиеся в выхлопном газе, наносят вред здоровью человека, попадая в органы дыхания.

Для снижения концентрации вредных веществ выхлопных газов необходима более тщательная подготовка топливного газа, для снижения содержания механических примесей, т.е. его дополнительное очищение.

Антипомпажный клапан обеспечивает газодинамическую устойчивость работы компрессора, не допуская явление помпажа. Это означает, что на единицу сожженного топлива приводом нагнетателя, он совершает большую полезную работу. Это приводит к снижению выброса вредных веществ в атмосферу.

Воздействие на гидросферу

Возможным воздействием является разлив смазочно-охлаждающих жидкостей, а также отработанного масла поршневого компрессора и двигателя, в случае несоблюдения правил замены жидкостей и их транспортировки.

Воздействие на литосферу

Работа центробежного компрессора и его привода подразумевает осуществление регулярного технического обслуживания. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт, прочий бытовой и технический мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов.

Решения по обеспечению экологической безопасности

При выполнении работ по наливу, сливу, зачистке транспортных средств и хранилищ следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для каждого предприятия с учетом специфики производства.

Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-15.

При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93.

Устройства полигонов твердых бытовых отходов должны организовываться в соответствии с СанПиНом 2.1.7.1038-01.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Нефтегазодобывающие, газотранспортные предприятия являются источником техногенных чрезвычайных ситуаций, однако на территориях их расположения могут возникать и чрезвычайные явления природного происхождения. Основным документом, регламентирующим пожарную безопасность в РФ, являются Правила противопожарного режима.

Вопросы пожарной безопасности в ООО «Газпром добыча Ямбург» рассматриваются на ежемесячных селекторных совещаниях по охране труда, промышленной и пожарной безопасности под руководством главного инженера. В соответствии с требованиями приказа МЧС РФ от 12 декабря 2007 г. № 645 «Об утверждении Норм пожарной безопасности «Обучение мерам пожарной безопасности работников организаций» проводится работа по обучению персонала мерам пожарной безопасности:

- обучение по программам пожарно-технического минимума;
- проведение инструктажа по пожарной безопасности работникам сторонних организаций, привлекаемых для работы на объектах организации;
- проведение противопожарных инструктажей для работников.

В подразделениях предприятия регулярно проводятся теоретические и практические занятия (тренировки) с добровольными пожарными дружинами, а также практические тренировки по эвакуации людей в случае возникновения пожара на объектах с массовым пребыванием людей.

Защита объектов от пожаров и их пожарно-профилактическое обслуживание осуществляется по договору с отрядом Федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы по Ямало-Ненецкому автономному округу, федеральным казенным учреждением.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, возникновение которых вероятно при работе ДКС, а также способы их предотвращения, и устранения сведены в таблицу 27.

При всех возникших чрезвычайных ситуациях персонал ДКС, не участвующий в ликвидации последствий, следует эвакуировать. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала ДКС действиям во время ЧС.

Во время чрезвычайных ситуаций на ДКС управление объектами осуществляет комиссия, организуемая на ДКС, под управлением начальника ДКС или сменного диспетчера, или старшего по смене - сменного инженера или начальника цеха. Комиссия обеспечивает эвакуацию людей из зоны аварии, четкую работу специализированных служб ДКС, взаимодействия с подразделениями пожарной охраны, спасательными отрядами и воинскими подразделениями. При возникновении пожара производственный персонал обязан действовать согласно плану ликвидации возможных аварий.

Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть на объекте

Таблица 27 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций на ДКС

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Методы и средства предотвращения ЧС	Мероприятия по локализации
Пожар на территории ДКС	Нарушение правил противопожарного режима	Распространение пожара по всей территории, угроза взрыва оборудования, человеческие жертвы, экологическая катастрофа	<ul style="list-style-type: none"> - соблюдение правил противопожарного режима - в пожароопасный период необходимо обеспечивать противопожарные мероприятия 	<ul style="list-style-type: none"> - вызвать пожарную бригаду, при небольших масштабах пожара приступить к его тушению собственными силами до приезда пожарных - в случае воспламенения газа на коммуникациях ДКС и невозможности быстрой ликвидации возгорания – остановка ГТУ со стравливанием газа из всей обвязки ДКС - эвакуировать людей
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на горячие участки оборудования, проведение пожароопасных работ вблизи масло-объектов	Аварийная ситуация на ГПА, выход из строя системы защиты, пожар.	Контроль за плотностью разъемов маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи масла на объект
Взрыв природного газа, используемого в качестве рабочего тела ГТУ	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением конструкций укрытия и агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ при наличии газа в обвязке; планово-предупредительные обследования трубопроводов	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.

Продолжение таблицы 27

Разрыв газопровода и утечка газа	Повреждение газопровода	Взрыв, пожар, прерывание транспорта газа	Контроль параметров компримируемого газа, планово-предупредительное обследование трубопроводов	Останов работы ДКС, закрытие арматуры, стравливание газа
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Механические повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электропотребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам технической эксплуатации	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети энергопотребителей
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Сильные снегопады, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожароопасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений
Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии ГПА	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов ГПА

Также возможными ЧС на объекте могут быть:

- аварийная остановка при превышении частоты вращения;
- нарушение рабочего режима маслосистемы;
- аварийная остановка при превышении уровня вибрации;
- аварийная остановка при превышении уровня шума;
- аварийная остановка при превышении допустимой температуры деталей компрессора;
- пожар при повреждении системы подачи топлива в привод.

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

Для предупреждения проявления данных чрезвычайных ситуаций необходимо соблюдать график технического обслуживания, текущего и капитального ремонта, для выполнения своевременной затяжки крепежных элементов, проверки работы деталей и механизмов, проверки и замены различных уплотнений, замены масла в маслосистеме, проверке работоспособности различных контрольных датчиков. Необходимо проверять знания и компетентность рабочего персонала, обслуживающего агрегаты на ДКС.

Основной причиной возникновения ЧС при работе ЦК является аварийная остановка при превышении допустимой температуры. В случае, когда антипомпажный клапан открыт, часть компримируемого газа направляется из нагнетательного трубопровода во всасывающий, а так как газ при сжатии нагревается, то при перепуске этого газа нагреваются все элемента компрессора.

В качестве меры защиты от перегрева необходимо обеспечить минимальное время работы клапана в открытом положении, сохранив при этом устойчивость работы. Другой мерой защиты является установка промежуточного аппарата воздушного охлаждения (АВО) между клапаном и всасывающим трубопроводом, чтобы охладить перепускаемый газ.

Вывод по разделу: Неправильная эксплуатация антипомпажного клапана, невыполнение требований охраны труда и промышленной безопасности могут нанести значительный вред рабочему персоналу и окружающей среде, так как работа в данной отрасли связана с высоким давлением, температурами, вероятностью падения тяжелых предметов, разгерметизацией сосудов. Поэтому при выполнении любых работ на территории ДКС необходимо соблюдать технику безопасности, в полной мере знать устройство и принцип действия оборудования, иметь средства индивидуальной и коллективной защиты. Регулярно должны проводиться учения ПЛВА (учения по предотвращению и ликвидации возможных аварий), чтобы выработать у сотрудников навыки и умения действий в нестандартных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования были определены газодинамические характеристики, влияющие на эффективность работы нагнетателя. Главными, обеспечивающие поддержание конечного давления, являются производительность компрессора, т.е. расход газа и частота вращения ротора, резкое снижение которых приведет к опасности возникновения вредоносного явления. Также проанализированы современные способы регулирования центробежного компрессора, как следствие, найдено решение, позволяющее избежать возникновения помпажа. Решением является внедрение регулирующего клапана, за счёт чего увеличивается запас устойчивости работы компрессорного оборудования в условиях большого объёма перекачиваемого газа. Запас устойчивости работающих агрегатов Заполярного месторождения составил в пределах 41 – 42% от границы помпажа.

Чтобы избежать пагубного воздействия помпажного явления, требуется на всех режимах работы компрессора обеспечить антипомпажное регулирование для поддержания стабильной работы агрегата.

Преимущества установки этого клапана на пусковом контуре газоперекачивающего агрегата преобладают над значительной стоимостью в силу специфики антипомпажного регулирования. Оптимальной конструкцией регулирующего органа является осесимметричная модель, обладающая высокой пропускной способностью, что особенно важно в такой области, как антипомпажное регулирование компрессоров.

Таким образом, полученная система не только выполняет антипомпажную защиту центробежного компрессора, позволяя реализовывать традиционные функции открытия-закрытия клапана в различных режимах работы газоперекачивающего агрегата, но и обеспечивает регулирование по основным параметрам нагнетателя вблизи границы его устойчивой работы, что обеспечивает наибольшую эффективность газоперекачивающего агрегата.

Представленное решение по защите и предотвращению возникновения помпажа позволит избежать пагубное воздействие данного явления, обеспечит длительный срок службы агрегата без остановки функционирования технологического процесса. Это приведет к высокой наработке на отказ, увеличению ресурса, сохранению материалов и материальных средств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ПАО «Газпром автоматизация». Инструкция по работе и настройке антипомпажного регулятора / система автоматического управления «НЕМАН-Р-11» газоперекачивающим агрегатом ГПА-16УА-П установки комплексной подготовки газа 2С Заполярного НГКМ, 2018 – 49с.
2. Васильев В.Г. Газовые месторождения СССР. Издание второе, дополнительное и переработанное. Изд-во «Недра», 1968г., с.333-334.
3. Баркалова А.М. Особенности строение сеноманской залежи на Заполярном месторождении (ЯНАО). Проблемы геологии и освоения недр. Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А.Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. Том I. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015, с.204-206
4. Технологический регламент эксплуатации Газового промысла № 3С Заполярного НГКМ, 2008. – 216с.
5. Neftegaz.RU [Электронный ресурс] / новостная статья: Газпром добыча Ямбург, дочка Газпрома, ввела в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию (ДКС) на Заполярном месторождении; Е. Алифирова – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/196023-na-zapolyarnom-mestorozhdenii-vvedena-v-ekspluatatsiyu-dozhimnaya-kompressornaya-stantsiya-na-senoma/>, свободный. – Дата обращения 14.03.2022 г.
6. [Электронный ресурс] / Газоперекачивающий агрегат – Режим доступа: <https://stavropol-tr.gazprom.ru/press/proekt-azbuka-proizvodstva/gazoperekachivayushchij-agregat/>, свободный. – Дата обращения 14.03.2022г.
7. Бондаренко Г.А., Довженко В.Н., Еременко Е.Н. Регулирование режима работы центробежных компрессорных установок. Обзорная информация, Серия ХМ-5. - Москва: ЦИНТИхимнефтемаш, 1982. - 37 с.

8. Виноградов Б.С., Красильников В.А. и др. Приближенный метод расчета характеристик центробежного компрессора с поворотным направляющим аппаратом на входе в колесо// Исследование рабочего процесса и характеристик центробежных компрессоров: Сборник статей/ Труды КАИ, - Вып.56; 1960 - С.НОИСС.
9. Бухарин Н.Н. О комбинированном регулировании холодильных центробежных компрессоров//Повышение эффективности холодильных машин: Сборник научных трудов. - Л.: ЛТИ им.Ленсовета. - 1982. - 79-88 с.
10. Попов М. В. Антипомпажное регулирование производительности центробежного компрессора: магистерская диссертация / М. В. Попов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Л. А. Саруев. — Томск, 2019.
11. Старосельский С. Встроенная система защиты от помпажа и контроля производительности центробежных компрессоров. – Компрессорная техника и пневматика, 2013. - 15 с.
12. Вячкилев О.А., Дроздов Ю.В., Лунев А.Т. Система проектирования проточной части центробежных компрессоров // Сборник научных трудов ЗАО «НИИТурбокомпрессор». – Выпуск №4. - Казань, 1999. - 3-22 с.
13. Владислав Крыллович. Концепция многовального безмультипликаторного центробежного компрессора // Компрессорная техника и пневматика. – 1999. - 33-39 с.
14. Регулирующие антипомпажные клапаны: проспект фирмы «Mokveld». – Голландия, 2006. – 38с.
15. CageBall & Hyper-CageBall: проспект фирмы «Pibiviesse». – Италия, 2004. – 43с.
16. А.с. № 1174601 СССР Устройство для защиты компрессора от помпажа / С.К. Королев, Е.В. Омельченко. – 1985. – 54с.

17. Захаров К. С. Технологические особенности процесса антипомпажного регулирования на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО): бакалаврская работа / К. С. Захаров; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Т. С. Глызина. — Томск, 2020.

18. Байбулатова М. А. Технологические особенности процесса антипомпажного регулирования на компрессорных станциях: бакалаврская работа / М. А. Байбулатова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. А. Л. Саруев. — Томск, 2021.

19. Mokveld [Электронный ресурс] / Надежные регулирующие антипомпажные клапаны быстрого действия – Режим доступа: <https://mokveld.com/ru/page/337>, свободный. – Дата обращения 18.04.2022 г.

20. Mokveld [Электронный ресурс] / Регулирующий клапан осевого типа – Режим доступа: <https://mokveld.com/ru/page/166>, свободный. – Дата обращения 18.04.2022 г.

21. Mokveld [Электронный ресурс] / статья: Регулирующий клапан осевого типа. Конструкция со спрямленным течением среды, отвечающая высоким требованиям – Режим доступа: <http://www.mokveldm.ru/attachments/article/10/1-2.pdf>, свободный. – Дата обращения 18.04.2022 г.

22. [Электронный ресурс] / Конструкция антипомпажного клапана – Режим доступа: <https://helpiks.org/6-83638.html>, свободный. – Дата обращения 24.04.2022 г.

23. [Электронный ресурс] / Регулирующий клапан фирмы “Mokveld Valves” – Режим доступа: <https://studepedia.org/index.php?vol=2&post=57647>, свободный. – Дата обращения 24.04.2022 г.

24. ГЭСН 81-02-25-2017. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Сборник 25. Магистральные и промысловые трубопроводы. – М.: Госстрой, 2017. – 248с.

25. Министерство экономического развития РФ [Электронный ресурс] / Прогноз социально-экономического развития – Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru/>, свободный. – Дата обращения 04.05.2022 г.

26. Федеральная налоговая служба [Электронный ресурс] / Отчет о налоговой базе в структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых – Режим доступа: https://www.nalog.gov.ru/rn77/related_activities/statistics_and_analytics/forms/10105196/, свободный. – Дата обращения 12.05.2022 г.

27. Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России) [Электронный ресурс] / Порядок расчета постатейных показателей затрат на эксплуатацию машин – Москва, 1999 – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/7/7449/index.htm#i567452>, свободный. – Дата обращения 12.05.2022 г.

28. Сечин А.А. Методические указания / Методика и порядок расчёта воздухообмена для отчистки воздуха.

29. [Электронный ресурс] / Укрытие ангарного типа для газоперекачивающего агрегата ГПА – Режим доступа: <http://www.smk-els.ru/pages/ukritiya-gpa.html>, свободный. – Дата обращения 29.04.2022 г.

30. [Электронный ресурс] / 3D модель Агрегат газоперекачивающий – Режим доступа: <https://best.ascon.ru/gallery/29023/>, свободный. – Дата обращения 29.04.2022 г.

31. ФНП N 101. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 12 января 2015 года), 2013. – 112с.

32. ПБ 03-581-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. – Москва, 2003.

33. ГОСТ 12.2.016-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности. – Москва, 1983.

34. A. Cortinovia, H.J. Ferreau, D. Lewandowski, M. Mercangöz. Experimental evaluation of MPC-based anti-surge and process control for electric driven centrifugal gas compressors // Journal of Process Control. – 2015. – P. 13-25.

Таблица А.1 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в две ступени сжатия

Дата	$Q_{вх}$, млн. м ³ /сут	$P_{вх}$, МПа	Кол. раб. ГПА	N_1 , кВт	n , об./ мин.	ϵ	$P_{вых}$, МПа	$T_{вых}$, °С	$Q_{вх}$, млн. м ³ /сут	$P_{вх}$, МПа	Кол. раб. ГПА	N_1 , кВт	n , об./ мин.	ϵ	$P_{вых}$, МПа	$T_{вых}$, °С
	ГПА 16/45-1,7								ГПА 16/65-1,7							
4 кв. 2021	79,61	2,68	3	15229	4973	1,50	4,01	45	79,61	3,95	4	13686	4872	1,37	5,42	68
1 кв. 2022	74,11	2,67	3	15849	5074	1,58	4,21	49	74,11	4,15	4	9727	4266	1,29	5,35	58
2 кв. 2022	71,37	2,58	3	12104	4670	1,43	3,69	41	71,37	3,63	4	11766	4771	1,46	5,31	66
3 кв. 2022	68,92	2,48	3	12352	4771	1,46	3,62	43	68,92	3,56	4	10839	4670	1,48	5,28	64
4 кв. 2022	66,67	2,38	3	11847	4771	1,45	3,46	42	66,67	3,40	4	10975	4771	1,54	5,25	65
1 кв. 2023	64,30	2,29	3	12803	4973	1,52	3,49	46	64,30	3,43	4	9716	4569	1,52	5,22	62
2 кв. 2023	62,06	2,21	3	13052	5074	1,56	3,44	48	62,06	3,38	4	9502	4569	1,53	5,18	63
3 кв. 2023	59,64	2,14	3	12602	5074	1,56	3,34	48	59,64	3,28	4	9693	4670	1,57	5,15	65
4 кв. 2023	57,55	2,06	3	14938	5478	1,72	3,54	57	57,55	3,48	3	16084	5377	1,47	5,13	77
1 кв. 2024	55,45	1,99	3	13702	5377	1,68	3,34	55	55,45	3,28	3	15999	5478	1,55	5,10	78
2 кв. 2024	53,35	1,93	3	13244	5377	1,68	3,24	55	53,35	3,18	4	9011	4670	1,59	5,07	66
3 кв. 2024	51,19	1,87	3	12781	5377	1,68	3,15	55	51,19	3,09	3	14216	5377	1,63	5,05	76
4 кв. 2024	49,21	1,81	3	12332	5377	1,68	3,05	55	49,21	2,99	3	13715	5377	1,68	5,02	76
1 кв. 2025	43,63	1,75	3	11512	5377	1,72	3,01	58	43,63	2,95	3	11147	5074	1,69	5,00	72
2 кв. 2025	42,19	1,70	3	11153	5377	1,72	2,93	58	42,19	2,87	3	11345	5175	1,73	4,97	74
3 кв. 2025	40,69	1,65	3	10787	5377	1,72	2,84	58	40,69	2,78	3	11510	5276	1,78	4,95	77
4 кв. 2025	39,08	1,61	3	9953	5276	1,69	2,72	56	39,08	2,66	3	12085	5478	1,85	4,93	81
1 кв. 2026	39,12	1,56	3	10763	5478	1,76	2,74	60	39,12	2,68	3	12134	5478	1,83	4,91	82
2 кв. 2026	38,84	1,51	3	10532	5478	1,74	2,63	59	38,84	2,57	3	12399	5579	1,90	4,89	83

Таблица А.2 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в две ступени сжатия после замены СПЧ

Дата	Q _{вх} , млн. м ³ /сут	P _{вх} , МПа	Кол. раб. ГПА	N ₁ , кВт	п, об./	E	P _{вых} , МПа	T вых, °C	Q _{вх} , млн. м ³ /сут	з т.ч. газ ГНГКМ, млн. м ³ /сут	P _{вх} , МПа	Кол. раб. ГПА	N ₁ , кВт	п, об./	ε	P _{вых} , МПа	T вых, °C
	мин.	°C			мин.			°C									
СПЧ 16/21-3,0									СПЧ 16/45-3,0								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4 кв. 2025	47,25	1,56	3	12110	3610	1,63	2,55	56	64,67	17,42	2,49	5	15200	4216	1,92	4,79	98
1 кв. 2026	46,99	1,49	3	12615	3711	1,66	2,47	59	64,42	17,43	2,41	5	15806	4317	1,98	4,78	101
2 кв. 2026	45,58	1,46	3	14091	3913	1,82	2,65	66	63,00	17,42	2,59	5	13713	4014	1,83	4,74	92
3 кв. 2026	45,85	1,38	3	14610	4014	1,83	2,52	68	63,27	17,42	2,46	5	15043	4216	1,93	4,76	98
4 кв. 2026	45,89	1,33	3	15242	4115	1,86	2,47	70	63,31	17,42	2,41	5	15825	4317	1,98	4,76	102
1 кв. 2027	45,56	1,29	3	15885	4216	1,91	2,47	73	62,71	17,15	2,41	5	15780	4317	1,96	4,72	103
2 кв. 2027	44,90	1,24	3	17399	4418	2,06	2,55	80	62,05	17,15	2,49	5	14184	4115	1,88	4,68	95
3 кв. 2027	43,30	1,18	3	16639	4418	2,03	2,40	79	60,44	17,14	2,34	5	14279	4216	1,94	4,55	98
4 кв. 2027	40,81	1,16	3	16045	4418	2,10	2,43	81	57,95	17,14	2,37	5	12497	4014	1,86	4,40	91
1 кв. 2028	39,29	1,11	3	15390	4418	2,09	2,31	81	55,77	16,48	2,25	5	13681	4216	2,04	4,58	100
2 кв. 2028	37,56	1,08	3	14001	4317	2,01	2,17	77	54,04	16,48	2,11	5	14685	4418	2,16	4,56	108
3 кв. 2028	36,23	1,04	3	14296	4418	2,10	2,19	81	52,71	16,48	2,13	5	14619	4418	2,14	4,56	110
4 кв. 2028	34,99	1,00	3	16223	4721	2,40	2,40	94	51,47	16,48	2,34	4	16393	4418	1,94	4,55	104
1 кв. 2029	33,68	0,96	3	15591	4721	2,39	2,30	93	49,16	15,48	2,24	4	15648	4418	2,03	4,55	103
2 кв. 2029	32,57	0,92	3	13472	4519	2,17	2,00	84	48,05	15,48	1,94	5	14090	4519	2,34	4,54	115
3 кв. 2029	31,20	0,89	3	14438	4721	2,39	2,13	93	46,68	15,48	2,07	5	12791	4317	2,19	4,54	109
4 кв. 2029	30,07	0,84	3	16469	5080	2,78	2,33	109	45,55	15,48	2,27	4	14614	4300	2,00	4,53	104
1 кв. 2030	28,96	0,81	3	16092	5110	2,82	2,28	110	41,02	12,06	2,22	4	12385	4120	2,04	4,52	99
2 кв. 2030	27,84	0,77	3	14320	4960	2,61	2,01	102	39,91	12,07	1,95	4	14289	4510	2,32	4,52	113
3 кв. 2030	26,71	0,74	3	14153	5020	2,68	1,99	105	38,78	12,07	1,93	4	14262	4540	2,34	4,51	115
4 кв. 2030	25,68	0,94	3	13094	4720	2,61	2,46	102	37,75	12,07	2,40	4	9829	3760	1,88	4,51	89
1 кв. 2031	24,81	0,67	3	15780	5440	3,21	2,15	125	32,80	7,99	2,09	3	15438	4510	2,16	4,51	112
2 кв. 2031	23,92	0,64	3	14360	5320	3,01	1,93	118	31,91	7,99	1,87	4	11946	4450	2,41	4,50	116
3 кв. 2031	22,87	0,61	3	14466	5440	3,18	1,94	124	30,86	7,99	1,88	4	11496	4420	2,39	4,50	116

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4 кв. 2031	21,96	0,60	3	14023	5440	3,22	1,93	125	29,94	7,98	1,87	3	15415	4690	2,41	4,50	120
1 кв. 2032	20,91	0,58	3	13430	5440	3,24	1,88	125	26,79	5,88	1,82	3	13961	4630	2,47	4,49	121
2 кв. 2032	19,87	0,57	3	12928	5440	3,28	1,87	127	25,75	5,88	1,81	3	13410	4600	2,48	4,49	120
3 кв. 2032	18,80	0,57	3	12325	5410	3,31	1,88	128	24,68	5,88	1,82	3	12684	4540	2,46	4,48	119
4 кв. 2032	17,70	0,57	3	11858	5410	3,37	1,92	131	23,57	5,87	1,86	3	11797	4450	2,41	4,48	117
1 кв. 2033	16,90	0,57	3	11654	5440	3,45	1,97	134	20,94	4,04	1,91	2	16412	4750	2,35	4,48	121
2 кв. 2033	16,06	0,57	2	14445	5440	2,93	1,67	118	20,10	4,04	1,61	3	11997	4810	2,78	4,48	134
3 кв. 2033	15,12	0,57	3	10534	5380	3,43	1,95	136	19,17	4,05	1,89	2	14298	4570	2,37	4,47	116
4 кв. 2033	14,28	0,57	2	13352	5410	3,13	1,78	122	18,33	4,05	1,72	2	15371	4840	2,60	4,47	128
1 кв. 2034	13,60	0,57	2	12966	5410	3,20	1,83	124	16,87	3,27	1,77	2	13545	4660	2,53	4,47	123
2 кв. 2034	12,86	0,57	2	12526	5410	3,28	1,87	127	16,14	3,28	1,81	2	12481	4540	2,46	4,45	119
3 кв. 2034	12,16	0,57	2	12089	5410	3,34	1,90	129	15,43	3,27	1,84	2	11612	4450	2,42	4,45	117
4 кв. 2034	11,59	0,57	2	11720	5410	3,38	1,93	131	14,87	3,28	1,87	2	10991	4390	2,38	4,45	115
1 кв. 2035	11,02	0,57	2	11483	5440	3,47	1,98	135	14,13	3,11	1,92	2	10138	4300	2,32	4,45	113
2 кв. 2035	10,28	0,57	2	10540	5350	3,38	1,92	134	13,38	3,10	1,86	2	9939	4360	2,39	4,45	116
3 кв. 2035	9,73	0,57	2	10278	5380	3,44	1,96	138	12,83	3,10	1,90	2	9341	4300	2,34	4,45	114
4 кв. 2035	9,23	0,57	2	9527	5290	3,33	1,90	135	12,34	3,11	1,84	2	9396	4390	2,42	4,45	118
1 кв. 2036	8,91	0,57	2	9050	5230	3,26	1,86	133	11,23	2,32	1,80	2	8877	4450	2,47	4,45	122
2 кв. 2036	8,54	0,57	2	8215	5080	3,07	1,75	126	10,86	2,32	1,69	2	9305	4630	2,63	4,45	130
3 кв. 2036	7,98	0,57	1	13618	5320	2,77	1,58	112	10,30	2,32	1,52	2	9884	4900	2,93	4,45	143
4 кв. 2036	7,81	0,57	2	8532	5320	3,36	1,92	143	10,13	2,32	1,86	1	15665	4720	2,39	4,45	120
1 кв. 2037	7,27	0,57	1	13676	5440	3,14	1,79	123	9,52	2,25	1,73	1	15902	4870	2,57	4,45	127
2 кв. 2037	6,92	0,57	1	13279	5440	3,22	1,84	125	9,16	2,24	1,78	1	14430	4690	2,50	4,45	121
3 кв. 2037	6,60	0,57	1	12731	5410	3,24	1,85	126	8,84	2,24	1,79	1	14000	4660	2,49	4,45	122
4 кв. 2037	6,25	0,57	1	12304	5410	3,31	1,89	128	8,49	2,24	1,83	1	12951	4540	2,43	4,45	118
1 кв. 2038	6,32	0,57	1	12391	5410	3,30	1,88	128	8,58	2,26	1,82	1	13221	4570	2,45	4,45	119
2 кв. 2038	5,76	0,57	1	11673	5410	3,39	1,93	132	8,02	2,26	1,87	1	11811	4420	2,38	4,45	115
3 кв. 2038	5,60	0,57	1	11459	5410	3,41	1,94	133	7,86	2,26	1,88	1	11485	4390	2,37	4,45	114
4 кв. 2038	5,38	0,57	1	11013	5380	3,39	1,93	133	7,64	2,26	1,87	1	11231	4390	2,38	4,45	115

Приложение Б

Таблица Б.1 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в две ступени сжатия

Дата	$Q_{вх}$, млн. м ³ /сут	$P_{вх}$, МПа	Кол. раб. ГПА	N_1 , кВт	n , об./ мин.	ϵ	$P_{вых}$, МПа	$T_{вых}$, °С	$Q_{вх}$, млн. м ³ /сут	$P_{вх}$, МПа	Кол. раб. ГПА	N_1 , кВт	n , об./ мин.	ϵ	$P_{вых}$, МПа	$T_{вых}$, °С
	ГПА 16/45-1,7								ГПА 16/65-1,7							
4 кв. 2021	79,61	2,68	3	15229	4973	1,50	4,01	45	79,61	3,95	4	13686	4872	1,37	5,42	68
1 кв. 2022	74,11	2,67	3	15849	5074	1,58	4,21	49	74,11	4,15	4	9727	4266	1,29	5,35	58
2 кв. 2022	71,37	2,58	3	12104	4670	1,43	3,69	41	71,37	3,63	4	11766	4771	1,46	5,31	66
3 кв. 2022	68,92	2,48	3	12352	4771	1,46	3,62	43	68,92	3,56	4	10839	4670	1,48	5,28	64
4 кв. 2022	66,67	2,38	3	11847	4771	1,45	3,46	42	66,67	3,40	4	10975	4771	1,54	5,25	65
1 кв. 2023	64,30	2,29	3	12803	4973	1,52	3,49	46	64,30	3,43	4	9716	4569	1,52	5,22	62
2 кв. 2023	62,06	2,21	3	13052	5074	1,56	3,44	48	62,06	3,38	4	9502	4569	1,53	5,18	63
3 кв. 2023	59,64	2,14	3	12602	5074	1,56	3,34	48	59,64	3,28	4	9693	4670	1,57	5,15	65
4 кв. 2023	57,55	2,06	3	14938	5478	1,72	3,54	57	57,55	3,48	3	16084	5377	1,47	5,13	77
1 кв. 2024	55,45	1,99	3	13702	5377	1,68	3,34	55	55,45	3,28	3	15999	5478	1,55	5,10	78
2 кв. 2024	53,35	1,93	3	13244	5377	1,68	3,24	55	53,35	3,18	4	9011	4670	1,59	5,07	66
3 кв. 2024	51,19	1,87	3	12781	5377	1,68	3,15	55	51,19	3,09	3	14216	5377	1,63	5,05	76
4 кв. 2024	49,21	1,81	3	12332	5377	1,68	3,05	55	49,21	2,99	3	13715	5377	1,68	5,02	76
1 кв. 2025	43,63	1,75	3	11512	5377	1,72	3,01	58	43,63	2,95	3	11147	5074	1,69	5,00	72
2 кв. 2025	42,19	1,70	3	11153	5377	1,72	2,93	58	42,19	2,87	3	11345	5175	1,73	4,97	74
3 кв. 2025	40,69	1,65	3	10787	5377	1,72	2,84	58	40,69	2,78	3	11510	5276	1,78	4,95	77
4 кв. 2025	39,08	1,61	3	9953	5276	1,69	2,72	56	39,08	2,66	3	12085	5478	1,85	4,93	81
1 кв. 2026	39,12	1,56	3	10763	5478	1,76	2,74	60	39,12	2,68	3	12134	5478	1,83	4,91	82
2 кв. 2026	38,84	1,51	3	10532	5478	1,74	2,63	59	38,84	2,57	3	12399	5579	1,90	4,89	83

Таблица Б.2 – Режимы работы ДКС по варианту 1 в две ступени сжатия после замены СПЧ

Дата	$Q_{\text{вх}}$, МЛН. м ³ /сут	$P_{\text{вх}}$, МПа	Кол. раб. ГПА	N_1 , кВт	n , об./ мин.	ϵ	$P_{\text{вых}}$, МПа	$T_{\text{вых}}$, °С	$Q_{\text{вх}}$, МЛН. м ³ /сут	$P_{\text{вх}}$, МПа	Кол. раб. ГПА	N_1 , кВт	n , об./ мин.	ϵ	$P_{\text{вых}}$, МПа	$T_{\text{вых}}$, °С
	ГПА 16/21-3,0								ГПА 16/45-3,0							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
3 кв. 2026	38,68	1,46	3	10577	3610	1,73	2,52	59	38,68	2,46	4	11074	3913	1,99	4,89	95
4 кв. 2026	38,99	1,40	3	11152	3711	1,76	2,46	61	38,99	2,40	4	11723	4014	2,03	4,88	99
1 кв. 2027	38,81	1,35	3	11681	3812	1,81	2,44	64	38,81	2,38	4	11644	4014	2,05	4,87	99
2 кв. 2027	38,27	1,30	3	12145	3913	1,86	2,42	67	38,27	2,36	4	11502	4014	2,06	4,86	99
3 кв. 2027	36,52	1,26	3	10942	3812	1,80	2,27	64	36,52	2,21	4	12208	4216	2,19	4,85	107
4 кв. 2027	34,91	1,22	3	11922	4014	1,95	2,38	71	34,91	2,32	3	15113	4317	2,09	4,84	105
1 кв. 2028	33,40	1,18	3	11453	4014	1,96	2,31	72	33,40	2,25	3	14577	4317	2,15	4,83	105
2 кв. 2028	31,78	1,14	3	11635	4115	2,05	2,33	76	31,78	2,27	3	13516	4216	2,12	4,82	103
3 кв. 2028	30,28	1,10	3	12484	4317	2,22	2,45	84	30,28	2,39	3	11949	4014	2,01	4,81	98
4 кв. 2028	28,72	1,06	3	11256	4216	2,14	2,27	80	28,72	2,21	3	12616	4216	2,17	4,80	106
1 кв. 2029	27,31	1,02	3	12009	4418	2,33	2,37	89	27,31	2,31	3	11049	4014	2,08	4,80	99
2 кв. 2029	26,46	0,99	3	11020	4317	2,24	2,21	85	26,46	2,15	3	11829	4216	2,23	4,79	107
3 кв. 2029	25,64	0,95	3	13137	4721	2,62	2,49	102	25,64	2,43	3	9512	3812	1,97	4,78	93
4 кв. 2029	24,93	0,92	3	12752	4721	2,62	2,41	102	24,93	2,35	3	9785	3913	2,03	4,78	97
1 кв. 2030	24,29	0,88	3	11130	4519	2,40	2,11	92	24,29	2,05	3	11560	4317	2,32	4,76	112
2 кв. 2030	23,71	0,85	3	13240	4923	2,83	2,40	111	23,71	2,34	3	9394	3913	2,03	4,76	98
3 кв. 2030	23,12	0,81	3	14071	5125	3,06	2,48	120	23,12	2,42	2	13636	4115	1,96	4,75	97
4 кв. 2030	22,54	0,78	3	13657	5125	3,05	2,38	119	22,54	2,32	2	14009	4216	2,05	4,75	101
1 кв. 2031	21,96	0,76	3	12697	5024	2,92	2,22	114	21,96	2,16	2	14974	4418	2,19	4,74	109
2 кв. 2031	21,50	0,73	3	14164	5327	3,31	2,41	129	21,50	2,35	2	13041	4115	2,01	4,73	99
3 кв. 2031	21,04	0,71	3	13223	5226	3,16	2,24	123	21,04	2,18	2	13975	4317	2,17	4,73	106
4 кв. 2031	20,42	0,69	3	13426	5327	3,30	2,28	129	20,42	2,22	2	13092	4216	2,13	4,72	104
1 кв. 2032	19,18	0,68	2	16377	5327	2,78	1,89	113	19,18	1,83	2	16068	4822	2,58	4,72	128

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 кв. 2032	18,22	0,67	3	12866	5428	3,50	2,34	138	18,22	2,28	2	11005	4014	2,07	4,71	99
3 кв. 2032	17,24	0,66	3	9830	4923	2,85	1,88	113	17,24	1,82	2	14322	4721	2,59	4,71	127
4 кв. 2032	16,85	0,63	2	15455	5428	3,04	1,91	120	16,85	1,85	2	13497	4620	2,54	4,70	123
1 кв. 2033	16,48	0,61	2	14365	5327	2,87	1,75	115	16,48	1,69	2	14942	4923	2,78	4,70	136
2 кв. 2033	16,09	0,58	3	11283	5428	3,48	2,02	137	16,09	1,96	2	11975	4418	2,40	4,70	116
3 кв. 2033	15,71	0,56	3	10048	5226	3,18	1,78	125	15,71	1,72	2	13855	4822	2,73	4,70	133
4 кв. 2033	15,34	0,54	2	13661	5428	2,89	1,56	117	15,34	1,50	2	15715	5226	3,13	4,69	150
1 кв. 2034	14,84	0,53	2	13310	5428	2,92	1,55	118	14,84	1,49	2	15322	5226	3,15	4,69	150
2 кв. 2034	13,87	0,53	2	12831	5428	3,07	1,63	121	13,87	1,57	2	13497	5024	2,98	4,68	144
3 кв. 2034	13,05	0,53	2	11835	5327	3,03	1,61	118	13,05	1,55	2	12815	5024	3,02	4,68	145
4 кв. 2034	12,30	0,53	2	11420	5327	3,12	1,65	121	12,30	1,59	2	11727	4923	2,94	4,68	142
1 кв. 2035	11,66	0,53	2	10078	5125	2,91	1,54	113	11,66	1,48	2	12083	5125	3,16	4,68	150
2 кв. 2035	11,07	0,53	2	10689	5327	3,24	1,71	126	11,07	1,65	2	10286	4822	2,84	4,68	139
3 кв. 2035	10,54	0,53	2	8599	4923	2,76	1,46	107	10,54	1,40	2	11922	5327	3,34	4,68	150
4 кв. 2035	10,02	0,53	2	7928	4822	2,68	1,42	104	10,02	1,36	2	11359	5327	3,44	4,68	150
1 кв. 2036	9,54	0,53	2	10558	5529	3,64	1,93	144	9,54	1,87	1	15376	4721	2,50	4,68	124
2 кв. 2036	9,12	0,53	2	10664	5559	3,81	2,02	152	9,12	1,96	1	13771	4519	2,39	4,68	117
3 кв. 2036	8,70	0,53	2	9485	5428	3,52	1,86	142	8,70	1,80	1	14362	4721	2,60	4,68	126
4 кв. 2036	8,32	0,53	2	8800	5327	3,38	1,79	138	8,32	1,73	1	14450	4822	2,71	4,68	131
1 кв. 2037	7,95	0,53	2	8151	5226	3,25	1,72	134	7,95	1,66	1	14502	4923	2,82	4,68	137
2 кв. 2037	7,62	0,53	2	7901	5226	3,25	1,72	136	7,62	1,66	1	14062	4923	2,82	4,68	138
3 кв. 2037	7,32	0,53	2	7338	5125	3,12	1,65	132	7,32	1,59	1	14128	5024	2,94	4,68	143
4 кв. 2037	7,05	0,53	1	12368	5327	2,89	1,53	115	7,05	1,47	1	14711	5226	3,18	4,68	150
1 кв. 2038	6,76	0,53	1	11532	5226	2,84	1,50	112	6,76	1,44	1	14172	5226	3,25	4,68	150
1 кв. 2039	6,03	0,53	1	10779	5226	3,00	1,59	117	6,03	1,53	1	11975	5024	3,06	4,68	147
2 кв. 2039	5,86	0,53	1	10110	5125	2,90	1,54	113	5,86	1,48	1	12132	5125	3,16	4,68	150
3 кв. 2039	5,71	0,53	1	11398	5428	3,35	1,78	130	5,71	1,72	1	10155	4721	2,72	4,68	134
4 кв. 2039	5,57	0,53	1	10732	5327	3,23	1,71	125	5,57	1,65	1	10342	4822	2,84	4,68	139

Окончание таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1 кв. 2040	5,44	0,53	1	10104	5226	3,11	1,65	121	5,44	1,59	1	10533	4923	2,94	4,68	144
2 кв. 2040	5,35	0,53	1	9547	5125	2,99	1,59	117	5,35	1,53	1	10783	5024	3,06	4,68	149
3 кв. 2040	5,24	0,53	1	8989	5024	2,88	1,53	112	5,24	1,47	1	10991	5125	3,18	4,68	150
4 кв. 2040	5,15	0,53	1	8474	4923	2,77	1,47	108	5,15	1,41	1	11227	5226	3,32	4,68	150

Приложение В

Таблица В.1 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в две ступени сжатия

Дата	Q _{вх} , млн. м ³ /сут	P _{вх} , МПа	Кол. раб. ГПА	N ₁ , кВт	n об/мин.	ε	P _{вых} , МПа	T _{вых} , °C	Q _{вх} , млн. м ³ /сут	В т.ч. газ ТНГКМ, млн. м ³ /сут	P _{вх} , МПа	Кол. раб. ГПА	N ₁ , кВт	n, об./мин.	ε	P _{вых} , МПа	T _{вых} , °C
	ГПА 16/45-1,7								ГПА 16/65-1,7								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4 кв. 2021	79,61	2,68	3	16129	5074	1,53	4,11	47	97,04	17,43	4,05	4	16268	5074	1,34	5,42	67
1 кв. 2022	74,11	2,67	3	15849	5074	1,58	4,21	49	91,51	17,43	4,15	4	15675	4973	1,29	5,35	68
2 кв. 2022	71,37	2,58	3	14453	4973	1,54	3,97	47	88,77	17,43	3,91	4	13889	4872	1,36	5,31	64
3 кв. 2022	68,92	2,48	3	13882	4973	1,53	3,80	47	86,32	17,43	3,74	4	14100	4973	1,41	5,28	65
4 кв. 2022	66,67	2,38	3	15685	5276	1,64	3,91	53	84,07	17,43	3,85	4	16097	5175	1,36	5,25	72
1 кв. 2023	64,30	2,29	3	15876	5377	1,68	3,85	55	81,70	17,43	3,79	4	15756	5175	1,38	5,22	73
2 кв. 2023	62,06	2,21	3	13785	5175	1,60	3,53	50	79,46	17,43	3,47	4	13808	5074	1,49	5,18	68
3 кв. 2023	59,64	2,14	3	14030	5276	1,64	3,51	53	77,04	17,43	3,45	4	14443	5175	1,49	5,15	71
4 кв. 2023	57,55	2,06	3	14210	5377	1,68	3,45	55	74,95	17,43	3,39	4	15679	5377	1,51	5,13	76
1 кв. 2024	55,45	1,99	3	14403	5478	1,72	3,42	57	72,85	17,43	3,36	4	14659	5276	1,52	5,10	74
2 кв. 2024	53,35	1,93	3	13920	5478	1,72	3,32	57	70,75	17,43	3,26	4	14218	5276	1,56	5,07	74
3 кв. 2024	51,19	1,87	3	13430	5478	1,72	3,22	58	68,59	17,43	3,16	4	13777	5276	1,60	5,05	74
4 кв. 2024	49,21	1,81	3	12332	5377	1,68	3,05	55	66,61	17,43	2,99	4	14483	5478	1,68	5,02	78
1 кв. 2025	43,63	1,75	3	12067	5478	1,76	3,09	60	61,03	17,43	3,03	4	11549	5074	1,65	5,00	71
2 кв. 2025	42,19	1,70	3	11689	5478	1,76	3,00	60	59,59	17,43	2,94	4	11814	5175	1,69	4,97	73
3 кв. 2025	40,69	1,65	3	11303	5478	1,77	2,91	60	58,09	17,43	2,85	4	12058	5276	1,74	4,95	76
4 кв. 2025	39,08	1,61	3	10936	5478	1,77	2,85	60	56,48	17,43	2,79	4	12326	5377	1,77	4,93	78
1 кв. 2026	39,12	1,56	3	10763	5478	1,76	2,74	60	56,52	17,43	2,68	4	12642	5478	1,83	4,91	79
2 кв. 2026	38,84	1,51	3	11035	5579	1,79	2,70	61	56,24	17,43	2,64	4	13093	5565	1,85	4,89	82

Таблица В.2 – Режимы работы ДКС по варианту 2 в две ступени сжатия после замены СПЧ

Дата	$Q_{вх},$ млн. м ³ /сут	$P_{вх},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./	ε	$P_{вых},$ МПа	T вых,	$Q_{вх},$ млн. м ³ /сут	В т.ч. газ ТНГКМ, млн. м ³ /сут	$P_{вх},$ МПа	Кол. раб. ГПА	$N_1,$ кВт	$n,$ об./	ε	$P_{вых},$ МПа	T вых,
					мин.			°С						мин.			°С
ГПА 16/21-3,0									ГПА 16/45-3,0								
3 кв. 2026	38,68	1,46	3	14480	4115	2,09	3,05	78	56,08	17,43	2,99	4	13649	3812	1,64	4,89	85
4 кв. 2026	38,99	1,40	3	16044	4317	2,23	3,13	84	56,39	17,43	3,07	4	15038	3913	1,59	4,88	91
1 кв. 2027	38,81	1,35	3	15771	4317	2,21	2,98	83	55,91	17,43	2,92	4	15500	4014	1,67	4,87	94
2 кв. 2027	38,27	1,30	3	14551	4216	2,10	2,73	79	55,37	17,43	2,67	4	15194	4115	1,82	4,86	93
3 кв. 2027	36,52	1,26	3	13968	4216	2,11	2,66	79	53,62	17,43	2,60	4	14776	4115	1,87	4,85	93
4 кв. 2027	34,91	1,22	3	14196	4317	2,21	2,69	83	52,01	17,43	2,63	4	16045	4216	1,84	4,84	101
1 кв. 2028	33,40	1,18	3	13635	4317	2,21	2,61	84	49,90	16,50	2,55	4	15486	4216	1,89	4,83	102
2 кв. 2028	31,78	1,14	3	13781	4418	2,31	2,63	88	48,28	16,50	2,57	4	13526	4014	1,88	4,82	94
3 кв. 2028	30,28	1,10	3	12484	4317	2,22	2,45	84	46,78	16,50	2,39	4	14476	4216	2,01	4,81	101
4 кв. 2028	28,72	1,06	3	12578	4418	2,32	2,46	89	45,22	16,50	2,40	4	13484	4115	2,00	4,80	98
1 кв. 2029	27,31	1,02	3	12667	4519	2,42	2,47	93	42,81	15,50	2,41	4	12393	4014	1,99	4,80	96
2 кв. 2029	26,46	0,99	3	12933	4620	2,52	2,50	98	41,96	15,50	2,44	4	12334	4014	1,96	4,79	97
3 кв. 2029	25,64	0,95	3	13137	4721	2,62	2,49	102	41,14	15,50	2,43	4	12179	4014	1,97	4,78	98
4 кв. 2029	24,93	0,92	3	12752	4721	2,62	2,41	102	40,43	15,50	2,35	4	12611	4115	2,03	4,78	102
1 кв. 2030	24,29	0,88	3	13617	4923	2,83	2,49	111	36,39	12,10	2,43	4	10574	3913	1,96	4,76	96
2 кв. 2030	23,71	0,85	3	13240	4923	2,83	2,40	111	35,81	12,10	2,34	4	10953	4014	2,03	4,76	100
3 кв. 2030	23,12	0,81	3	14071	5125	3,06	2,48	120	35,22	12,10	2,42	4	10301	3913	1,96	4,75	97
4 кв. 2030	22,54	0,78	3	14296	5226	3,18	2,48	125	34,64	12,10	2,42	3	13652	4115	1,96	4,75	98
1 кв. 2031	21,96	0,76	3	13927	5226	3,18	2,42	125	29,96	8,00	2,36	3	11810	4014	2,01	4,74	97
2 кв. 2031	21,50	0,73	3	14164	5327	3,31	2,41	129	29,50	8,00	2,35	3	11693	4014	2,01	4,73	98
3 кв. 2031	21,04	0,71	3	14451	5428	3,45	2,45	134	29,04	8,00	2,39	3	10961	3913	1,98	4,73	94
4 кв. 2031	20,42	0,69	3	14030	5428	3,45	2,38	134	28,42	8,00	2,32	3	11355	4014	2,03	4,72	98
1 кв. 2032	19,18	0,68	2	16377	5327	2,78	1,89	113	25,08	5,90	1,83	3	14047	4721	2,58	4,72	128
2 кв. 2032	18,22	0,67	3	12318	5327	3,35	2,24	132	24,12	5,90	2,18	3	10487	4115	2,16	4,71	105
3 кв. 2032	17,24	0,66	2	13884	5125	2,67	1,76	106	23,14	5,90	1,70	3	14279	4923	2,77	4,71	138
4 кв. 2032	16,85	0,63	2	14759	5327	2,89	1,82	115	22,75	5,90	1,76	3	12943	4721	2,67	4,70	129

Продолжение таблицы В.2

1 кв. 2033	16,48	0,61	3	11160	5327	3,35	2,04	132	20,48	4,00	1,98	2	15537	4620	2,37	4,70	118
2 кв. 2033	16,09	0,58	2	13841	5327	2,81	1,63	113	20,09	4,00	1,57	3	13123	5024	2,99	4,70	145
3 кв. 2033	15,71	0,56	2	14082	5428	2,92	1,64	118	19,71	4,00	1,58	3	12932	5024	2,97	4,70	146
4 кв. 2033	15,34	0,54	2	13661	5428	2,89	1,56	117	19,34	4,00	1,50	3	13176	5125	3,13	4,69	150
1 кв. 2034	14,84	0,53	3	10372	5428	3,47	1,84	136	18,14	3,30	1,78	2	15395	4822	2,63	4,69	129
2 кв. 2034	13,87	0,53	2	12831	5428	3,07	1,63	121	17,17	3,30	1,57	3	11483	5024	2,98	4,68	148
3 кв. 2034	13,05	0,53	3	9086	5327	3,37	1,79	136	16,35	3,30	1,73	2	14268	4822	2,71	4,68	132
4 кв. 2034	12,30	0,53	2	11420	5327	3,12	1,65	121	15,60	3,30	1,59	2	14794	5024	2,94	4,68	141
1 кв. 2035	11,66	0,53	2	11550	5428	3,33	1,76	129	14,96	3,30	1,70	2	13319	4822	2,75	4,68	134
2 кв. 2035	11,07	0,53	2	10689	5327	3,24	1,71	126	14,37	3,30	1,65	2	13425	4923	2,84	4,68	139
3 кв. 2035	10,54	0,53	2	10354	5327	3,28	1,74	128	13,84	3,30	1,68	2	12481	4822	2,79	4,68	135
4 кв. 2035	10,02	0,53	2	10461	5428	3,46	1,83	136	13,32	3,30	1,77	2	11661	4721	2,64	4,68	132
1 кв. 2036	9,54	0,53	2	9687	5327	3,34	1,77	132	11,86	2,32	1,71	2	10496	4721	2,74	4,68	133
2 кв. 2036	9,12	0,53	2	9392	5327	3,36	1,78	134	11,45	2,33	1,72	2	10182	4721	2,72	4,68	134
3 кв. 2036	8,70	0,53	2	8314	5125	3,11	1,65	125	11,02	2,32	1,59	2	10653	4923	2,94	4,68	144
4 кв. 2036	8,32	0,53	2	7697	5024	3,00	1,59	121	10,64	2,32	1,53	2	10731	5024	3,06	4,68	149
1 кв. 2037	7,95	0,53	2	9645	5460	3,81	2,02	150	10,20	2,25	1,96	1	16296	4721	2,39	4,68	123
2 кв. 2037	7,62	0,53	1	12855	5327	2,71	1,44	111	9,86	2,24	1,38	2	11212	5327	3,39	4,68	150
3 кв. 2037	7,32	0,53	1	11439	5125	2,54	1,35	104	9,57	2,25	1,29	2	11720	5529	3,63	4,68	150
4 кв. 2037	7,05	0,53	1	14775	5460	3,52	1,86	136	9,29	2,24	1,80	1	15706	4822	2,60	4,68	129
1 кв. 2038	6,76	0,53	1	13219	5529	3,27	1,73	127	9,02	2,26	1,67	1	16499	5024	2,80	4,68	137
2 кв. 2038	6,55	0,53	1	14133	5460	3,65	1,94	140	8,81	2,26	1,88	1	13960	4620	2,49	4,68	122
3 кв. 2038	6,38	0,53	1	13328	5460	3,53	1,87	135	8,64	2,26	1,81	1	14313	4721	2,59	4,68	126
4 кв. 2038	6,19	0,53	1	11466	5327	3,11	1,65	121	8,45	2,26	1,59	1	16307	5125	2,94	4,68	143
1 кв. 2039	6,03	0,53	1	11798	5428	3,29	1,74	127	8,25	2,22	1,68	1	14932	4923	2,79	4,68	136
2 кв. 2039	5,86	0,53	1	12104	5529	3,48	1,84	134	8,08	2,22	1,78	1	13608	4721	2,63	4,68	128
3 кв. 2039	5,71	0,53	1	11398	5428	3,35	1,78	130	7,93	2,22	1,72	1	13935	4822	2,72	4,68	133
4 кв. 2039	5,57	0,53	1	10732	5327	3,23	1,71	125	7,79	2,22	1,65	1	14264	4923	2,84	4,68	137
1 кв. 2040	5,44	0,53	1	11048	5428	3,40	1,80	132	7,62	2,18	1,74	1	13579	4822	2,69	4,68	134
2 кв. 2040	5,35	0,53	1	10928	5428	3,41	1,81	133	7,53	2,18	1,75	1	12848	4721	2,67	4,68	129
3 кв. 2040	5,24	0,53	1	10780	5428	3,43	1,82	134	7,43	2,19	1,76	1	12731	4721	2,66	4,68	130
4 кв. 2040	5,15	0,53	1	10656	5428	3,44	1,82	134	7,33	2,18	1,76	1	12606	4721	2,66	4,68	130

(справочное)

Influence of technological parameters dependency on the process of anti-pump regulation in the Zapolyarnoye oil and gas condensate field (YaNAO)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Захаров Кирилл Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н		

1 ANALYSIS OF THE MAIN PROCESS CHARACTERISTICS OF THE COMPRESSOR AND THE GAS DYNAMIC SYSTEM

3.4 General concepts of the gas dynamic system of a process facility

The purpose of the surge protection (anti-pump regulation) involves maintaining a surge reserve of at least the set value, detecting surge and moving the compressor out of the surge zone. Maintaining a minimum surge reserve is achieved by opening the surge control valve (SCV) partially or fully in time when the operating point of the supercharger reaches the surge limit line or is approaching it quickly.

Surge is the self-oscillation in the compressor-network system. The network in this case is understood as a set of pipes, valves and vessels located at the inlet and outlet of the supercharger, which create a certain resistance.

Compressor surge is accompanied by external signs such as intermittent noise, popping, heavy vibration of the compressor, intermittent shocks, fluctuations in the speed and temperature of the GTU's gases etc. Compressors of different designs have their own distinctive external signs of surge phenomena. As well as an increase in network resistance and an excessive reduction in flow rate, this can be caused by pressure fluctuations in the gas train, the effect of parallel, higher pressure circulators, incorrect or untimely relocation of valves in the supercharger pipework, a decrease in the compressor speed below the permitted speed, foreign bodies falling on the compressor guard, icing on the guard, etc.

The operating conditions of the compressor in a wide range of operating modes depend largely on the mutual matching of supercharger and mains characteristics. The dependency between the rate of pressure increase E in a compressor as a function of the gas flow rate Q in the pipeline and the rotor speed of the compressor is called the operating characteristic of the compressor (figure 1).

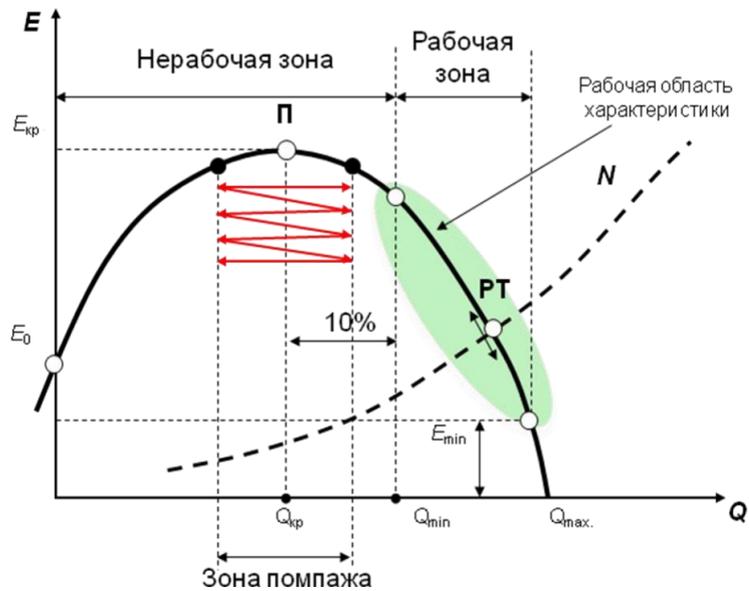


Figure 1 – Compressor operating characteristic

If the rotor speed of the compressor is unchanged, the steady state operation begins to be disturbed in the maximum area of the characteristic with small deviations in one direction or the other.

The operating point of a compressor (PT) is defined by the intersection of the compressor characteristic and the mains characteristic (curve N) and can move in the operating range of the characteristic. At the intersection of the surge point (P) determined by the critical gas flow rate Q_{cr} and the pressure rise (compression ratio) E_{Cr} , the flow rate and pressure begin to fluctuate. The operating point must not be to the left of the working zone boundary. The point E_0 corresponds to the compression ratio at zero capacity.

Normally the minimum permissible working capacity Q_{min} must be at least 10 % higher than the critical capacity Q_{cr} . More specific numerical recommendations must be given on the basis of the type and mode of operation of the compressor.

It is very important to note that continuous operation of the CC (centrifugal compressor) with very high flow rates above Q_{max} and low compression ratios below the corresponding E_{min} value is also classified as unbalanced operation.

For each compressor rotor speed there is a certain capacity below which compressor operation becomes unstable (figure 2). This transition is called the surge limit.

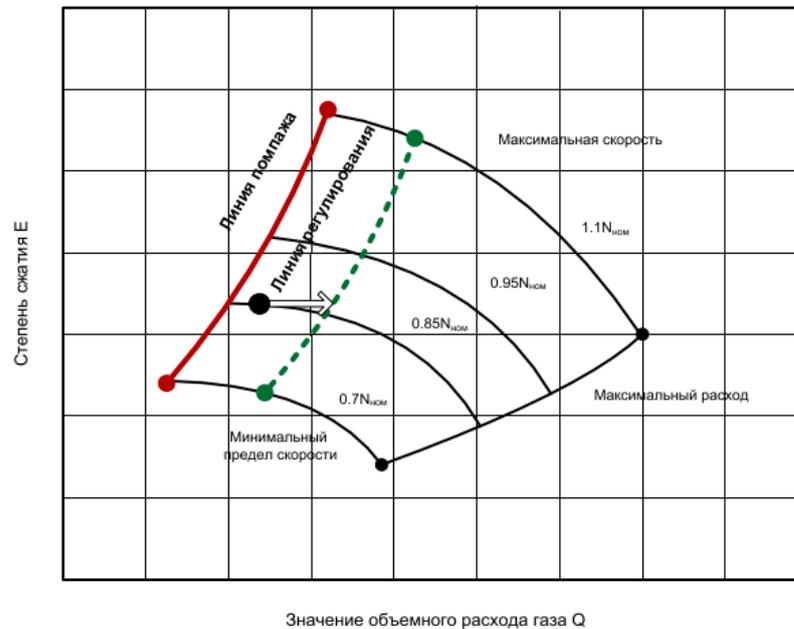


Figure 2 – Generalized view of the gas dynamic characteristic

1.3 Elements of the gas dynamic system

Characteristics of the network

One part of the gas dynamic system is the network. In general, it is a system of communicating piping, shut-off and control valves and other facilities served by a supercharger. These network components are used to purposefully convey a certain volume of medium. The networks can be either closed (circular) or open networks with constant or variable flow in the network. In open networks, there are usually receivers at the inlet of the medium to the network and terminal elements. The end elements are devices for receiving liquid from pipelines and then using it for its intended purpose. These elements include inlets to vessels, process units, gas distributors etc.

Networks can be simple or complex. Simple networks consist of one or more sections. Complex networks are branched, each branch of such a network can have sections connected in series or parallel.

The energy used to move the working medium is transmitted in the form of the pressure (head) produced by the compressor. The pressure generated by the compressor is used to overcome the resistance of each element in the network. The pressure loss P (or head H) is the sum of external and internal losses.

The dependence of the network resistance on the compressor capacity $L_n (\rho \cdot g \cdot H = 0)$ is defined by the formula:

$$P = k \cdot L_H^n \cdot P_0, \quad (2)$$

k - coefficient which is a constant for fixed operating conditions and network routing;

n - coefficient of degree determined by the flow regime of the transported medium.

For laminar flow regime $n = 1$, for turbulent flow regime $n = 2$.

Equation (2) is called the network characteristic. It should be noted that the characteristics of the network may change during operation. The changes are related to the influence of parameters such as: temperature and withdrawal mode of the pumped medium, changes in the cross-section and characteristics of the internal surface of pipelines, composition and concentration of impurities, etc. during operation.

Characteristics of centrifugal compressors

Extensive experimental data has been obtained through tests on all different types of radial supercharges and their operating practices. The analysis has shown that the characteristics of centrifugal compressors can be reduced to the three main types shown in Figure 6. Type 1 has compressors with backward-curved blades. The curves 2 and 3 show the characteristics of compressors with the blades bent forward. The curve shape in the lower capacity range is influenced by losses due to fluid inlet to the impeller and the unstable flow behavior in this range.

The total pressure developed by a turbo compressor is the sum of the dynamic and static pressures. The dynamic pressure increases as the capacity of the pump increases while the total pressure decreases. When equality $P = P_d$ is reached, the static pressure is zero. In this operating mode the static pressure developed by the compressor is used to overcome its internal resistance and the dynamic pressure is used to overcome external resistance. This mode of operation corresponds to the operating condition of a turbo compressor without mains.

In theory and practice the dependencies $P = (L)$, $N = f(L)$ and $\eta = f(L)$ for $n = const$ are of most importance. When considered individually, each of the dependencies is referred to as an incomplete compressor characteristic. To get a complete picture of the capability of a compressor you must consider the complex of these characteristics which is called the full characteristic.

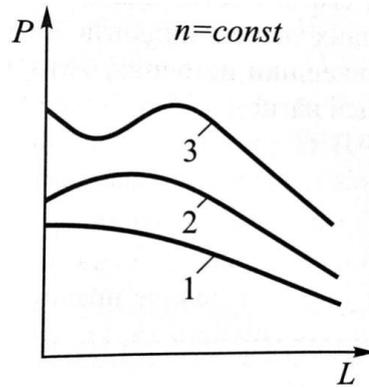


Figure 6 – Characteristics of centrifugal compressors

Information about the functions P , N , $\eta = (L)$ for the actually used operating modes and speeds of centrifugal compressors is given by the manufacturers based on experimental studies. Depending on the operating conditions of a particular type of compressor, the characteristic curve of the compressor may have certain peculiarities.

The operating parameters of a centrifugal compressor depend largely on the physical and thermodynamic properties of the gas to be conveyed. Based on this fact, it can be concluded that radial compressors, in most cases, are manufactured to operate on one type of gas.

Moving a different type of gas using a centrifugal compressor requires a change in the operating mode or its design.

Compressor and network joint work

In the previous section the characteristics $P = (L)$, $N = f(L)$, $\eta = f(L)$ for centrifugal compressors were considered. The compressor and the network are integral parts of the system and have the same operating parameters during operation. Solving the system of equations $P = (L)$ and $P_c = f(L)$ would allow to find the parameters of network and compressor working together in each case. The

lack of analytical dependencies $P = (L)$ leads to this problem being solved graphically by means of overlapping characteristics. A graphical illustration of the variation of the total pressure developed by the compressor and the network characteristic shown on the same scale (Figure 7, a) must be given on the same coordinate field.

Thus at the point where the characteristics intersect we have a point "A" which is called the operating point and which defines the parameters for operating the turbocharger and the network together:

- total pressure of the compressor P_a ;
- compressor capacity L_a ;
- network full pressure drop $P_c = P_a$;
- liquid flow in the network $L_c = L_a$.

Note also that the overlapping characteristics (point "A") in this case define the only possible common mode of operation between a charger and a network. For example, an increase in injector capacity $L > L_a$ will result in a reduction in pressure development and an increase in network resistance, making the system incompatible.

Incompatibility also occurs when $L < L_a$.

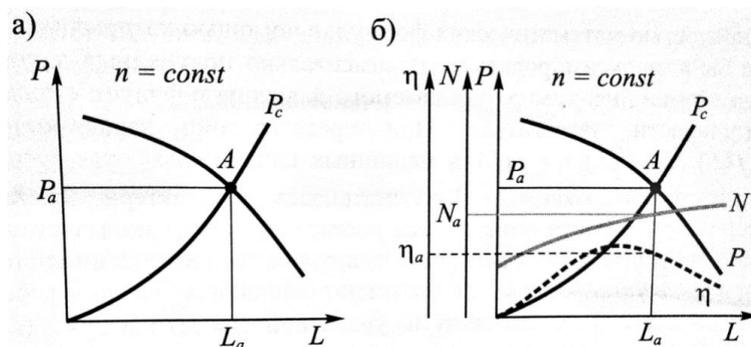


Figure 7 – Defining the parameters for joint operation of the compressor and the network

The method of superimposing characteristics described above is the only possible method of analyzing the joint operation of a supercharger in a particular system.

2 SELECTION AND JUSTIFICATION OF ANTI-SURGE AND SHOP FLOOR CONTROL OF GAS COMPRESSION EQUIPMENT

During the development of gas or hydraulic systems, the characteristics of the supercharger or a group of superchargers are selected based on the maximum values of the volume of the pumped medium. In real-world conditions, in most cases, for technological or other indications, it is necessary to carry out continuous control of the system parameters. For this reason, it is necessary to change the operating parameters of the compressor and (or) the network and provide the required value of the controlled parameter.

Management is a set of actions selected on the basis of certain information and aimed at maintaining a given level or change in accordance with the target function of the parameters of the installation or the system as a whole. The set of control actions when changing the mode of operation of the gas-dynamic system is determined based on the analysis of its characteristics. For example, to maintain the operating parameters of the system, namely the pressure and gas flow, at a given level, resort to possible effects, both on the characteristics of the supercharger and the characteristics of the network. Control is carried out in manual and automatic modes.

The term "regulation" (from Germ. regulieren – to regulate; from the Latin. regula – norm, rule) is used when it comes to maintaining a certain value or change within a given range of the physical quantity, which is a parameter of the installation. Part of the automatic control is the automatic control. Regulation of a parameter implies constant observation, measurement of its value, followed by an analysis of compliance with the specified value. If necessary, the formation and implementation of the impact is formed, called the regulatory, which directly or indirectly leads the controlled parameter to the "norm".

When controlling the operating mode or adjusting the desired parameters of the installation, it is assumed to implement the effects without stopping the gas-dynamic system or its components. A cardinal way to change the operating mode of the system is to replace the transmission, a drive or even a compressor. Such steps

can be called reconstruction, helping to adapt to new conditions, etc. These actions are carried out periodically when the operating characteristics of the system, after which the operation in the new mode lasts a long period of time. An example is the seasonal change in the performance of air cooling systems.

When regulating the supercharger – network system, it is necessary to take into account the characteristics of all elements of this system. The variety of characteristics of compressors leads to the need to use different kinds of effects.

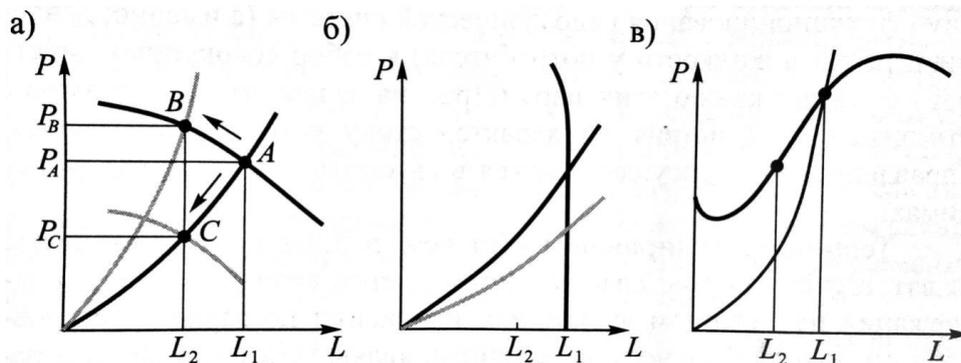


Figure 8 – Characteristics of the system in the coordinates P-L

Suppose that according to the task of regulating the gas flow in the pipeline should be reduced from L_1 to L_2 . In the supercharger – network system (figure 8) this is implemented in two ways:

1) regulation of network parameters by increasing its resistance. Then the operating point migrates according to the compressor characteristics to the "B" position;

2) change the parameters of the supercharger. In this case, the characteristics of the network remains unchanged, changing the characteristics of the supercharger. In this case, the working point will seek to characterize the network in the "C" position.

In the existing scientific and technical terminology, method 1 is traditionally called quantitative, and method 2 – qualitative.

As practice shows, the regulatory effects on the compressor in most cases are more advantageous from an economic point of view than the impact on the network.

In continuous capacity superchargers (figure 8, b), the supply of which is practically independent of the resistance of the network; the control action is usually

implemented by affecting the compressor. In some cases, methods of influence on the network are used, for example, throttling on the suction of the compressor.

In some types of superchargers with complex characteristics, the increase in network resistance leads to a decrease in the developed pressure (figure 8, b). The increase in the developed pressure or its drop associated with a change in the characteristics of the network is not always consistent with the requirements of the process and can lead to unstable operating modes.

The number of existing methods for changing the resistance of the network is limited and is characterized only by the place of the regulatory body installation. It can be located directly after the compressor, before the compressor or on the bypass line. Note that you can change the resistance of the network by throttling it on the main pipelines and branches from them. For the purpose of changing the resistance of the network there is a wide variety of regulatory bodies: valves, cranes, butterfly valves, gate, etc.

It should be emphasized that any impact on the network can only reduce the gas consumption in it.

Throttling control at discharge

Regulation of the process in this case is carried out by installing the control valves (throttle device) on the discharge pipeline. This method of influence on the network is widely used in practice. With the help of the graph, which is shown in figure 8, a, it is possible to estimate the quantitative and qualitative results of throttling on injection. Type characteristics of the compressor has a significant impact on the process. Throttling regulation on discharge during operation of compressors of constant capacity does not lead to the expected result (figure 8, b).

Increasing the resistance of the network entails moving the working point from position "A" to position "B". At the same time, the range of regulation is limited due to the probability of surging.

Changing the characteristics of the supercharger does not lead to any additional costs for moving the medium in the network. However, additional one-time investments are required for the purchase and installation of devices that will

change the characteristics of the compressor. Some of these devices also affect the network.

The considered method of regulation is characterized by high-energy costs. The process of throttling is associated with an increase in the power consumption of the drive, which is spent on overcoming the resistance of the network and overcoming the internal resistance of the compressor. The deeper the throttling process – the more unproductive power costs.

Regulation by throttling on the suction

This method of regulation has its differences from the throttling on the discharge. In this case, the pressure developed by the centrifugal compressor is proportional to the density of the compressed gas. Since this process is accompanied by a decrease in the static pressure at the inlet to the compressor, therefore, the density of the incoming gas to the impeller decreases. We can conclude that the pressure developed by the compressor will drop and non-production losses on the regulating body will decrease. For this reason, suction throttling is more cost-effective than discharge throttling.

Bypass

The most common method of eliminating surge phenomena is to bypass the gas from the compressor discharge to the suction (bypassing), where the problem of surge protection is reduced to opening the bypass valve, the anti-surge valve (SCV) (Figure 9).

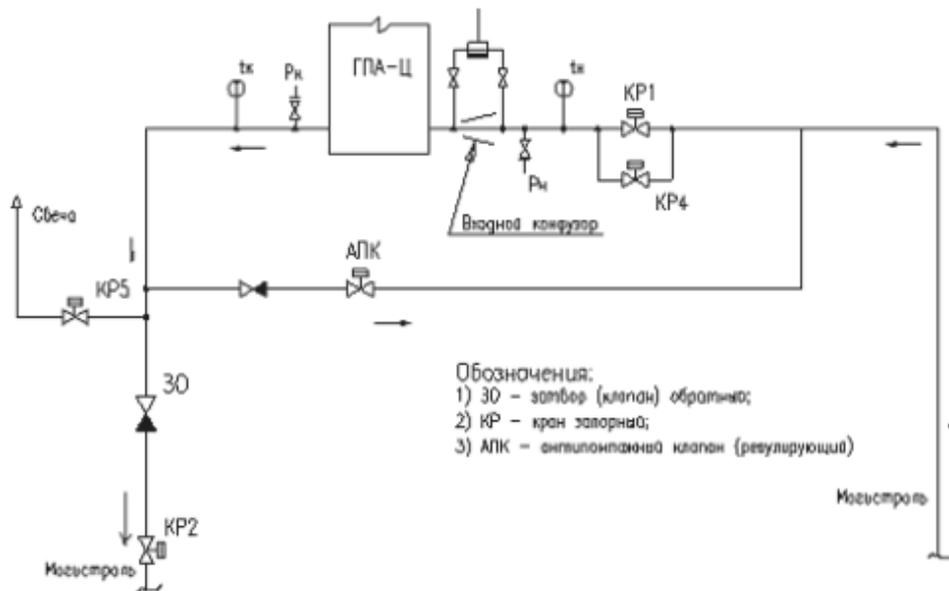


Figure 9 – Simplified scheme of a compressor station with GPA type units

Bypass is the process of regulating the operation mode of a centrifugal compressor by passing gas from the discharge area to the suction area. The method consists in connecting a section parallel to the main network, the resistance of which is estimated by applying graphical constructions (figure 10). The position of point "A" determines the mode of joint operation of the compressor unit and the network when the bypass is closed. Consumption in the network corresponds to L_a . The opening of the bypass regulator means that a section with the characteristic $P\delta$ is connected in parallel to the main network. As a result, we obtain the characteristic "network+bypass", which is determined by the above method and is represented by the line $P\delta+c$. The "network + bypass" collaboration parameters will be determined by the position of point "B". This gives an increase in compressor performance to the value $L\delta+c$ when the supply to the network drops to L_c ($L_c < L_a$). The gas flow through the bypass is equal to $L\delta$. These conclusions are made on the assumption that parts of a network parallel to the bypass (section a–b) have a negligibly small resistance. If this section will have a significant resistance, the network should be considered as a serial connection of the site a–b and the "other" sections of the network. In this case, the bypass is considered as a section connected in parallel to the "other" pipelines, and finding the total resistance of the network should be carried out according to the scheme:

$$P_{c+\bar{\sigma}} = ((P_c - P_{a-\bar{\sigma}}) + P_{\bar{\sigma}}) + P_{a-\bar{\sigma}}. \quad (3)$$

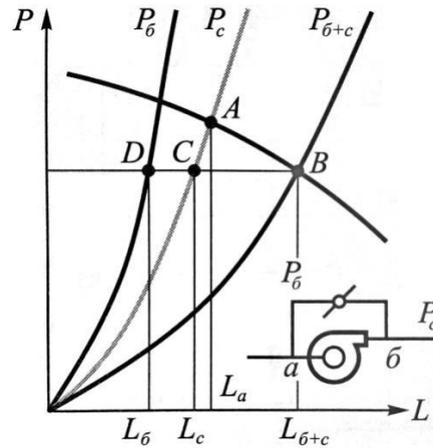


Figure 10 – Effects of bypass

With the increase in the productivity of the centrifugal compressor, the power consumption naturally increases. The opening of the bypass leads to additional power losses. In this case, they exceed the losses when using throttling. For bypassing the simplicity of the method at the highest cost from an energy point of view is characterized. To reduce the supply of compressed gas to the consumer, it is enough to open the bypass regulator that connects the discharge and suction area. In this case, the overall performance of the compressor will increase while reducing the supply of compressed gas to the network.

The bypass method is widely used in practice due to the ease of implementation and the ability to change performance over a wide range. However, with long-term opening of the bypass due to the receipt of hot gases from the discharge cavity in the suction area the temperature of the supercharger can significantly increase. The temperature rise is a characteristic feature of the compressor with an open bypass. But it should be noted that at low developing pressure of the compressor, the "temperature" effect of the opening of the bypass is smaller.

The use of bypass for regulating the operation of radial superchargers should be attributed to the most expensive of the available methods of influence on the network.