

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций»

УДК 622.691.5:66.078-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Важенин Р.А.		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г.П.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
	Организация работ по техническому	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P11	обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)
Шадрина А.В.

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Важенину Роману Антоновичу

Тема работы:

«Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.02.2020 № 59-72/с
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является комплекс мероприятий по повышению эффективности эксплуатации компрессорных станций. Применение частотно-регулируемого привода и систем мониторинга и прогнозирования технического состояния для оптимизации работы оборудования компрессорных станций.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Провести анализ технического состояния современного парка электроприводных газоперекачивающих агрегатов на КС 2. Исследовать режимы работы ЭГПА 3. Разработка методологии систем мониторинга и прогнозирования технического состояния оборудования и рекомендаций для системной оптимизации работы электроприводных КС <p>Дополнительные разделы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 2. «Социальная ответственность». 3. «Иностранный язык».

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент
«Иностранный язык»	Поздеева Галина Петровна, доцент ОИЯ

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Важенин Роман Антонович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Важенину Роману Антоновичу

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

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметной стоимости транспортировки газа на компрессорной станции»</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %. Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения нового решения, а именно очистки аппаратов воздушного охлаждения газа с помощью универсального промывочного комплекса и перевода одного ЭГПА в резерв</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет стоимости применения универсального промывочного комплекса</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет стоимости применения универсального промывочного комплекса</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Структура затрат на транспортировку газа;
2. Ресурсоэффективность очистки аппаратов воздушного охлаждения. и отключения 1 ЭГПА

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Важенин Роман Антонович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ81	ФИО Важенину Роману Антоновичу
------------------------	--

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объектом данного исследования является комплекс мероприятий по увеличению эффективности эксплуатации и технического обслуживания компрессорных станций магистрального газопровода. КС располагаются в 5-10км от населенных пунктов. Промплощадки КС занимают площади в среднем 80 га.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</p> <p>2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>4. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.</p> <p>5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов;</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону. – движущиеся машины и механизмы.
<p>3. Экологическая безопасность.</p>	<p>1. анализ воздействия объекта на атмосферу в результате проведения технологических операций;</p> <p>2. анализ воздействия объекта на литосферу в результате образования твердых отходов;</p> <p>3. анализ воздействия объекта на гидросферу в результате образования сточных вод.</p>

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Возможные ЧС: пожар на объекте, авария на объекте, экологическое загрязнение окружающей среды выбросами, попадание молнии. Наиболее типичная ЧС: пожар на объекте</p>
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Важенин Роман Антонович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020
 учебного года) _____

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2020	<i>Обзор литературы</i>	10
17.02.2020	<i>Анализ технического состояния и режимов работы электроприводных компрессорных станций</i>	10
02.03.2020	<i>Исследование методологии систем мониторинга и прогнозирования технического состояния оборудования компрессорных станций</i>	15
23.03.2020	<i>Разработка рекомендаций для системной оптимизации работы электроприводных КС с целью уменьшения энергопотребления.</i>	15
20.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
29.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
14.05.2020	<i>Приложение на иностранном языке</i>	10
20.05.2020	<i>Заключение</i>	5
29.05.2020	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 23 рис., 7 табл., 97 источников, 1 прил.

Ключевые слова: электроприводный газоперекачивающий агрегат, энергоэффективность, компрессорная станция, аппарат воздушного охлаждения, частотно-регулируемый привод .

Объектом исследования является (ются) оборудование компрессорных станций.

Цель работы – исследование системы управления электроприводных газоперекачивающих агрегатов, позволяющей реализовать интеллектуальное управление, диагностику и прогнозирование технического состояния оборудования.

В процессе исследования проводились расчеты энергоэффективности применения ЧРП для ЭГПА. Проведены мероприятия по охране труда и безопасности работы, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен комплексный анализ мероприятий по оптимизации оборудования и внедрении систем мониторинга и прогнозирования его технического состояния. На основании полученных результатов было выявлено, что системная оптимизация всех звеньев технологического процесса имеет такие преимущества, как увеличение энергоэффективности и снижение затрат на ТОиР.

Степень внедрения: исследованные методы увеличения эффективности применены на участке магистрального газопровода [REDACTED]

Область применения: описанные системы мониторинга и прогнозирования технического состояния широко распространены в разных технологических сферах.

Экономическая эффективность/значимость работы затраты на транспортировку газа с применением оптимизации на основе ЧРП снижаются на 18976 тыс.руб.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Важенин Р.А.			<i>Реферат</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					11	126
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВО – аппарат воздушного охлаждения
- АД (СД) – асинхронный двигатель (синхронный двигатель)
- АСУ – автоматизированная система управления
- ЧРП – частотно-регулируемый привод
- ВСМП – встроенная система мониторинга и прогнозирования
- ГПА (ЭГПА) – газоперекачивающий агрегат (электроприводной)
- ГТС – газотранспортная система
- ГТУ – газотурбинная установка
- ЕСГ – единая система газоснабжения
- ИНС – искусственные нейронные сети
- КС (КЦ) – компрессорная станция (компрессорный цех)
- ЛПУ – линейный производственный участок
- МГ – магистральный газопровод
- ПЧ (МПЧ) – преобразователь частоты (матричный)
- ТОиР – техническое обслуживание и ремонт
- ЦБН – центробежный нагнетатель

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Список принятый сокращений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					12	126
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Содержание

Введение.....	16
1. ОСОБЕННОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ	19
1.1. Анализ структуры современных компрессорных станций.....	19
1.2. Классификация и особенности работы ГПА на газопроводах.....	24
1.3. Оценка эффективности модернизации ЭГПА.....	29
2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ФОРМАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭГПА	34
2.1. Анализ работы ЭГПА с мощными турбокомпрессорами.....	34
2.1.1. Причины высокой энергоемкости ЭГПА на газопроводах.	34
2.1.2. Испытания нагнетателей со сменными проточными частями.	36
2.2. Параллельная работа нескольких ЭГПА на единый газопровод.....	40
2.3. Классификация и методологические основы формализации возмущений, действующих на технологические процессы в рамках КС.....	46
3. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭГПА	51
3.1. Анализ ЭГПА как объектов диагностики и требования нормативно-технической документации ОАО «Газпром».....	51
3.2. Общий анализ эксплуатационной надежности ЭГПА	54
3.3. Синтез алгоритмов прогнозирования состояния ЭГПА	56

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Важенин Р.А.				<i>Содержание</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.						14	126
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.					НИ ТПУ гр. 2БМ81		

3.3.1. Методология систем прогнозирования технического состояния ЭГПА	56
3.3.2 Методология нейронных сетей технического состояния ЭГПА	64
4.ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ В РАМКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	71
4.1. Пути повышения системной энергоэффективности ЭГПА МГ	71
4.2. Оптимизация параметров ЭГПА совместно с АВО газа	75
4.2.1. Методологический подход.....	75
4.2.2. Математические модели процессов в АВО газа	78
4.3. Исследование оптимизированных систем ЛПУ МГ	82
4.4. Практическая оценка эффекта оптимизации режимов МГ.	87
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	90
5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	90
5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	92
5.2. Производственная безопасность.....	94
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов.....	95
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов.....	99
5.3. Экологическая безопасность.....	100
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	108
6.1. Расчет себестоимости транспорта газа на КС	108
6.1.1 Материальные расходы	109

					<i>Содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

6.1.2. Энергоресурсы.....	110
6.1.3. Расходы на оплату труда	111
6.1.4. Отчисления на социальные нужды	111
6.1.5. Амортизационные отчисления	111
6.1.6. Прочие денежные расходы.....	112
6.2. Оценка экономической целесообразности	113
Заключение	116
Список использованной литературы.....	117
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	127
Приложение А	127

Введение

В системе транспорта и хранения газа высокая эффективность поставки на рынок потребителя в нашей стране и за рубежом и ее бесперебойность являются важнейшей задачей. Выполнение этой задачи невозможно без реализации системы мер, направленных на обеспечение эффективной и долгосрочной работы основного оборудования компрессорных станций – газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которых по стране насчитывается несколько тысяч. Эта реализуемая система мер должна предусматривать комплексы взаимосвязанных мероприятий направленных, в том числе, на мониторинг технического состояния оборудования как первооснову безопасной и эффективной эксплуатации. В газовой отрасли уже давно созданы и внедряются комплексы мероприятий, направленные на оценку реального технического состояния объектов и поддержания высокого уровня надежности, безопасности, экологической приемлемости и энергоэффективности. В частности, по основному оборудованию КС эти требования выполняются расширенной системой мониторинга технического состояния ГПА, разработкой и внедрением карт технического обслуживания, проведением технологических регламентов, соблюдением требований проведения ремонтов и обязательными испытаниями, а также многими иными мероприятиями.

Сегодня в российской системе транспорта и хранения природного газа происходит переход от эксплуатации ГПА по регламенту к эксплуатации по фактическому техническому состоянию.

Отсюда следует, что заблаговременное выявление неисправностей оборудования КС и прогнозирование ТС являются первостепенной задачей надежной работы оборудования.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					16	126
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ81		

А достоверное прогнозирование дает возможность корректировки и индивидуализации технологических карт ремонта, тем самым уменьшить простой оборудования

Актуальность темы. В настоящее время в энергетическом комплексе РФ и многих развитых стран мира газ является одним из основных топливных элементов.[68]. Среди всех источников топлива на долю природного газа приходится более чем 22% объема потребления, т.к. газ, по сравнению с другими топливными источниками, является наиболее экономичным и экологически чистым. Также для потребителя он считается более удобным топливным элементом в долгосрочной перспективе.

Известно, что добыть тонну условного топлива в несколько раз дороже, чем сэкономить. [60]. Исходя из этого, в нефтегазовой отрасли было принято решение обеспечить максимально эффективное и бережное использования природных ресурсов [1,2].

На компрессорных станциях применяются поршневые установки [7,58], газотурбинные [3,4], а также электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА) [1,17]. Электроприводные ГПА на КС являются самыми перспективными. Их перспективность определена рядом преимуществ, а именно: низкие эксплуатационные затраты и большие энергетические показатели, сравнительно высокая надежность и экологичность.

Следует отметить, что системному анализу газоперекачивающих агрегатов, а также вопросам их мониторинга и автоматизации на линейных участках газопровода уделяется мало внимания. На сегодняшний день, на КС применяются малоэкономичные и нерегулируемые системы для электропривода ГПА. На КС используются малоэффективные и уже устаревшие технологии для регулировки подачи газа и в режиме плавного запуска двигателя[35]. Данные технологии не позволяют решить комплекс проблем энергосбережения, мониторинга и автоматизации ЭГПА

Целью данной работы является исследование системы управления электроприводных газоперекачивающих агрегатов, позволяющей

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

реализовать интеллектуальное управление, диагностику и прогнозирование технического состояния оборудования.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие **задачи:**

1. Анализ технического состояния современного парка электроприводных газоперекачивающих агрегатов на КС
2. Исследование режимов работы ЭГПА
3. Разработка методологии систем мониторинга и прогнозирования технического состояния оборудования и рекомендаций для системной оптимизации работы электроприводных КС.

Новизна работы.

Теоретически обоснованы методы и целесообразность применения ЧРП для ЭГПА и способ оптимизации транспортировки газа КС. В работе также предложен метод прогнозирования технического состояние элементов ЭГПА. Все это позволяет обеспечить надежную и энергоэффективную работу КС.

1. ОСОБЕННОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ

1.1. Анализ структуры современных компрессорных станций

К настоящему времени в России создан научно-производственный потенциал газовой отрасли с решением стратегических задач [19,38,87]:

- разведаны и освоены крупнейшие месторождения природного газа;
- производится технологическое оборудование добычи и транспорта газа;
- создана Единая система газоснабжения (ЕСГ) страны, состоящая из промыслов, МГ, ПХГ, ГРС и газоперерабатывающих станций.

Именно ЕСГ РФ является в ОАО «Газпром» центральной и наиболее значимой (рис. 1.1). Общая протяженность газотранспортной системы на территории России составляет 172,6 тыс. км. В транспортировке газа используются 254 компрессорные станции с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 47,1 тыс. МВт.

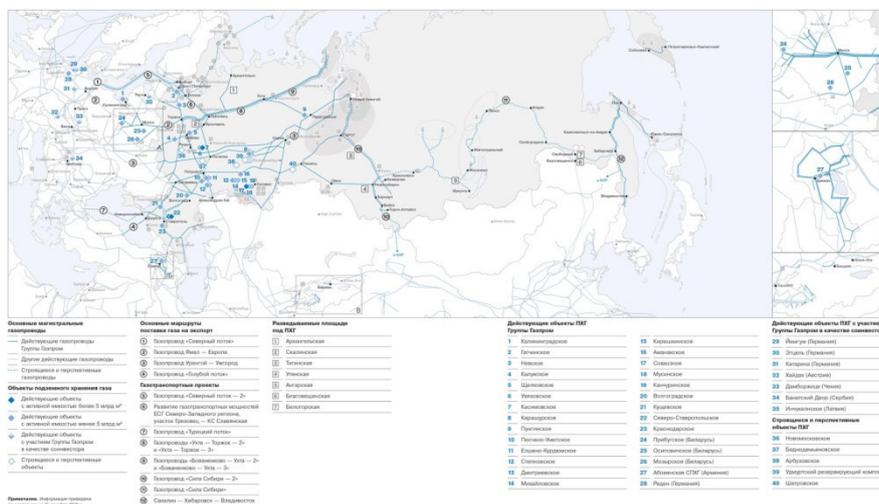


Рисунок 1.1 – Основные активы и проекты Группы «Газпром» в транспортировке и подземном хранении газа.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Важенин Р.А.				Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.						19	126
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

Российская система газоснабжения является одной из крупнейших в мире, она уступает только газопроводной сети США. ЕСГ РФ сильно превосходит газотранспортные сети промышленно развитых стран по мощности газовых потоков и энерговооруженности. На рис. 1.2 представлена структура транспортировки газа, в состав которой входят промысловая ГКС, и МГ с необходимым числом L КС, заканчивающийся пунктами регулировки газа и подземными хранилищами газа с ДКС у крупных потребителей. Основные параметры газопроводов (диаметр и толщина стенок труб, пропускная способность, протяжённость, расстояние между КС, потери давления на линейных участках, давление на входе/выходе КС, тип ГПА) выбираются при проектировании в соответствии с нормативной документацией (национальной и отраслевой) [58-60,62,65-66].

Тем не менее, потери давления появляются из-за трения газового потока о стенку трубопровода при перекачке по МГ природного газа. Например, при прохождении газа объемом 90 млн. м³ /сут по участку длиной 110 км с диаметром трубопровода 1400 мм давление снижается с 7,6 до 5,3 МПа. Поэтому транспортировка газа на значительные расстояния невозможна лишь только за счет естественного пластового давления.

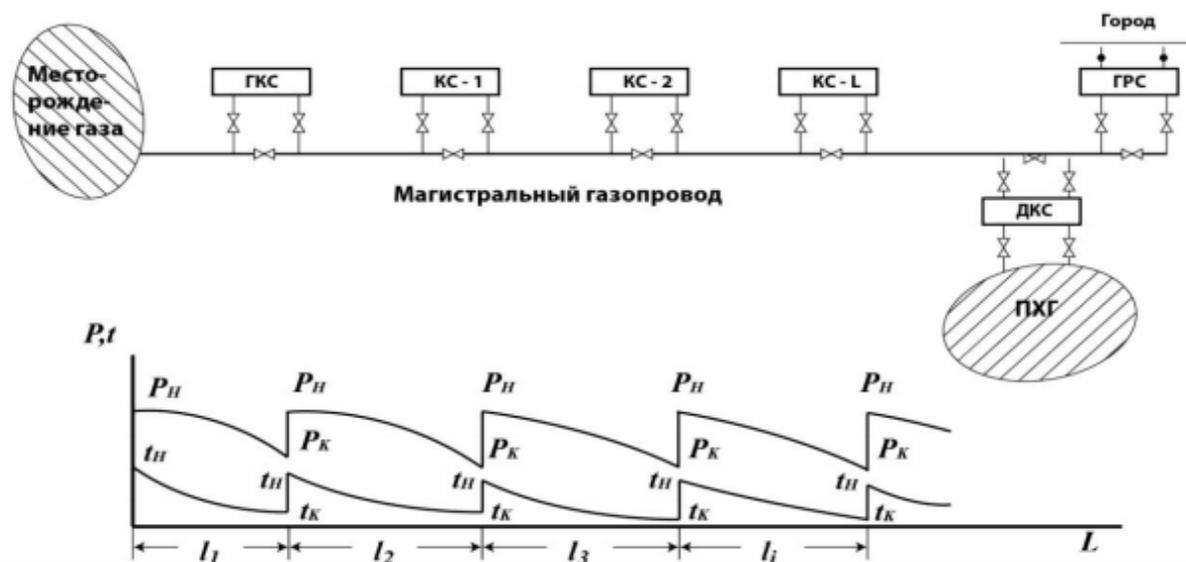


Рисунок 1.2. – Структура МГ и изменения P и t газа вдоль магистрали.

					Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

На КС увеличение давления газа происходит в 1-3 ступени, с помощью центробежных либо поршневых нагнетателей. Оптимальность режима работы МГ основывается на максимальном использовании пропускной способности при минимальных энергетических затратах на сжатие газа и его транспортировку. В большей степени оптимальный режим обуславливается работой КС, устанавливаемых по трассе МГ с интервалом 100-150 км. Протяженность участков газопровода между КС определяется, с одной стороны, отталкиваясь от величины снижения давления на участке газопровода не более чем на 1,6-2,5 МПа, а с другой стороны, опираясь на привязку станции к населенным пунктам, источникам электроэнергии и водоснабжения. Оптимальность работы КС зависит от типа и числа ГПА, находящихся в эксплуатации на станции, а также от их энергетических показателей и технологических возможностей, включая регулирование.

Исходя из этого, можно сказать, что современная КС представляет собой сложное инженерное сооружение, которое обеспечивает основные технологические процессы по транспортировке природного газа. Существует три основных типа КС: головные (или промысловые), линейные и дожимные. Линейные КС устанавливают на МГ для компримирования газа, поступающего на станцию, с входного давления до давления выхода, определенных проектными данными, и обеспечивающими постоянный заданный расход природного газа по газопроводам.

Компенсация неравномерности сезонного потребления газа вблизи крупных городов осуществляется сооружением подземных хранилищ газа (ПХГ), в которые летом закачивается избыточный газ, а зимой – отбирается. На режим работы КС и отдельных ГПА большое влияние оказывают сезонные изменения производительности МГ с максимальной подачей газа в декабре-январе и минимальной – летом из-за большого потребления энергетических ресурсов в отопительный сезон.

Режим работы современного газопровода, несмотря на наличие станций ПХГ характеризуется неравномерностью подачи газа в течение года,

					<i>Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

месяца и даже суток. Оборудование и обвязка КС приспособлены к переменному режиму работы МГ, однако он приводит к снижению загрузки ГПА и, как следствие, к перерасходу топливного газа или электроэнергии из-за отклонения от оптимального режима и смещения рабочей точки от максимума КПД.

Исходя из гидравлических расчетов в трубопроводах, расход газа определяется следующей формулой (при давлении 0,1013 МПа и 20°C):

$$Q = 105,1 \cdot 10,2 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \cdot \Delta_B \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}} \quad (1.1)$$

где D - внутренний диаметр газопровода, мм;

P_H и P_K - давление газа соответственно в начале и конце участка МГ, МПа;

$\lambda \approx 0,009$ - коэффициент гидравлического сопротивления;

Δ_B - относительная плотность газа по воздуху;

T_{cp} - средняя температура по длине газопровода, К;

Z_{cp} - средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа;

L - длина участка газопровода, км.

На основании формулы (1.1) вычисляется пропускная способность магистрального газопровода на участке между двумя КС. Затраты мощности КС можно определить по формуле:

$$N_{КС} = 1,36 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{kz \cdot RT_{вх} \cdot \Delta Q}{(k-1) \cdot \eta_H} \cdot [(P_H / P_K)^{k-1/k} - 1] \quad (1.2)$$

где k - показатель адиабаты; η_H - адиабатический КПД ЦБН; T_{вх} - температура газа на входе в ЦБН, К.

С использованием соотношений (1.1) и (1.2) можно получить зависимость изменения мощности от газоподачи. Расчеты показывают, что для прокачки Q = 90 млн. м³/сутки, на участке трубопровода Ø 1400 мм, L = 100 км необходимо затратить мощность порядка 50 МВт. При увеличении Q на 30 %, мощность необходимо увеличивать в два с лишним раза при сохранении конечного давления.

					Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

С ростом пропускной способности газопроводов за счет увеличения диаметра трубы и рабочего давления растет температура газа, протекающего по трубопроводу. Для снижения мощности на транспортировку газа и для увеличения эффективности работы МГ необходимо на выходе каждой КС устанавливать аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа. Снижение температуры необходимо еще и для сохранения изоляции трубы.

Для уменьшения затрат мощности КС на перекачку газа, увеличения пропускной способности МГ и экономии энергоресурсов выгодно поддерживать максимальное давление газа в трубопроводе, снижать температуру перекачиваемого газа при охлаждении и использовать МГ большего диаметра с гладким покрытием и периодической очисткой внутренних полостей.

Сейчас в составе ЕСГ ОАО «Газпром» 17 предприятий (обществ), транспортирующих газ. Анализ показателей, представленных в табл. 1.1 и характеризующих работу ЕСГ сегодня, говорит о значительном износе, снижении технического состояния и производительности основных агрегатов КС. Средний срок службы газопроводов ЕСГ России составляет 22 года, большая часть которых (около 80 %) имеет возраст от 15 до 40 лет.

Таблица 1.1. – Основные показатели потенциала снижения энергозатрат МГ

Показатели	Значения показателей
Износ основных фондов	56%
Доля МГ, выработавших срок амортизации	14%
Доля ГПА, выработавших технический ресурс	23%
Доля ГПА, требующих замены	15%
Доля МГ с пониженным разрешенным давлением	16.2%
Снижение производительности ЕСГ	10.3%

Приведенные данные указывают на необходимость предотвращения дальнейшего снижения технического состояния и производительности оборудования основного оборудования объектов ЕСГ, повышения основных

эксплуатационных показателей и снижения энергозатрат при транспорте газа. Эти результаты могут быть достигнуты только за счет модернизации и оптимизации режимов эксплуатации основного оборудования с непрерывным мониторингом его технического состояния. Основными потребителями энергоресурсов на КС МГ в системах компримирования являются ГПА, потенциал повышения энергоэффективности которых далеко не исчерпан и имеет большие резервы.

1.2. Классификация и особенности работы ГПА на газопроводах.

Общая структура типового параметрического ряда ГПА (параметрическая матрица) привязана к технологии компримирования газа на линейных КС, дожимных КС, КС подземных хранилищ газа и нагнетательных КС. Диапазон повышения давления газа – от 0,3 до 38 МПа разбивается на ряд выходных давлений по ступеням сжатия в соответствии с принятым рядом степени сжатия. При этом фиксируются базовые значения давлений:

- по линейным КС МГ: для существующих газопроводов – 5,5 и 7,45 МПа; для строящихся – 7,45 и 8,3 МПа; для перспективных – 12,3 МПа.
- по дожимным КС: для существующих ДКС – 5,5 и 7,45 МПа; для строящихся – 9,8 МПа; для перспективных – 9,8 и 12,3 МПа.
- для КС подземных хранилищ газа – 12,3, 16 и 21 МПа;
- для нагнетательных КС обратной закачки газа - 25 и 38 МПа.

Технологические объекты применения ГПА в данный момент распределены так: линейные КС - 39,4 млн. кВт, ДКС на промыслах – 3,7 млн. кВт, КС ПХГ – 1,0 млн. кВт. Мощностной ряд применяемых ГПА: 2,5 – 4 – 6,3 (8,2) – 10 (12,5) – 16 – 25 МВт.

Формирование компрессорного парка происходило в течение более 60 лет. Поэтому имеется очень большое разнообразие типоразмеров приводов (57 видов), технологических модификаций (102 типа), комбинаций привод-компрессор (153 вида), компоновочных решений (в общем или

					Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

индивидуальных зданиях, в блочно-контейнерном исполнении). Сложившийся на сегодня уровень эффективности работы ГТС в части затрат топливно-энергетических ресурсов определяется целым рядом факторов исторического, климатического и технологического (режимного) характера, что характеризуется следующими особенностями.

- 1) Беспрецедентными темпами роста мощностей ГПА в период к 1986г. К примеру, за 1976-1985 гг. в каждой пятилетке происходило удвоение мощностей парка ГПА с вводом по 3,5 млн. кВт или более 350 ГПА в год. Но экономичности и экологичности оборудования уделялось мало внимания.
- 2) Наличие большого парка устаревших ГПА, введенных в эксплуатацию 50 лет назад, из них более четверти КС введено до 1981 г., а 15 до 1971г.
- 3) Климатические факторы, особенно температура воздуха на входе в ГПА, существенно влияют на энергопотребление. Для ГПА мощностью 6-10 МВт при росте температуры воздуха на 1 °С – КПД снижается ~ на 0,5%.
- 4) Технологические факторы требуют поддержания проектного давления газа в МГ. По расчетам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» рост давления на 0,1 МПа (1 кгс/см²) снижает удельное потребление энергии ЭГПА на 3,5%.
- 5) Поддержание минимально-допустимой температуры газа на выходе КС. Так, например, снижение температуры газа на выходе на 1 °С дает снижение расхода электроэнергии на следующей по ходу КС на 0,5–0,6%.
- 6) Требования оптимизации работы КЦ путем замены сменных проточных частей (СПЧ) ЦБН с целью перевода их работы на оптимальную часть характеристики с политропным КПД не менее 0,8. Рост КПД на режиме, например, с 0,70 до 0,80 дает снижение расхода электроэнергии до 10%.

					Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ КС

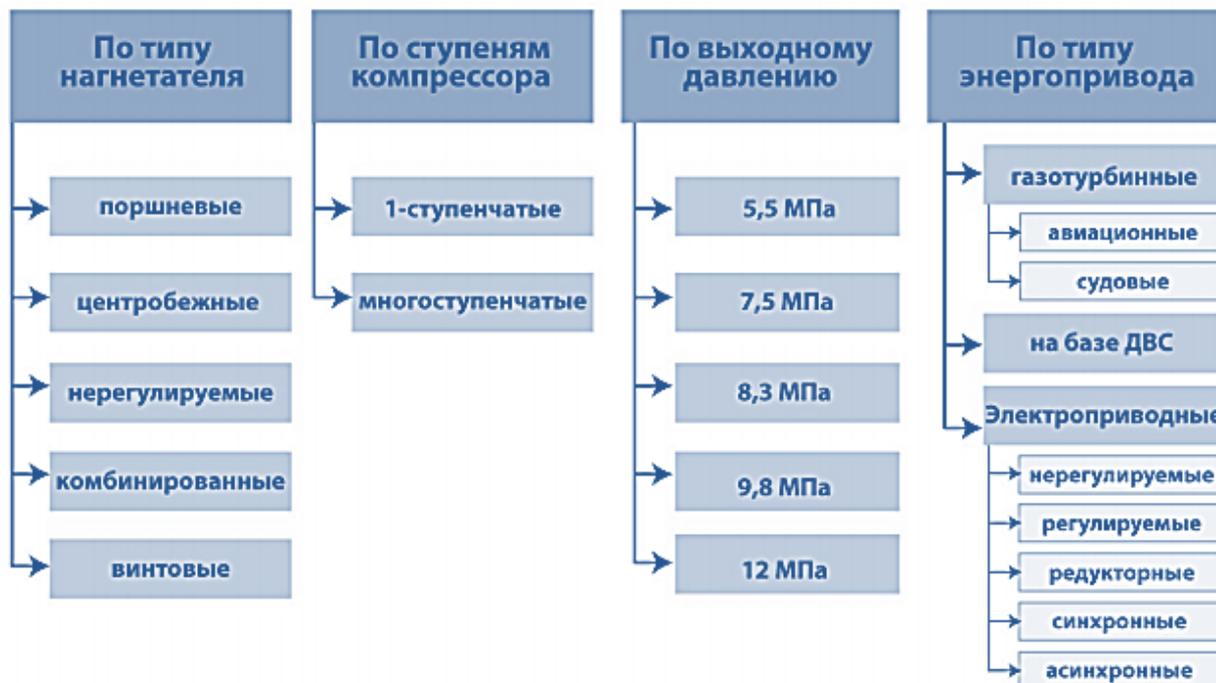


Рисунок 1.3. – Классификация современных ГПА компрессорных станций.

Развитие современного парка ГПА связано системно с совершенствованием трубопроводного оборудования, технологий компримирования, применения новых агрегатов и принципов управления. Сейчас на всех предприятиях ОАО «Газпром» и зарубежных ТЭК эксплуатируются все, рассмотренные типы ГПА, разработанные по стандартным проектам.

Электропривод изначально во многом превосходил ГТУ. Основными превосходящими параметрами являются:

- более высокий срок службы (около 25 лет по техническим условиям завода изготовителя, следует отметить, что многие двигатели работают и в настоящее время с начала 60-х годов);

- более высокий уровень надежности (коэффициент готовности намного выше, чем у ГТУ, за счет меньшего времени пребывания в ремонтах);

- простота обслуживания, затраты на ТОиР почти в три раза меньше, чем у ГТУ;

- экологически чистая технология транспорта природного газа.

Впервые в газовой промышленности ЭГПА типа 10 ГК были установлены на КС-9 «Щекинская» газопровода «Ставрополь – Москва» еще в 1957 году. Успешный опыт их эксплуатации привел к выходу в 1960 г. Постановления Правительства СССР о целесообразности широкого внедрения ЭГПА на строящихся КС МГ. В результате к концу 70-х годов парк ЭГПА насчитывал уже 200 единиц (в основном СТД-4000-2) мощностью 870 МВт.

Новый этап во внедрении ЭГПА связан с введением в эксплуатацию более мощных двигателей СТД-12500 на КС «Каракумская» в 1976 году. В результате в начале 80-х гг. в отрасли решена задача увеличения доли электропривода до 22-24% от общего объема мощностей ГПА. В этот период установлено свыше 450 ЭГПА суммарной мощностью более 4500 МВт.

Дальнейшая тенденция увеличения единичной мощности ЭГПА связана с вводом в эксплуатацию в 1992 году новых электродвигателей мощностью 25 МВт производства фирмы «Тесла» (Чехия). Однако с началом перестройки в условиях опережающего роста цен на электроэнергию развитие этих тенденций стало нецелесообразным при снижении надежности энергосистем в целом. В результате в 1990-2009гг. ЭГПА на МГ РФ не вводились.

Вместе с тем, в последнее время совершенствование компрессорного парка для ГТС продолжается. Особое значение приобретает поставка и применение компрессоров в «сухом» исполнении с газодинамическими уплотнениями (ГДУ) и активным электромагнитным подвесом вала (ЭМП). В отрасли уже внедрено более 70 ЦБН природного газа с ГДУ и 8 ЦБН на

					<i>Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

ЭМП. Разработчиками СУ ЭМП ведутся работы по снижению их себестоимости

Несмотря на все многообразие типоразмеров ГПА различных фирм изготовителей, вид привода нагнетателей КС и их мощность в основном определяются пропускной способностью газопровода. Для МГ с большой пропускной способностью наиболее эффективное применение находят ЦБН с приводом от ГТУ или электродвигателей (ЭГПА).

Таблица 1.2. – Технические характеристики сопоставления ЭГПА и газотурбинных ГПА

Показатели эффективности	Тип электропривода		Газотурбинный привод
	высокоскоростной двигатель	двигатель с редуктором	
1. Условия электроснабжения	Имеет большое преимущество в регионах с дешёвой электроэнергией от АЭС, ГЭС, ТЭЦ до 100км		Имеет преимущество в отдалённых регионах добычи и переработки
2. Категория электроприемника	Обеспечение электроснабжения от 2 независимых взаиморезервируемых источников питания		Электроэнергия используется только для АВО газа, масла и периферии
3. КПД затрат на энергоресурсы	Общий КПД от ТЭЦ с преобразованием 36-37%	Доп. Потери КПД снижают на 1,5%	КПД равен 26-28%, т.е. на 26-30% ниже ЭГПА (авиационные до 32%)
4. Расход транспортируемого газа	Отсутствует, позволяя сберечь полезный и ценный продукт для нужд промышленности		Сжигается до 7,5 % от транспортируемого газа с агрегатами подготовки
5. Первоначальная стоимость в о.е.	2,5	1,0	6,0 – 9,0
6. Надежность: - средняя наработка на отказ - отказы привода к общему числу	25-27 тыс. час 8-10 %	27 тыс. час 35-48 %	40 тыс. час в 2,2-2,5 раз выше ЭГПА
7. Срок службы	15-20 лет		15-20 лет (авиационные двигатели 40-50 тыс. час)
8. Затраты на тех. обслуживание и ремонт	4% эксплуатационных расходов		ТО до 12-15% стоимости нового привода (ремонт до 30% цены двигателя)
9. Трудоемкость ремонта, чел.-час	ТР -440 СР -1800 КР -2750		ТР -960 СР -2560 КР -3200
10. Экология	Вредные выбросы отсутствуют		Выбросы NOx, UHC, COx

Объем перекачиваемого газа допустимо регулировать количеством работающих газоперекачивающих агрегатов, либо, изменяя частоту вращения турбины. Во всех этих случаях стремятся к увеличению подачи газа, со снижением потребления энергии.

1.3. Оценка эффективности модернизации ЭГПА.

В настоящее время во многих промышленно развитых странах происходит переход на системы ЧРП ЭГПА с использованием высоковольтных преобразователей частоты, это связано с их неоспоримыми преимуществами:

1. Точная отработка в реальном времени всех технологических режимов газопроводов с высокими энергетическими характеристиками (КПД, коэффициент мощности) в статических, квазистатических и динамических режимах работы компрессорных станций.

2. Предельно высокий КПД электрических машин переменного тока (до 95-98%) и преобразователей частоты (в сравнении с 28-36 % ГТУ), который практически неизменен во всем диапазоне регулирования скорости.

3. Высокая надежность работы со средней наработкой на отказ до 4000 час, а для новых ЭГПА – до 40000 час (4,5 года) и практически без сервисного обслуживания до 35000 часов (4 года).

4. Первоначальные капитальные затраты на электропривод в 3-9 раз ниже ГТУ и конвертируемых авиационных двигателей, а простота блочного монтажа имеет дополнительные преимущества.

5. Затраты на ТОиР составляют до 4 % эксплуатационных затрат (в случае безмасляных и безредукторных систем они отсутствуют), в то время как для газотурбинных они составляют 15-30 % стоимости двигателя.

6. Значительно ниже и трудоемкость ремонтов – в 1,5-2 раза.

7. Экологичность – отсутствие выбросов COx и NOx в атмосферу, а также низкий уровень шума и вибраций и т.п.

					<i>Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

Эксплуатируемые в настоящее время электродвигатели серии СТД (около 700 единиц) имеют высокий КПД (более 97%), срок службы 20 лет, небольшие затраты на ТОиР. Однако, ограниченный ресурс ротора (всего 150 пусков до ремонта), постоянная частота вращения, т.е. неизменная на любых режимах производительность ЦБН газа, старое (более 30 лет) вспомогательное электрооборудование приводят к недостаточной эффективности и надежности работы ЭГПА и к увеличению числа отказов ЭГПА. Все эти недостатки требуют проведения модернизации и реконструкции парка ЭГПА по следующим направлениям:

1. Постепенная замена парка ЭГПА с синхронным электроприводом, выработавшим свой ресурс, новыми агрегатами с асинхронным высокооборотным приводом или на системы привода, более адаптированными к эксплуатации совместно с высоковольтными ПЧ.

2. Оснащение приводных электродвигателей и ЦБН активными ЭМП.

3. Перевод ЦБН на сухие газодинамические уплотнения (ГДУ).

4. При достижении назначенного ресурса 100000 часов и в случае, если по результатам диагностического контроля нагнетатель не подлежит дальнейшей эксплуатации, для обеспечения плавного регулирования числа оборотов ротора ЦБН, производить его замену новым нагнетателем, позволяющим изменять объёмную производительность ЦБН.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли имеются положительные примеры успешной разработки и реализации инновационного оборудования и систем для модернизации ЭГПА КС, которые адаптированы к особенностям существующего оборудования и режимам транспортировки газа. Они являются факторами повышения энергоэффективности и надежности КС. В число такого оборудования входят:

1. Методы, алгоритмы и средства безопасного пуска и останова ЭГПА (фазовый, мягкий, частотный и квазичастотный пуск средствами силовой электроники; включение вспомогательных двигателей, специальных обмоток основной машины; переключение режима нагрузки нагнетателя и т.п.).

					Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2. Оборудование и алгоритмы для регулирования скорости вращения нагнетателя и обеспечения требуемой производительности газоподачи на выходе ЭГПА.

3. Средства, системы и алгоритмы для обеспечения устойчивой работы ЭГПА при наличии режимных и случайных возмущений со стороны нагрузки, питающей сети и климатических воздействий.

4. Средства электромагнитного подвешивания валов ЦБН и роторов СД для реализации безмасляных технологий и безредукторных вариантов ЭГПА (высокоскоростные асинхронные или синхронные машины в едином корпусе с ЦБН, отсутствие эксплуатационных затрат на смазочные материалы, сокращение площадей КЦ).

5. Встроенные системы оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА для непрерывного анализа состояния оборудования и реализации технологий ТОиР по фактическому состоянию.

6. Декомпозиция алгоритмов управления нагнетателями под различные режимы КЦ и оптимизация расчета параметров ЭГПА (оптимизация температуры газа регулированием скорости вентиляторов АВО и оптимизация скорости вращения нагнетателя для стабилизации давления по фактическим графикам газоподачи) по гидравлическим расчетам газопроводов.

7. Алгоритмические и аппаратные средства системной координации работы нескольких ЭГПА в рамках КЦ (при работе нескольких агрегатов на одну нагрузку (трубу) и различных характеристиках ЦБН и СД – перераспределение мощностей между параллельно работающими агрегатами с целью повышения общего КПД КЦ).

8. Согласование работы различных систем в рамках КЦ (ЭГПА, АВО газа, крановая арматура, вспомогательные системы) для оптимизации энергопотребления и электромагнитной совместимости с питающей сетью.

9. Новые системы электроснабжения со стабильными и гарантированными параметрами сети (новые технические решения КРУ,

					<i>Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

секционирующих пунктов, реклоузеры, микропроцессорные системы РЗиА и т.п.).

10. Реализация “безлюдных” технологий обслуживания работы основных агрегатов КС и мероприятия по обеспечению комфортных условий обслуживающему персоналу в соответствии с нормативами и максимальное энергосбережение.

11. Координация работы КЦ с соседними по магистрали КС для повышения пропускной способности ЛПУ МГ (согласование параметров газоподдачи, давления и температуры газа) и системное снижение энергозатрат на перекачку требуемых объемов природного газа.

12. Комплекс мероприятий по снижению воздействия на экосистему в районе КС (минимизация объемов, параметров и контроль за соблюдением санитарных норм по выбросам, шумам, вибрации и т.п.).

К настоящему времени на нескольких КС ООО «Газпром трансгаз Томск» установлены и введены в эксплуатацию первые агрегаты нового поколения ЭГПА-4,0/8200. Кроме того, на КС «Смоленская» установлен и введен в эксплуатацию агрегат ЭГПА-6,3/8200.

Преимуществами данных частотно-регулируемых ЭГПА являются:

- Высокий КПД во всем диапазоне регулирования скорости.
- Широкий диапазон регулирования скорости.
- Возможность быстрого, плавного и многократного запуска.
- Большой срок службы без замены базовых узлов и деталей (30 лет).
- Независимость величины мощности от срока службы и температуры окружающего воздуха.
- Отсутствие электромагнитной системы возбуждения.
- Отсутствие маслохозяйства.
- Отсутствие редуктора.
- Низкие эксплуатационные расходы и расходы на ТОиР.
- Возможность реализации малолюдных технологий на КС.

					Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

При этом необходимо в каждом конкретном случае оценивать уровень реализации основных идей энергоэффективности и надежности работы:

- многофакторный (синергетический) подход к модернизации ЭГПА для того, чтобы применение новых технических средств не привело к ухудшению иных характеристик и функциональных возможностей КС;
- координация и декомпозиция работы ЭГПА в рамках КЦ (согласование энергосберегающих режимов всех ЦБН), КС (оптимизация работы основных и вспомогательных агрегатов) и ЛПУ для минимизации энергопотребления нескольких КС в целом;
- неуклонное повышение надежности и ресурса электрооборудования, участвующего в транспорте газа, средствами организации ТОиР по фактическому состоянию, оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния.

Только комплексная, рациональная и адресная реализация приведенных выше инновационных решений в рамках Концепции по модернизации ЭГПА позволит получить современные конкурентоспособные системы электропривода ЦБН для компримирования газа и обеспечить высокую производительность, надежность и максимальное энергосбережение работы КС МГ.

					<i>Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ФОРМАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭГПА

2.1. Анализ работы ЭГПА с мощными турбокомпрессорами.

2.1.1. Причины высокой энергоемкости ЭГПА на газопроводах.

Проблема эффективности эксплуатационных режимов ЭГПА возникает в связи с неизбежными отклонениями в реальной работе МГ от проектных условий. Это объясняется тем, что при проектировании МГ и установленной мощности ЦБН на КС в основном рассматриваются 3 расчетных режима: зимний, летний и среднегодовой (межсезонный). Реже выполняется более детальное исследование с месячными расчетами режимов ЦБН. Практика проектирования и эксплуатации ЭГПА показала, что в большинстве случаев для этого достаточно рассмотреть только стационарные режимы подачи газа.

Однако в результате развития структуры ЕСГ РФ, появления новых крупных источников и потребителей газа, изменения объемов добычи и потребления величина и даже направление газовых потоков могут значительно изменяться, вплоть до реверсивных поставок. Поэтому режимы работы МГ и особенно производительность его ЦБН на отдельных участках могут существенно отличаться от расчетных. Кроме того, причиной возникновения нерасчетных режимов является непроектное давление и температура газа у его поставщиков, которые чаще всего изменяются случайным образом. Как правило, снижение начального давления МГ служит причиной снижения его производительности и увеличения удельной энергоемкости.

Таким образом, нерасчетные режимы связаны с техническим, технологическим и климатическим состоянием МГ и возникают по причинам:

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Важенин Р.А.</i>				<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						34	126
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

- отклонения от проекта по конфигурации газопровода;
 - изменения по составу и характеристикам производственных мощностей
- неудовлетворительное состояние оборудования ЭГПА, КС и ЛПУ;
- значительные колебания метеорологических факторов (по сравнению с расчетными), связанные с изменениями климата в России в последние годы;
 - неоптимальное управление МГ, включая нештатное распределение нагрузки между КС, КЦ на многоцеховых КС и отдельными ЭГПА внутри КЦ.

Поскольку режим работы КС МГ практически определяется производительностью газопровода, главной задачей ЭГПА является необходимость постоянно поддерживать номинальное давление газа на выходе КС независимо от влияния всех внешних возмущений детерминированной или стохастической природы. Системное решение этой задачи позволяет обеспечить оптимальную загрузку ЭГПА, минимальное энергопотребление и максимальную энергоэффективность линейных участков и КС МГ.

Все это обуславливает необходимость внедрения комплекса современных инновационных энергосберегающих технологий при реконструкции и модернизации КС с ЭГПА, а также при новом строительстве электроприводных КС [5,8,86]:

1. Увеличение единичной мощности ЭГПА до 50 МВт с учетом планируемых объемов транспортируемого газа и долгосрочных перспектив МГ.
2. Применение осевых компрессоров на ЭГПА с КПД до 90%, обеспечивающих снижение энергопотребления, в т.ч. снижение потерь газа до 8%.
3. Повышение эффективности низконапорных режимов транспорта газа на разгруженных МГ или на отдельных участках ГТС с экономией до 10%.

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

4. Согласование газодинамических и энергетических характеристик ЭГПА и газопроводов за счет внедрения новых высокоэкономичных сменных проточных частей ЦБН на электроприводных КЦ и перевода цехов на более экономичное полнонапорное сжатие с переобвязкой агрегатов (эффект экономии электроэнергии до 10%).

5. Внедрение новых конструкторских решений ЭГПА с объединением ЦБН и электропривода в едином корпусе с реализацией безредукторных и безмасляных технологий ЭМП с перспективами минимизации площадей под КЦ, повышения надежности и снижения эксплуатационных расходов.

При этом обеспечивается также возможность реализации инновационных энергосберегающих технологий эксплуатации ГТС:

- оптимизация режимов электроприводных КС на основе применения системных программно-оптимизированных комплексов с экономией газа до 4%,
- регулирование режимов работы АВО на основе применения ПЧ в приводе вентиляторов АВО газа с эффектом экономии электроэнергии до 20%,
- внедрение турбодетандерных установок на объектах ГРС с возможностью выработки электроэнергии для ЭСН до 50 млрд. кВт·ч/год,
- повышение гидравлической эффективности ЛЧ и КЦ с учетом потоковой загрузки ЛПУ МГ на основе установки комплектов камер приема-запуска очистных устройств ЛЧ, позволяющих проводить очистку полости трубопроводов, своевременную диагностику и ремонт для поддержания гидравлической эффективности ЛЧ на нормативном уровне (сокращение затрат до 2%).

2.1.2. Испытания нагнетателей со сменными проточными частями.

В настоящее время экономичность компримирования единицы объема газа электроприводными ГПА уступает соответствующим газотурбинным установкам в связи с отсутствием плавного регулирования скорости СТД.

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Однако, как показали испытания и анализ работы электроприводных КС, имеются резервы по снижению расхода электроэнергии на компримирование газа даже в нерегулируемом варианте ЭГПА. Это относится, прежде всего, к нагнетателям серии 235 с приводом от электродвигателей СТД-12500.

На основе газодинамические испытаний, которые проводились в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на четырех из 94 аналогичных ЦБН, с суммарной мощностью 1,175 млн.кВт установили, что два из этих ЦБН имели штатную СПЧ 235-21-3 с номинальной степенью сжатия $\epsilon_{\text{ном}} = 1,44$, а два других новую низконапорную проточную часть 235 СПЧ 1,32/76-5000 ($\epsilon_{\text{ном}} = 1,32$).

Результаты испытаний штатной СПЧ 235-21-3 показали, что ее реальные газодинамические характеристики близки к паспортным. Однако как установили исследования, штатные ЦБН работали на КС с низкими степенями сжатия ($\epsilon_{\text{ном}} = 1,22 \div 1,30$), большими объемными расходами ($Q_{\text{пр}} > 300 \text{ м}^3/\text{мин}$) и низкими паспортными значениями КПД ($\eta_{\text{пол}} = 0,635 \div 0,73$). Такая работа приводит к перерасходу электроэнергии на 8÷15% и более по сравнению с штатной работой в номинальном режиме.

Данные неэффективные режимы работы ЭГПА на КС объясняются:

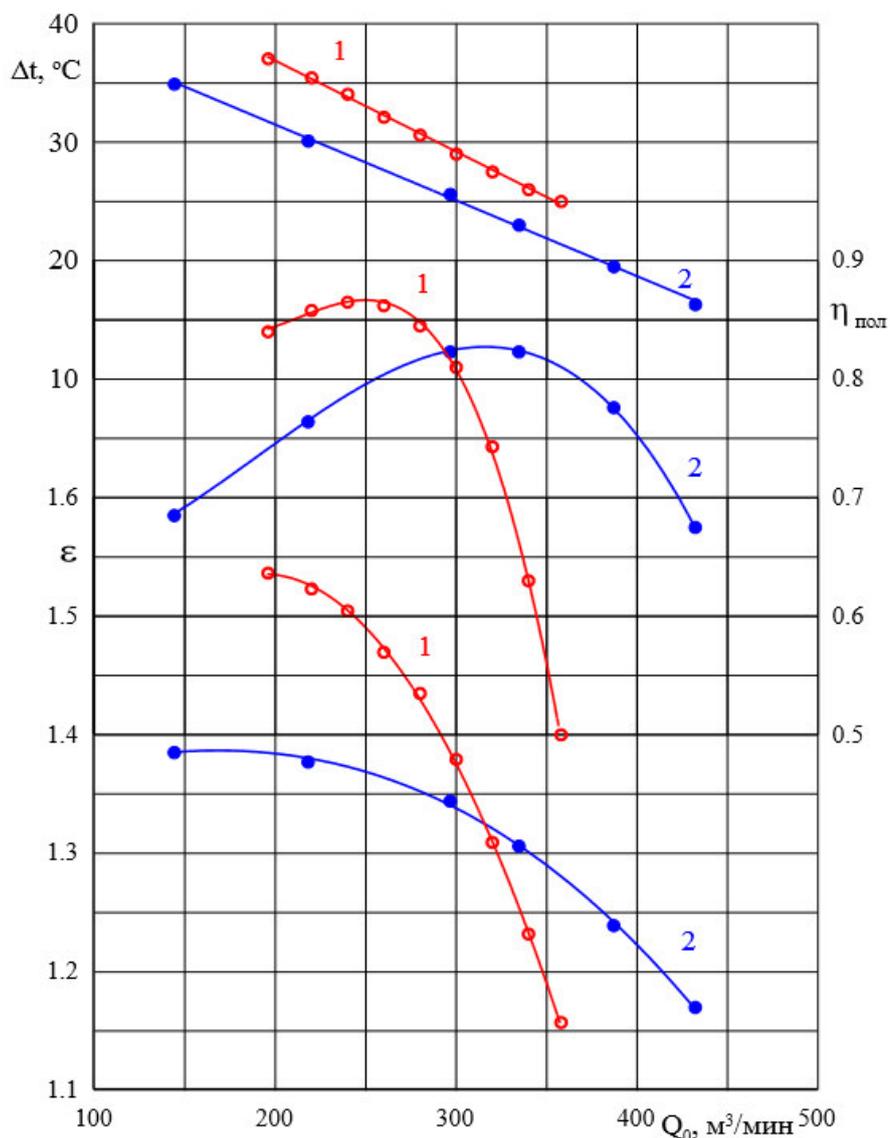
- начальным несогласованием газодинамических характеристик компрессоров и гидравлических характеристик сети газопроводов,
- снижением производительности ГТС по сравнению с проектом.

Как свидетельствуют результаты комплексных испытаний и сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по температуре (рис. 2.1) и по потребляемой мощности (рис. 2.2), эффект от установки новой низконапорной СПЧ для одного компрессора достигает:

- повышение КПД более 8-15%;
- рост производительности ЭГПА на 6-8%;
- снижение потребляемой мощности на 500-700 кВт;

					Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- уменьшение температуры компримированного газа на 3,0-3,3 °С.



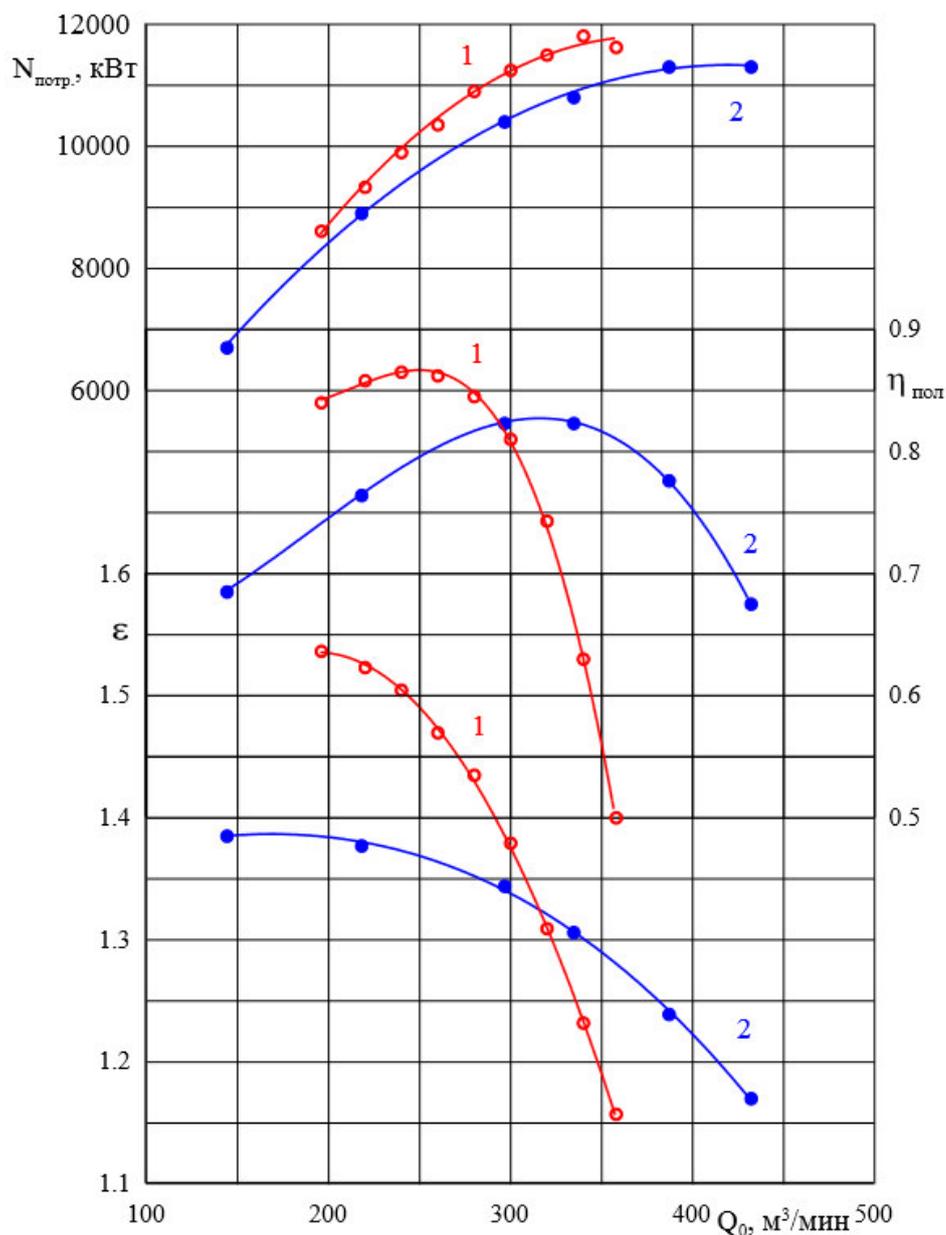
Обозначения:

- 1 - нагнетатель 235 - 21 - 1
 2 - нагнетатель 235СПЧ 1,32/76

Начальные условия:

- Частота вращения, об/мин 5000
 Температура начальная, К 288
 Давление конечное, МПа 7,45
 Показатель адиабаты 1,311
 Газовая постоянная, Дж/кг К 452,6

Рисунок 2.1. – Сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по температуре.



Начальные условия:

Обозначения:

- 1 - нагнетатель 235 - 21 - 1
- 2 - нагнетатель 235СПЧ 1,32/76

- Частота вращения, об/мин 5000
- Температура начальная, К 288
- Давление конечное, МПа 7,45
- Показатель адиабаты 1,311
- Газовая постоянная, Дж/кг К 452,6

Рисунок 2.2. – Сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по потребляемой мощности

Кроме того, имеются косвенные резервы по снижению расхода электроэнергии на КС с различными типами агрегатов за счет: дозагрузки ГПА по производительности и по мощности; устойчивой работы 2-4 ЭГПА в одном КЦ в широком диапазоне производительности как при совместной, так и при автономной работе цехов без опасности попадания компрессоров в помпажную зону.

В целом можно выделить следующие перспективные направления:

1. Замена неполнонапорных проточных частей ЦБН на полнонапорные с реконструкцией обвязки в коллекторную.
2. Повышение мощности ГПА и установка СПЧ большей напорности.
3. Повышение рабочего давления магистральных газопроводов.
4. Применение ЦБН модульного исполнения на мощности до 50 МВт;
5. Двухсекционные ЦБН в одном корпусе с охлаждением между секциями;
6. Замена ротора ЦБН и подрезка его рабочего колеса.

2. 2. Параллельная работа нескольких ЭГПА на единый газопровод

Как известно, КС МГ должны развивать мощности средствами ГПА, инвариантно расходу газа и перепаду давления. Однако многообразие всех возможных характеристик и режимов работы электроприводных КС не может быть обеспечено только за счет работы одного агрегата. Поэтому на КС, как правило, устанавливают несколько ЭГПА (рис. 2.3) с высоковольтными электродвигателями и различной конфигурацией схем подключения

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

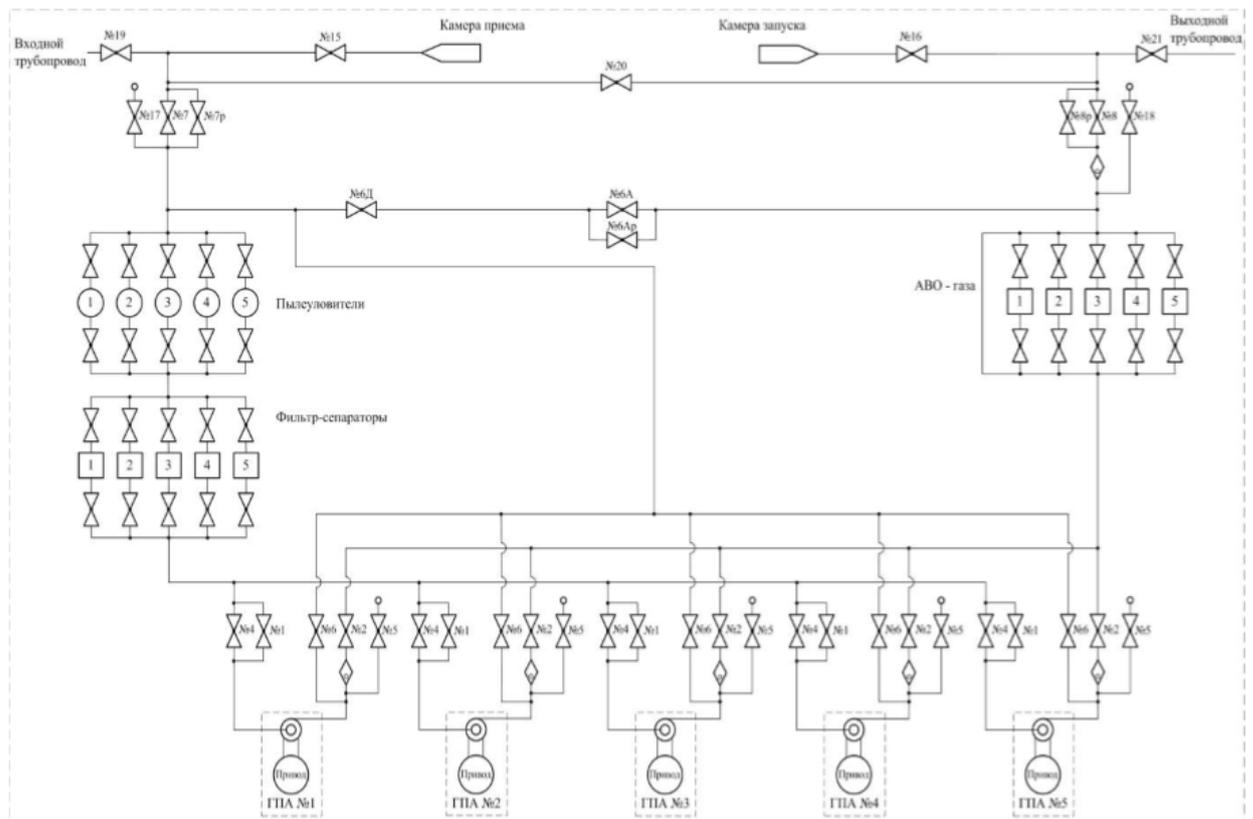


Рисунок 2.3. – Технологическая схема типовой компрессорной станции МГ.

На рис. 2.3 представлена технологическая схема КС с параллельной обвязкой ЭГПА для применения полнонапорных нагнетателей. Данная схема технологической обвязки КЦ позволяет осуществлять только параллельную работу нескольких работающих ЭГПА с использованием полнонапорных нагнетателей со степенью сжатия 1,45-1,5. При таком групповом включении ЭГПА большое значение имеет равномерная нагрузка всех агрегатов работающих на одну магистраль, что обеспечивает надежность и экономичность их работы с максимальным моторесурсом.

Неидентичность характеристик отдельных нагнетателей и электродвигателей вызывает соответствующую неравномерность распределения нагрузок между ними. Известно, что в случае параллельного включения неравномерно нагруженных двигателей, они потребляют различные токи и, как следствие, развивают различные электромагнитные моменты (вплоть до перехода в зону помпажа или генераторный режим). При параллельном соединении двигателей различие в характеристиках приводит

также к перераспределению напряжений и электромагнитных моментов между ними с существенным снижением всех эксплуатационных и энергетических характеристик. Поэтому предварительно необходимо снять все рабочие характеристики агрегатов, сопоставить их с паспортными и рассмотреть влияние параметров жесткости энергетических и скоростных характеристик ЭГПА на неравномерность нагрузок двигателей при различных схемах.

Основные технологические ограничения, которые необходимо учитывать для обеспечения надежной эксплуатации оборудования, входящего в комплекс КС ЕСГ, определяются газодинамическими и температурными характеристиками МГ и ЭГПА и представляют собой следующие параметры:

- максимальное рабочее давление на выходе из КС;
- минимальная объемная производительность на входе в ЦБН;
- минимальные скорости вращения силового вала ЭГПА;
- максимальные скорости вращения силового вала ЭГПА;
- уровень технического состояния эксплуатируемых агрегатов.

Таким образом, технологически связанный синхронный электропривод ЭГПА работает на одну магистраль в условиях действия многочисленных возмущений, таких как изменение нагрузки на валу, колебания напряжения в системе электроснабжения, изменения температур газа, охлаждающего воздуха и т.п. При этом может происходить дополнительное перераспределение мощности между параллельно-работающими ЭГПА. Для восстановления равномерности загрузки приводных СД и обеспечения оптимальности их энергетических характеристик необходимо произвести изменение их производительности (скорости вращения СД) средствами ЧРП.

Кроме того, одним из узких мест в практике эксплуатации длинных трубопроводов по транспортировке газов является проблема возникновения

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

избыточных давлений и волновых процессов при переходных процессах ЦБН, изменения положения задвижек и т.п., что приводит к быстрому износу и выходу из строя оборудования и к разрывам трубопроводов. Вопросы возникновения волновых процессов, сопровождаемые колебаниями давления природного газа в трубопроводах и методы их устранения известны. Однако мероприятия и способы механического демпфирования колебаний связаны с усложнением технологического оборудования. Они сопровождаются материальными затратами и значительными потерями газа при этом, не всегда принося желаемые результаты. Вместе с тем, применение ЧРП обеспечивает не только оптимальные пускорегулировочные режимы, но и алгоритмические способы снижения избыточных давлений и опасных волновых процессов с гашением избыточных давлений, приходящих со стороны трубопроводов.

При параллельной работе нескольких ЭГПА на один трубопровод, если скорость вращения их одинакова (это, как правило, соответствует нерегулируемому режиму синхронных электродвигателей), то общая рабочая точка определяется пересечением их суммарной механической характеристики с характеристикой МГ. ЭГПА при этом могут работать с разными производительностями (особенно при наличии задвижек), значения которых обратно пропорциональны жесткости каждой индивидуальной характеристики.

Согласование нагрузок технологически связанного электропривода на оптимальном по энергетическим критериям уровне (при уменьшении их производительности) возможно двумя способами:

1. пропорциональным снижением скорости всех ЭГПА;
2. снижением, но более значительным, скорости одного ЭГПА.

С точки зрения экономичности регулирования несколько более выгодным является одновременное изменение скорости всех параллельно работающих ЭГПА. Кроме того, подобное синхронное регулирование по своим характеристикам равноценно регулированию одного агрегата. Однако это

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

связано с многократным увеличением капитальных затрат на оборудование всех ЭГПА ВВ ЧРП. Поэтому для большинства КС целесообразным является оснащение КЦ одним ЧРП, осуществляющим более глубокое плавное регулирование производительности с возможным отключением других.

Алгоритм управления группой СД ЭГПА, как взаимосвязанного электропривода нагнетателей рассмотрим на характерном примере двухцеховой электроприводной КС [84,86]:

- 1-ый КЦ имеет 3 ЭГПА с электродвигателями типа СТД-12500 и ЦБН типа 370–18–2. При этом используется один высоковольтный ПЧ на номинальную мощность СД с возможностью переключения на любую машину. Технологические параметры группы ЦБН – производительность суммарная 2850 м³/час, давление на выходе ЦБН 66 кгс/см² и на входе 54 кгс/см², диаметр газопровода 1200 мм;
- 2-ой КЦ по параметрам агрегатов аналогичен 1-му и отличается от него только диаметром газопровода (1400 мм) и суммарной производительностью (2420 м³/час) при одинаковой ЛЧ – 100 км.

Пересчет режимных характеристик работы ЦБН на реальные условия работы КС обычно выполняется с использованием приведенных характеристик ГПА с учетом потерь в подшипниках ЦБН (100 кВт) и суммарного КПД редукторного ЧРП.

Для оптимального согласования характеристик ЭГПА средствами ЧРП необходимо проанализировать изменение технологических параметров в различных зонах диапазона регулирования суммарного расхода газа электроцехами КС, равного 20%. В таблице 2.1 представлены результаты анализа сравнительной эффективности применения ЧРП для оптимизации работы ЦБН по рассмотренным КЦ.

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

Таблица 2.1. – Результаты сравнительного анализа работы ЧРП

№ КЦ	Производительность газопровода, млн. м ³ /сут	Производительность по условиям всаса, м ³ /мин	Мощность потребления нерегулируемого ЭГПА, МВт	Мощность потребления ЧРП ЭГПА, МВт	Экономия мощности, МВт
1	80,0	346,76	25,80	25,80	0
	76,0	329,46	25,20	24,15	1,05
	72,0	312,17	24,60	22,86	1,74
	68,0	294,74	-	21,58	-
2	90,0	390,16	28,20	28,20	0
	85,5	370,56	27,00	26,11	0,89
	81,0	351,14	26,04	25,86	0,18
	76,5	331,51	25,20	23,56	1,64
	72,0	321,12	24,60	22,86	1,74

Причем, последние значения параметров для каждого КЦ в табл. 2.1. находятся за границей устойчивости ЦБН с нерегулируемым ЭГПА. В варианте с ЧРП ЦБН остается в зоне штатной работы КС.

В результате можно констатировать, что применение в составе группы работающих ЭГПА одного из них с ЧРП позволяет не только расширить диапазон устойчивой работы МГ и идеально согласовать механические характеристики различных агрегатов по загрузке, но и повысить экономическую эффективность их работы.

Так, при снижении производительности МГ на 5% от номинала с помощью ЧРП экономится до 1,05 МВт потребляемой мощности, а при 10% - уже более 1,74 МВт. Следует отметить, что ЧРП 1-го цеха, работающий на трубопровод 1200 мм, дает большую экономию энергии, чем ЧРП, работающий на трубопровод 1400 мм. Кроме того, зависимость экономии электроэнергии от расхода для КЦ 2 существенно нелинейна с провалом в области расхода 81 млн. м³/сут, наличие которого обусловлено нелинейностью характеристики нагнетателя в этой зоне регулирования.

Снижение потребляемой мощности и экономия электроэнергии, получаемые, за счет оптимизации режимов работы группы нагнетателей КЦ,

					Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

существенно зависят от неравномерности расхода газа и его параметров. В частности, для рассмотренных режимных условий работы КС, оснащенной ЭГПА типа СТД-12500, значение сэкономленной мощности достигает 3,3 МВт в диапазоне изменения расхода газа до 10%, что составляет около 7% от суммарной мощности нерегулируемого варианта ЭГПА при тех же режимах работы магистрального газопровода.

Таким образом, согласование нагрузок технологически связанного электропривода на оптимальном по энергетическим критериям уровне возможно пропорциональным снижением скорости всех ЭГПА или снижением, но более значительным, скорости одного ЭГПА. Применение в составе группы работающих ЭГПА одного из них с ЧРП позволяет не только расширить диапазон устойчивой работы МГ и идеально согласовать механические характеристики различных агрегатов по загрузке, но и повысить экономическую эффективность их работы.

2.3. Классификация и методологические основы формализации возмущений, действующих на технологические процессы в рамках КС

В практике работы электроприводных КС большинство агрегатов и процессов функционирует в условиях, при которых момент нагрузки, скорость и многие технологические параметры не остаются постоянными, как принимается упрощенно, а значительно изменяются во времени. Это обусловлено как технологическими факторами (колебаниями давления и объемов перекачиваемого газа, особенностями кинематики системы и переходными режимами), так и иными природными возмущениями, которые носят преимущественно случайный характер.

В первом случае (рис. 2.4) ЭГПА, непосредственно с объектом воспринимая возмущения детерминированного или стохастического характера, должен отрабатывать все изменения кинетической энергии и нагрузки в соответствии с законом управления. Во втором (рис. 2.5) – сам ЭГПА не подвержен возмущениям, но с целью поддержания выходных

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

характеристик на оптимальном уровне все внешние воздействия на объект должны автоматически корректировать управляющие воздействия.

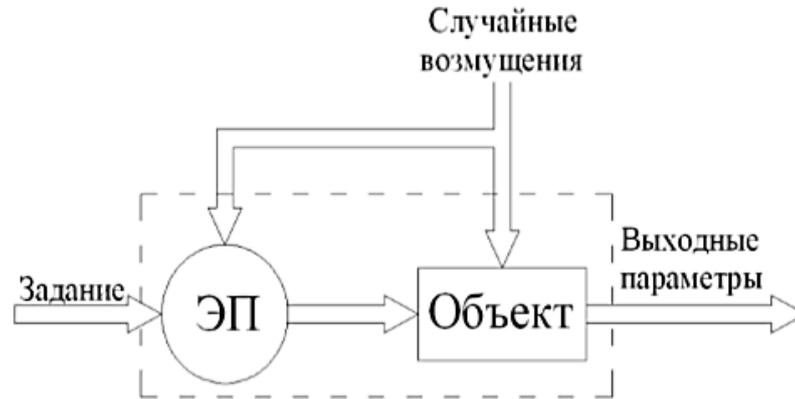


Рисунок 2.4. – ЭГПА с возмущениями 1-го рода.

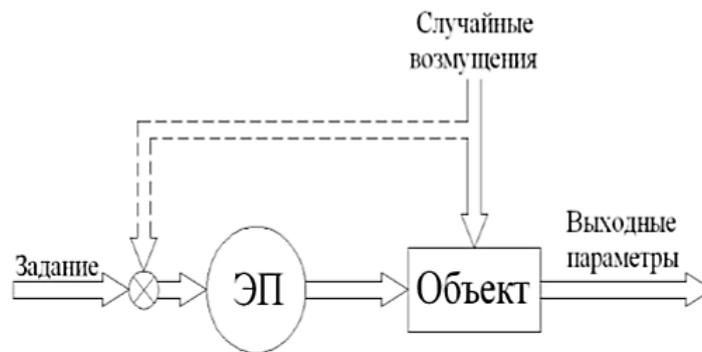


Рисунок 2.5. – ЭГПА с возмущениями 2-го рода.

Основными причинами стохастического графика при этом является влияние 4 групп случайных факторов, среди которых неоднородность параметров газа, люфты в кинематике, изменения параметров и характера работы агрегатов. При этом коэффициент вариации для большинства процессов случайного нагружения ЭГПА велик и составляет 0,4–0,9; а энергетический частотный спектр их обычно заключен в диапазоне низких частот 0,01–4Гц.

Совокупность случайных факторов, действующих на рабочие органы агрегатов, определяет не только случайный характер нагрузки, потребляемой мощности и скорости электропривода агрегата, но и его КПД, а также коэффициент мощности. Так как случайный процесс нагружения не может

быть достоверно описан традиционной детерминированной диаграммой, для адекватного расчета основных параметров ЭГПА в этом случае необходимо использовать статистические методы теории планирования эксперимента.

При отсутствии непосредственного воздействия совокупности стохастических возмущений на электрические и механические органы ЭГПА (системы 2-го рода) наиболее целесообразным является организация инвариантной системы управления, адекватно учитывающей все частные влияния возмущений на объект. Для этого все влияющие возмущения после формализации вводятся в закон управления электроприводом (пунктирная линия на рис. 2.5), обеспечивая адекватность задания момента и скорости текущему состоянию объекта. При этом реализуются замкнутые САР по возмущению, отклонению и комбинированные.

Помимо ЭГПА характерными примерами агрегатов КС со случайными возмущениями 2-го рода являются локальные приводы, входящие в АСУ КС: аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа после его компримирования в ЭГПА, АВО масла всех основных систем и агрегатов КС, а также насосы и вентиляторы вспомогательных систем, параметры которых подвержены климатическим воздействиям. Для рассматриваемой группы механизмов и технологических процессов возможны два метода идентификации и расчёта, используемые при проектировании АСУ ТП.

1. Идентификация с последующим автоматизированным расчетом алгоритмов управления. В этом случае идентификация модели объекта управления осуществляется один раз, после чего рассчитывается алгоритм управления с постоянными параметрами в режиме on-line или off-line. Преимуществами метода является возможность расчёта и оценки любого алгоритма с дальнейшим моделированием и созданием общей модели. Поэтому данный метод следует применять при выборе структуры системы управления и расчёта регуляторов с фиксированными параметрами или адаптивных регуляторов с прямой связью.

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Разработка самооптимизирующихся (самонастраивающихся) адаптивных алгоритмов управления ЧРП. В этом случае идентификация модели объекта производится периодически и после очередного получения оценок модели объекта в режиме on-line определяются параметры алгоритма управления с переменными коэффициентами. Достоинствами метода является возможность непрерывного слежения алгоритма за медленно меняющимися параметрами объекта и меньшее время обработки в ПК.

Общими особенностями для рассматриваемых агрегатов со случайными возмущениями 2-го рода и требованиями к высоковольтным частотно-регулируемым ЭГПА являются:

- непрерывность технологического процесса КС (суточная, сезонная, годовая), которая обуславливает работу электроприводов в продолжительном режиме S1 со спокойным характером нагрузки;
- стабильная работа при непрерывном воздействии нескольких независимых друг от друга стохастических возмущений метеорологического и технологического характера;
- необходимость стабилизации значений главного технологического параметра агрегатов КС на оптимальном уровне (давления или температуры газа) путем регулирования скорости вращения и момента ЧРП;
- большие маховые массы агрегатов и мощностей приводных двигателей (до десятков мегаватт) обуславливают применение схем и устройств, облегчающих пуск и выход на номинальный режим ЭГПА с большим суммарным моментом инерции;
- необходимость периодической кратковременной работы на низких скоростях для проведения регламентных работ, в т. ч. и в зимний период;
- высокие технико-экономические показатели энергосбережения и энергоэффективности при частотном регулировании обусловлены

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

снижением потребляемой мощности электропривода в кубической зависимости;

- повышенная надежность и живучесть работы системы достигается наличием встроенной системы диагностирования и мониторинга технического состояния ЭГПА;
- интеграция локальных ЭГПА в АСУ КС и оптимизация их работы по критериям качества выходных технологических параметров.

Анализ рассмотренных выше требований показывает, что все они, за исключением второго, могут быть реализованы на основе современных серийных преобразователей частоты и типового электрооборудования ЭГПА. Однако реализация второго требования является определяющей и наиболее специфичной задачей, относя рассматриваемые ЭГПА к классу систем с возмущениями 2-го рода. Это предполагает применение для их обработки и формализации статистических методов, основанных на приложениях центральной теоремы теории вероятности, входящих в общую теорию планирования эксперимента.

Действительно, все основные стохастические возмущения, воздействующие на рассматриваемые объекты КС, относятся ко 2-му роду, носят случайный характер, независимы друг от друга и каждый из них вносит неопределяющую долю в общее изменение параметров. Поэтому искомые многопараметрические алгоритмы управления необходимо получить в виде регрессионных моделей в рамках инвариантных систем ЭГПА.

					<i>Режимы работы и формализация функционирования ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

3. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭГПА

3.1. Анализ ЭГПА как объектов диагностики и требования нормативно-технической документации ОАО «Газпром»

В настоящее время все магистральные газопроводы Российской Федерации и стран ближнего зарубежья относятся к промышленным объектам повышенной опасности (ОПО) [5,11,18,62,65-66], и независимо от режимов работы электроприводных КС с каждым годом федеральными и отраслевыми нормативно-техническими документами ужесточаются требования обеспечения повышенной надежности и безаварийности работы всего оборудования.

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года и СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [62], разработка универсальных систем мониторинга надежности нефтегазовых объектов, действующих в режиме реального времени и позволяющих осуществлять контроль и управление при различных уровнях и в масштабах систем, является задачей первого приоритета по повышению надежности и безопасности систем энергетики. Кроме того, пункты 4.11.1, 4.11.2 и 4.11.6 правил СТО Газпром 2-3.5454-2010 регламентируют осуществление контроля работоспособности, надежности и безопасности оборудования КС с помощью технических и программных средств мониторинга и диагностики. Они должны с требуемой достоверностью производить оценку технического состояния оборудования КС и прогнозировать его изменение не менее чем за период до следующего проведения измерений. Установка систем мониторинга и диагностики должна обеспечиваться при новом строительстве и реновации КС, а также в процессе модернизации эксплуатируемых КС. Вводимые в эксплуатацию полнофункциональные системы должны обеспечивать эксплуатацию КС с

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					51	126
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

учетом реального фактического состояния каждого вида, типа и конкретного объекта диагностируемого оборудования.

Более того, в Программе ОАО «Газпром» [66] содержатся основные положения, касающиеся систем диагностики. Общим для всех типов ЭГПА является проведение следующих видов работ:

1. Полномасштабная комплексная многопараметрическая диагностика и обследование всего электрооборудования ЭГПА, включая вибродиагностику, диагностику методом измерения частичных разрядов в изоляции, термографию с целью определения фактического состояния и оценки остаточного ресурса, а также установление очередности проведения восстановительных работ по КС и отдельным агрегатам.

2. Адаптация автоматизированной системы управления КС с системой постоянного мониторинга контроля и диагностики ЭГПА, систем постоянного тока и системы электроснабжения КС.

В стандарте ассоциации «Росэкспертиза» [75] сформулированы основные технические требования к комплексным системам мониторинга, предназначенным для оценки технического состояния и прогноза ресурса оборудования опасных производственных объектов в реальном масштабе времени без их остановки, разборки и вывода из эксплуатации.

В настоящее время разработка и внедрение мониторинга и прогнозирования технического состояния в составе САУ КС реализуется, в основном, для газотурбинных ГПА. Надежность ЭГПА, в целом, значительно выше газотурбинных ГПА (средняя наработка на отказ ЭГПА составляет около 4000 ч; газотурбинных ГПА – 1300 ч). Однако необходимо учитывать, что вынужденная или аварийная остановка любого агрегата ведет не только к большим затратам на ремонтно-восстановительные работы, но и к снижению, при отсутствии необходимых резервов на КС, производительности магистрального газопровода в целом, потерям пускового и топливного газа, электроэнергии, ГСМ и др.

					<i>Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

В зависимости от типа ЭГПА имеют наработку 1500–3000 ч в год, и вывести их из работы для плановой диагностики не всегда представляется возможным. Поэтому необходим их оперативный контроль в режиме реального времени. Однако все известные системы диагностики не рассчитаны на определение технического состояния приводного высоковольтного электродвигателя и иных наиболее ответственных частей оборудования ЭГПА.

Как было показано выше, на КС ЕСГ России эксплуатируется сегодня 725 ЭГПА различных типов и мощностей. Однако наиболее распространенной машиной до сих пор является синхронная – СТД-12500-2Р

Современный ЭГПА как объект диагностирования представляет собой сложную и пространственно-распределенную техническую систему. Она состоит из большого множества различных взаимосвязанных узлов и механизмов (электронных, электротехнических, механических и гидравлических), отличающихся принципами действия, типоразмерами и уровнями надежности. Однако независимо от этого, выход из строя любого элемента, как правило, приводит к возникновению аварийной ситуации и выходу из строя ЭГПА в целом.

В таблице 3.1 приведена классификация основных причин отказов электроприводных ГПА в процессе эксплуатации [11,34,42].

Таблица 3.1 – Основные причины выхода из эксплуатации ЭГПА

Электрооборудование 40%					САУ и КИП 30%			Механические узлы, 25%		Действия персонала, 5%		
Внешнее электроснабжение	Система возбуждения	Вспомогательное электрооборудование	Высоковольтные узлы,	Статор приводного СД	Элементная база САУ	Программное	Датчики	Подшипники	Ротор СД	Система уплотнения	Оперативного	Ремонтного

Основываясь на этом, разработка новых методов неразрушающего контроля, диагностики и прогнозирования эксплуатационной надежности представляет наибольший практический интерес.

Поэтому работа всех элементов ЭГПА, отличающихся значительной установленной мощностью, стоимостью и массогабаритными показателями, должна контролироваться встроенной системой мониторинга и прогнозирования (ВСМП) технического состояния (ТС) в режиме “on-line”. При этом проектирование ее должно производиться параллельно с созданием всех остальных систем диагностики КС. Современные разработки диагностики ЭГПА не отвечают требованиям оперативного обнаружения и принятия необходимых решений и поэтому неэффективны на практике. К этим разработкам относятся автономные однопараметрические системы, которые фиксируют наличие неисправностей. Эти средства не решают задачи, связанные с прогнозированием наступления отказов, а также автоматизации определения их причин и оперативного восстановления штатных режимов работы оборудования КС.

Комплексный анализ условий эксплуатации ЭГПА позволяет выявить факторы, влияющие на надежность. Такой анализ включает в себя систематический сбор и обработку информации основных узлов ЭГПА.[33,54].

3.2. Общий анализ эксплуатационной надежности ЭГПА

В настоящее время на компрессорных станциях МГ ОАО «Газпром» используется периодическое диагностирование выведенных в ремонт ЭГПА. По программе диагностирования проводятся следующие испытания:

- визуальный осмотр состояния статора и ротора СД;
- оценка состояния изоляции листов активной стали и выявление местных КЗ в сердечнике статора электромагнитным методом;

					<i>Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

- оценка вибрационного состояния электродвигателя путем измерения размаха колебаний, среднеквадратического состояния виброскорости и виброускорения на подшипниках, фундаментной плите и середине статора;
- оценка изоляции обмотки СД на основе инструментального обследования, а также измерения уровня частичных разрядов в изоляции при подаче переменного напряжения от источника $(0,7 - 1,0)U_{ф}$;
- тепловизионный контроль состояния пачек стержней обмотки в лобовых частях при подаче тока от постороннего источника.

Известно, что численное определение критических параметров и постоянный их контроль, позволяет повысить эффективность мониторинга и прогнозировать изменение технического состояния СД. Однако в условиях реальной эксплуатации не всегда удается выполнить весь комплекс испытаний и измерений, а периодичность выполнения диагностики на одном ЭГПА составляет 3–4 года. Поэтому необходим анализ эксплуатационной надежности, результат которого может установить наиболее уязвимые элементы СД.

Для выявления наиболее существенных эксплуатационных факторов, влияющих на надежность электродвигателей, выполнен комплексный анализ условий эксплуатации ЭГПА включающий в себя: сбор и обработку информации о повреждаемости двигателей; анализ режимов работы электродвигателей в номинальных режимах работы; анализ режимов работы электродвигателей при режимных возмущениях питающей сети.

Отказы различных систем и элементов ЭГПА имеют не только прямые последствия по ущербу, которые можно рассчитать, но и отказы, влияние которых сказывается на сокращении ресурса других деталей и узлов ЭГПА в будущем.

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

3.3. Синтез алгоритмов прогнозирования состояния ЭГПА

3.3.1. Методология систем прогнозирования технического состояния ЭГПА

Наиболее эффективной процедурой мониторинга ЭГПА является не диагностирование СТД, а прогнозирование его технического состояния (ТС) с оценкой остаточного ресурса агрегата, позволяющие предотвратить внезапные нештатные режимы и перейти от плановых процедур ТОиР к обслуживанию по фактическому состоянию оборудования [97].

Управление прогнозом ТС агрегатов ЭГПА целесообразно построить на принципах, изложенных в [34,45,57,83]. Информация о параметрах состояния в режиме «on-line» предоставляется интеллектуальными датчиками для ВСМП ЭГПА. При принятии системой решения о прогнозируемом отказе, ВСМП вырабатывает управляющий сигнал для защиты от аварийных режимов, включая запрет работы САУ без прерывания, а также алгоритм ухода от катастрофических и лавиноопасных последствий отказа с уменьшением длительности ожидаемых процедур ТОиР с минимальными технико-экономическими ущербами.

В настоящее время в практике прогнозирования ТС используется несколько оригинальных методов построения ВСМП ответственными агрегатами, классификация которых представлена ниже. Все они базируются на нахождении моделей динамики развития дефектов и повреждений, статистической обработке данных и определении вероятностей оценки совокупностей параметров [34,76,79].

Классификация методов прогнозирования ТС ЭГПА:

1. По структурной сложности:
 - Простые методы, неразложимые на еще более простые методы;
 - Комплексные методы состоят из взаимосвязанной совокупности нескольких простых методов.
2. По способу получения прогнозной информации:

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- Формализованные методы базируются на имеющемся информационном материале об объекте прогнозирования и предыстории его развития;

- Экспертные методы основаны на оценке мнения множества экспертов по развитию процесса, развития которого не поддаются математической формализации.

3. По степени формализации:

- Методы экстраполяции, при достоверной априорной информации о процессе, необходимая для идентификации типа его прогностической модели;

- Ассоциативные методы или нейронные сети обоснованы, когда прогнозируемый процесс является функцией только входных параметров;

- Математические методы (корреляционный анализ, временные ряды).

Вначале за фиксированный промежуток времени ВСМП ЭГПА находит вероятность $P(z=1|x)$ прогноза аварийного режима (z – переменная ТС конкретного узла СД, x – информация интеллектуальных датчиков). Поскольку условия данного заранее не определены, необходимо пользоваться оценками вида $\hat{P}(z=1|x)$, определяемые по итогам структурно-параметрического синтеза (обучения) предиктора с использованием эмпирической информации по выборкам D нейро-нечеткого алгоритма.

Принятие решения системой ВСМП о выдаче предупреждения о предполагаемой аварии определяется путем сопоставления с критическими значениями заранее найденной вероятности данного события за фиксированное время прогноза. Алгоритмы нахождения пороговых величин составляют отдельное направление поиска критериев, обеспечивающих адекватность прогнозов [21,39], например, с использованием экспертных систем.

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Эффект прогнозирования неисправностей СД ЭГПА связан, прежде всего, с оперативностью принятия решений сокращению издержек, из-за простоя агрегатов, и его целесообразно идентифицировать коэффициентом технического использования в соответствии с формулой $K = T_F / (T_F + T_R)$.

Аналогичное выражение $K = T'_F / (T'_F + T'_R)$ можно также применять в целом АСУ ЭГПА (T_F и T'_F – периоды наработки до отказа, T_R и T'_R – периоды ТОиР традиционный и с системой прогноза). В этом случае эффективность использования предлагаемой ВСМП определим параметром

$$v = \frac{1 - K'}{1 - K} = \frac{(T_R + T_F)T'_R}{(T'_R + T'_F)T_R} \quad (3.1)$$

Таким образом, он будет оценивать интенсивность вариаций среднего периода простоя агрегата при $v < 1$ при снижении традиционно положительного значения v .

Эффект внедрения ВСМП ЭГПА с прогнозом технического состояния будем однозначно определять вероятностью P_p возникновения нештатной ситуации, если обеспечивается адекватное предсказание, и вероятностью P_E введения нарушения в работу, если происходит ложное срабатывание системы в целом [34,57,83]. Тогда значение α будет соответствовать ошибке 1-го рода или вероятности ложного срабатывания, а β – ошибке 2-го рода, связанной с пропущенным сигналом при действительном наступлении отказа в системе.

Однако, даже если ВСМП не предотвратила нештатную ситуацию в агрегате, то период ТОиР значительно сокращается, составляя значение T_{RP} . Вариации его параметров можно охарактеризовать коэффициентом

$$k_P = T_{RP} / T_R \quad (3.2)$$

Период ТОиР, связанный с ложным срабатыванием обозначим T_{RE} и, аналогично (3.2), будем иметь соответствующий коэффициент

$$k_E = T_{RE} / T_R \quad (3.3)$$

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Очевидные преобразования позволяют получить универсальную формулу для количественного анализа эффективности процедуры прогноза ТС:

$$\nu = K_P + \alpha K_E (1 - P_F) / P_F + \beta (1 - K_P) \quad (3.4)$$

В выражении (3.4) обозначена P_F как начальная вероятность возникновения отказов в ЭГПА за фиксированное время. При этом, учтем, что $K_P = k_P P_P$ и $K_E = k_E P_E$.

Таким образом, в соответствии с (3.4) эффект прогнозирования ТС агрегатов увеличивается при снижении значений K_P и K_E , т.к. ν уменьшается. Если в пределе достигаются значения $P_P = 0$ и $P_E = 0$, то получаем идеальную для прогнозирования систему с $K_P = 0$ и $K_E = 0$. Это означает, что все прогнозируемые нарушения в системе блокируются, а ошибки 2-го рода не влияют на увеличение общей длительности ТОиР, причем, значения соответствующих параметров равно: $\nu = \beta$.

Эффективность ВСМП ЭГПА растет при соответствующем снижении параметров α и β , достигая предельных значений $\nu \approx K_P$ при наивысшем уровне точности прогноза ТОиР $\alpha=0, \beta=0$. На практике же, как правило, снижение одного из значений α или β приводит к росту иного. Это обусловлено характером рабочей зависимости предиктора. В этом случае целесообразно синтезировать управляющие правила для оценки наступления нештатной ситуации в соответствии с оптимизацией зависимости (3.4) в целом.

Физически формулу (3.4) можно интерпретировать как средневзвешенный синтез вероятностей отказов 1-го и 2-го рода. Поэтому эффективность процедуры прогноза можно представить функционалом среднего риска. Таким образом, аналогично логике вывода управляющего правила в соответствии с наименьшим средним риском получаем исходное правило СПР о возникающем нарушении в системе

$$\hat{z} = H(\Lambda(x) - h) \quad (3.5)$$

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

где $H(a)$ – функция Хевисайда со значением $H(a)=1$ при $a \geq 0$ и $H(a)=0$ при $a < 0$; $\Lambda(x) = f_1(x) / f_0(x)$ – отношение правдоподобия, где $f_1(x)$ и $f_0(x)$ – плотности вероятности признаков соответственно для рабочего и аварийного режима; h – порог, значение которого находится по формуле

$$h = \frac{(1 - P_F)K_E}{P_F(1 - K_P)} \quad (3.6)$$

Тогда управляющее правило (3.5) можно выразить через апостериорные вероятности отказов

$$\hat{z} = H(P(z=1|x) - h_p) \quad (3.7)$$

где h_p – порог, значение которого находится в виде

$$h_p = \frac{K_E}{1 - K_P + K_E} \quad (3.8)$$

Анализ выражений (3.7)-(3.8) показывает, что эффективность процедур прогноза технического состояния снижается, при соответствующем снижении P_F нарушений в фиксированном диапазоне времени наблюдений. Это приводит к необходимости ужесточения адекватности выполнения процедур прогноза ТС. Однако, применение наиболее эффективного управляющего правила (3.7) с учетом (3.8) не приводит к уменьшению эффекта в сравнении с системой без ВСМП агрегатов, так как аналитически получаем $\nu_L \leq 1$. Применение вероятностной функции для сложной ВСМП связан с тем, что каждый шаг алгоритма обработки данных интеллектуальных датчиков определен конкретными параметрами y_i .

Значение параметра ν_L в искомым выражениях (3.7) - (3.8) определяется сложной совокупностью измеряемых параметров непосредственно или косвенно по информации интеллектуальных датчиков. Поэтому каждый i -ый шаг тестирования влияет на управляющее решение о состоянии агрегатов и должен учитывать данные y_i функции распределения вероятностей $P(z|x, y_i)$.

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Очевидно, что в момент принятия управляющего решения о необходимости тестирования агрегата, определяющий итог его не определен. В этой связи эффективность конкретного тестирования можно оценить исходя из множества вариантов в выражении

$$\bar{v}_L(y_i, x) = \sum_{y_i \in Y_i} P(y_i | x) v_L(y_i, x) \quad (3.9)$$

Тестирование агрегата, безусловно, всегда дает возможность иметь дополнительные данные о текущем состоянии агрегата и поэтому обеспечивает минимизацию значений $\bar{v}_L(y_i, x)$ к исходным $v_L(x)$, получаемым по данным интеллектуальных датчиков. Сравнив соотношения снижения затрат на ТОиР и себестоимость тестирования агрегата на базе ВСМП получаем ценность предлагаемой процедуры прогнозирования.

Алгоритм СПР для ТОиР условно показан на рис. 3.1, где имеется три вершины в соответствии с расширением байесовской сети [39,53]

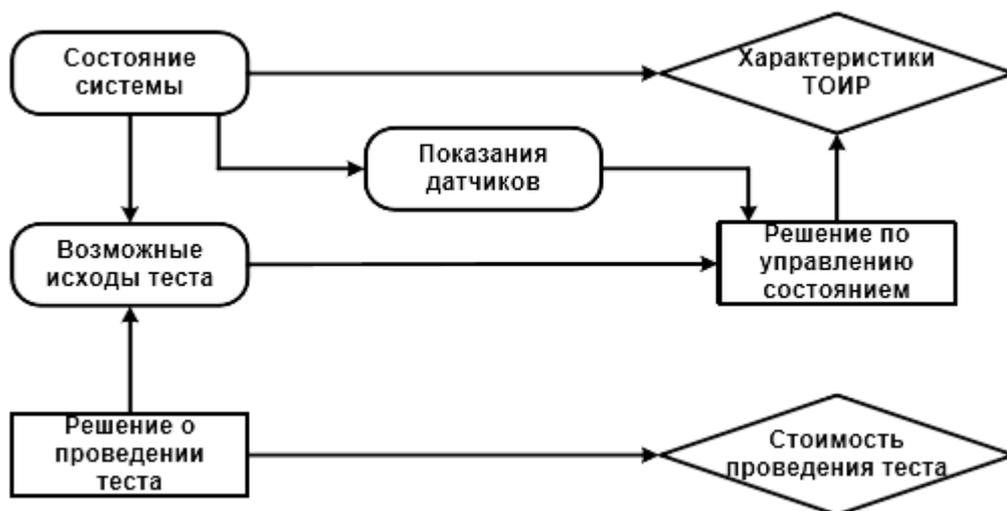


Рисунок 3.1. – Сеть принятия решений диагностической экспертной системы.

Формально на рис. 3.1 приведена байесовская сеть для элементарной процедуры тестирования. Овальными блоками в данной блок-схеме представлены вершины процедуры жребия для анализа стохастических данных. Ромбовидными блоками показаны вершины СПР с параметрами матриц потерь, основанных на критерии минимума среднего риска (3.7).

Перспективы процедур прогнозирования отказов и параметры выражения (3.4) определяются структурой ТОиР и значениями факторов K_p и K_E .

В качестве примера возможной реализации представленного подхода на объектах газотранспортных систем рассмотрим ВСМП высоковольтного приводного электродвигателя ЭГПА, информация о состоянии, которой регистрируется интеллектуальными датчиками [34,79].

В случае, когда ВСМП выносит решение, что система в целом исправна, то действия по управлению техническим состоянием ЭГПА не предпринимаются и функционирование системы продолжается в штатном режиме. В предаварийном ТС для предотвращения перехода ЭГПА в неработоспособное состояние выполняется автоматическая разгрузка газоперекачивающего агрегата, отключение СД от сети с последующим восстановлением исправного состояния. При наличии существенной неопределенности относительно ТС может быть вынесено решение о проведении дополнительного тестирования, результаты которого позволяют существенно повысить достоверность определения его технического состояния.

Алгоритмы нечеткой логики рационально использовать для работы в режиме реального времени. Это обусловлено ее отличием от булевой логики – она является многоуровневой с языковым синтаксисом. В качестве первичных источников информации для системы, основанной на алгоритмах нечеткой логики, могут служить интеллектуальные датчики, на базе вибро- и термопреобразователей (рис.3.2(а)). А обработка полученной информации выполняется на нечетких контроллерах.

					<i>Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62



Рисунок 3.2.(а) – Вибропреобразователь ДН-4-М1

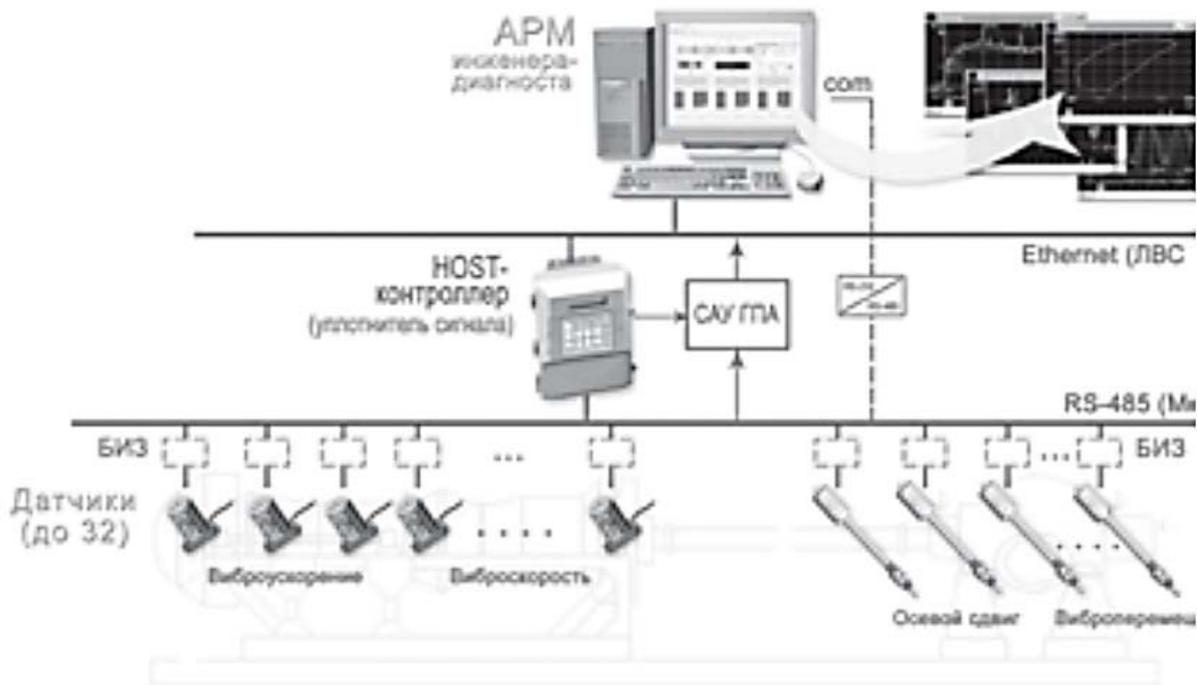


Рисунок 3.2.(б) – Система виброконтроля на базе интеллектуальных датчиков.

Для составления алгоритма мониторинга используется предварительная фаззификация (введение нечеткости) текущих переменных и скорость их динамики. Далее по лингвистическим величинам текущих

значений параметров и скорости изменения этих значений вычисляется прогнозируемое значение каждого фактора.

3.3.2 Методология нейронных сетей технического состояния ЭГПА

В настоящее время существует хорошо апробированный в некоторых технических системах математический аппарат автоматизированной настройки параметров диагностических алгоритмов на основе применения искусственных нейронных сетей (ИНС), объединенных в систему принятия решений (СПР) по идентификации различных дефектов [34,45,89,95,96]

Особенностью ИНС (по классификации методов прогнозирования ТС ЭГПА) является то, что она обладает характеристиками, позволяющими автономно решать проблемы классификации переменных объекта и их форм, а также самообучения алгоритмам прогнозирования, исходя из опыта отказов. ИНС позволяет разработать непараметрическую модель, которая может воспроизвести любое исправное/неисправное ТС ЭГПА и аппроксимировать свою идентификацию.

Такая модель способна запоминать примеры событий, распределяя на их основании веса соединений структуры, вплоть до устранения нейронов или соединений, которые не влияют на запоминание этих примеров.

Архитектура ВСМП ТС СД на ИНС представляет собой 2 подсистемы:

- Подсистему приема и обработки информации, которая соответствует ВСМП работы СТД-12500-2 ЭГПА с приемом данных по ТС СД и их последующую обработку (распределение данных и оценку переменных);
- Подсистему интерпретации полученной информации о техническом состоянии с использованием алгоритмов ИНС с распознаванием неисправностей и рекомендациями по реализации дальнейших ее действий (рис. 3.3).

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

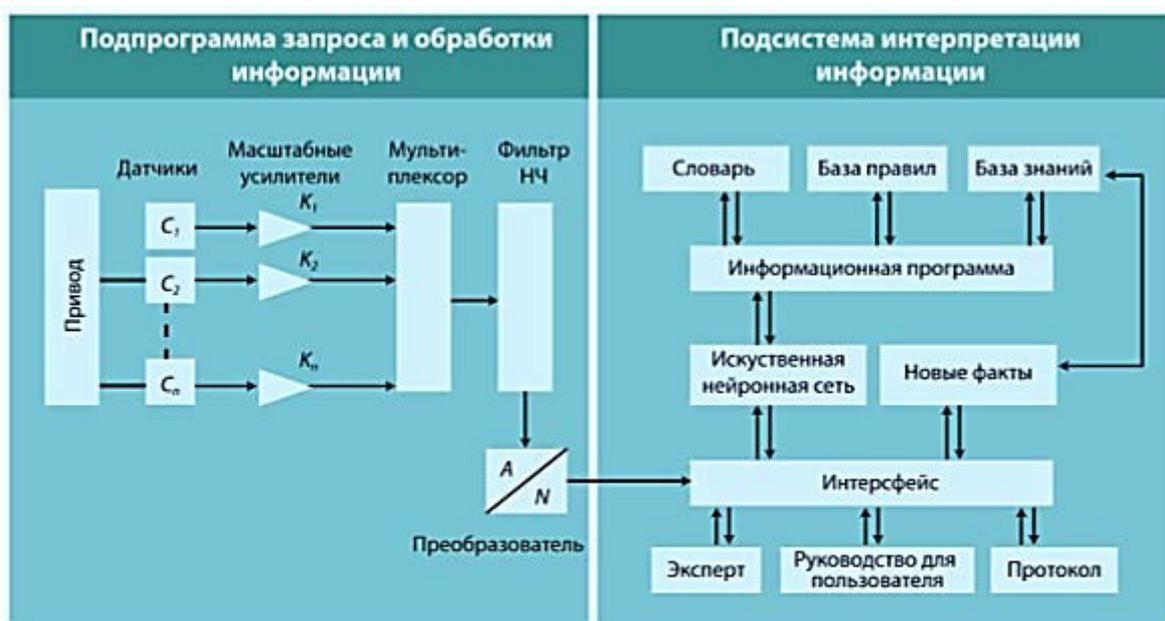


Рисунок. 3.3. – Архитектура автоматизированной ИНС СД ЭГПА.

Порядок построения ИНС ПВСД. Применение при прогнозировании ТС ЭГПА большого числа контролируемых переменных ПВСД (напряжений, токов, ЧР и температуры обмоток статора) позволяет увеличить достоверность процедуры мониторинга и сделать ее более эффективной. Для реализации модуля ИНС в начале определяют его размеры, т.е. число ее входов и выходов.

Затем архитектура сети формируется исходя из алгоритма обучения и минимизации среднеквадратической ошибки результатов мониторинга и перспектив прогнозирования ТС СД с определением остаточного ресурса.

Прежде, чем встраивать блок ИНС (рис. 3.3) в подсистему интерпретации информации в структуре ВСМП, необходимо изучить функционирование трех ИНС с входами различной архитектуры. При этом входы данных трех ИНС не одного и того же размера, а, следовательно, и их структуры, выбранные после фазы обучения, будут отличаться и иметь разное число внутренних слоев и число нейронов в этих слоях. В результате выбора наиболее целесообразной сети ВСМП ТС СД на основе объемного параметрического исследования трех ИНС необходимо принять следующие 4 решения.

1. *Окончательный выбор диагностируемых переменных.* Наиболее информативными входными переменными, характеризующими ТС изоляции обмотки статора СТД-12500-2, являются температура меди, интенсивность ЧР и уровень перенапряжений питающей сети. Это обусловлено тем, что, как показали экспериментальные исследования в натурных условиях различных КС, именно эти параметры могут адекватно оценить ТС и заранее спрогнозировать наступление нештатных режимов. К тому же эти переменные доступны прямому измерению штатными техническими средствами и непосредственному их представлению в нейронной базе знаний (НБЗ).

2. *Конструкция НБЗ.* Для создания на основе ИНС модели, описывающей исправное и неисправное состояние статорной обмотки СД ЭГПА, необходимо создать такую оптимальную конструкцию НБЗ, в которой содержалась бы достаточная информация о возможных дефектах, возникающих в различных режимах работы ЭГПА-12,5. Для этого на основе анализа существующей статистики неисправностей (и симуляции возможных нарушений) машины СТД-12500-2 все они группируются в 12 видов (включая исправные состояния), и по каждому состоянию оцениваются текущие изменения трех выбранных ранее входных переменных в течение всего периода измерений. В итоге НБЗ каждой переменной составила 3000 различных значений (векторов), характеризующих возможные режимы работы электродвигателя. Это значение, соответствующее количеству замеров и результатов поставленных экспериментов, необходимо ввести в конструкцию ИНС (табл. 3.3).

Таблица 3.3. – Конструкция НБЗ на основе ИНС

Тип неисправности обмотки статора	Символ	Код ИНС
Перегрев в пазовой части рачотки		000 000 000 001
Перегрев в лобовой части обмотки		000 000 000 010
Перегрев на выводах		000 000 000 100
Перегрев при запуске агрегата		000 000 001 000
Перенапряжения выхода из синхронизма		000 000 010 000
Перенапряжения при дребезге контактов		000 000 100 000

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Перенапряжения при ОЗЗ		000 001 000 000
Перенапряжения при МКЗ		000 010 000 000
Расцентровка валов		000 100 000 000
Дефект изоляции в пазовой части		001 000 000 000
Дефект изоляции в лобовой части		010 000 000 000
Отсутствие признаков дефектов изоляции	QN	100 000 000 000

3. *Создание блока ИНС.* Определившиеся нейронные сети являются многоуровневыми с оптимальным алгоритмом своего обучения. Для встраивания блока ИНС в ВСМП СД предлагается исследовать 3 нейронные сети. После фазы их тестирования и сравнения между собой можно выбирать наиболее подходящую для решения всего комплекса задач прогнозирования ИНС. При этом этапы конструирования и пригодности нейронных сетей разделяются на три фазы (рис. 3.4). Первая связана с выбором входов и конструкцией НБЗ исходя из файлов, полученных при анализе всех упомянутых трех параметров мониторинга. Вторая связана с выбором выходов сетей (для каждой отдельно) и их кодов, а третья – с выбором архитектуры сетей.

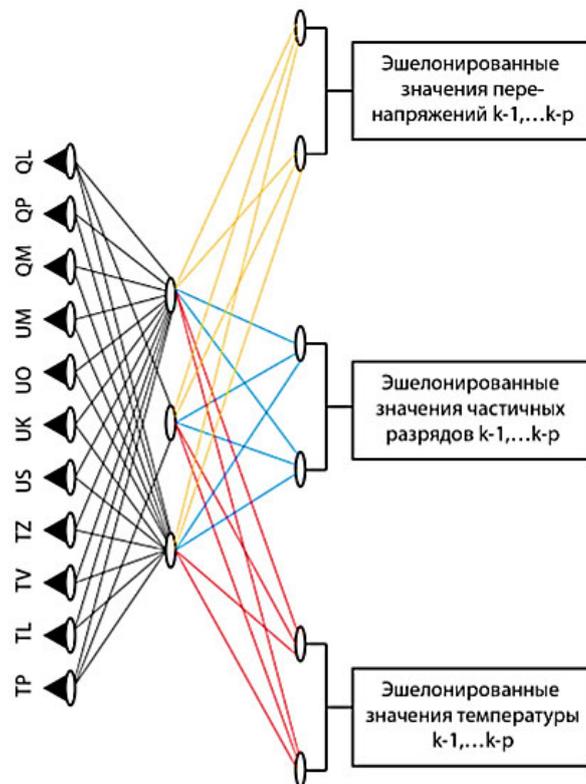


Рисунок 3.4. – Структура третьей ИНС

4. *Определение тестов селекционированных сетей.* При числе используемых входов блока ИНС, равном десять (на рис.3.4 $p = 10$) для каждой контролируемой переменной в табл. 3.4 приведены полученные результаты тестирования по [34,45,93].

Таблица 3.4. – Результаты тестирования трех ИНС

№ ИНС	Число нейронов			
	Входной слой	Внутренний слой	Выходной слой	Среднеквадратичная ошибка
1	10	13	11	$3,24221 e^{-15}$
2	20	8	11	$3,71314 e^{-16}$
3	30	6	11	$3,26580 e^{-17}$

Для трех сетей этап селекционирования выполняется после того, как вторая сеть завершает свое тестирование после 148 презентаций каждого примера. При этом тестирование выполняется в 2 этапа: на первом сеть делает 100 повторяющихся исследований для каждого примера неисправного состояния, на втором – они вновь вводятся в программу тестирования, которая прекращается после 48 итераций со среднеквадратичной ошибкой результатов тестирования, равной $3,7 e^{-16}$ (рис. 3.5).

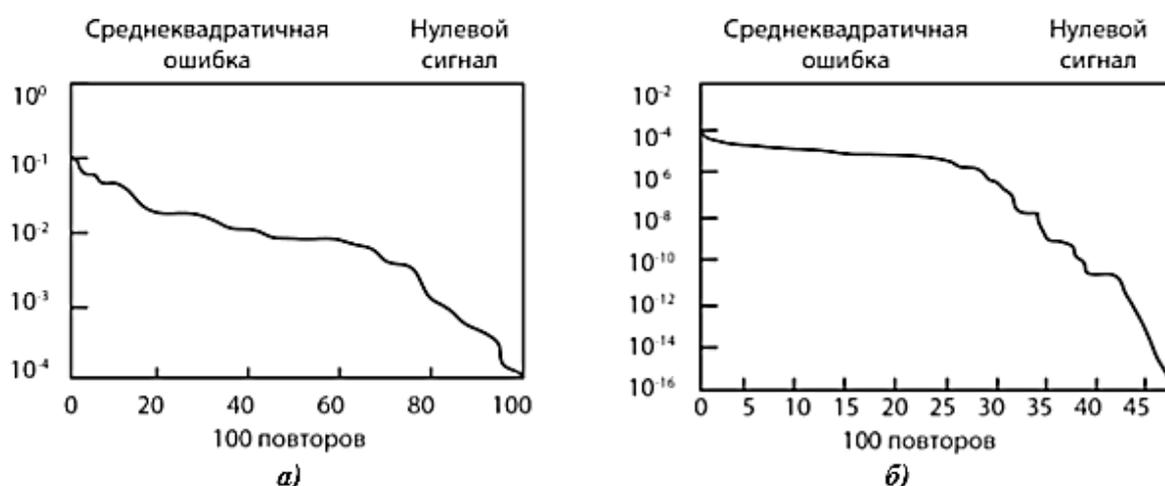


Рисунок 3.5 – Эволюция среднеквадратичной ошибки для ИНС

Тесты сетей нейронов. После построения трех сетей нейронов и достижения желаемых точностных показателей при их обучении важнейшим

этапом становится их комплексное сопоставление между собой. При этом сравнение производится путем тестирования входов и выходов каждой ИНС. Эта процедура связана с фазой обучения и определением базы тестов, с помощью которых приступают к тестированию способности ИНС распознавать “скрытые” дефекты, ранее не рассматриваемые при оценке работоспособности ЭГПА, и оценки способность ИНС к обобщению результатов.

Так ВСМП технического состояния СД типа СТД-12500-2 предусматривал выбор из трех ИНС (рис. 3.4) наилучшей сети путем тестирования их для ранее приведенных дефектов (табл. 3.3). Он позволил идентифицировать их с большой точностью, что подтверждается значениями среднеквадратичных ошибок результатов диагностирования, близких к нулю (табл. 3.4). При тестировании третьей сети для дефектов СТД-125000-2, которые были изучены на фазе обучения сети, результаты ее моделирования для неисправностей, связанных с перегревом в пазовой части расточки, представлены в табл. 3.5

Таблица 3.5. – Результаты тестирования третьей ИНС.

Выходы ИНС	Нагрузка, % номинала					
	90%	80%	60%	40%	20%	10%
1	1,0000	1,0000	1,0000	0,8570	1,0000	0,9605
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0005
3	0,0000	0,0000	0,0002	0,0000	0,0000	0,0034
4	0,0049	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0057	0,0000	0,0000
8	0,2310	0,0000	0,0067	0,0000	0,0000	0,0000
9	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Здесь представлены выходы третьей сети при различных относительных нагрузках механической характеристики электродвигателя. Первая строчка табл. 3.5 соответствует дефекту, рассмотренному в данной тестовой фазе, т.е. при перегреве изоляции статорной обмотки СТД-12500-2 в

ее средней части расточки. Данный дефект был распознан почти на 100 % для большинства режимов работы ЭГПА. Для других режимов работы результаты тестирования входных переменных ИНС заметно не отличаются. Так, например, минимальное значение результатов тестирования, соответствующих рассматриваемому дефекту равнялось 0,857, что близко проявлению того же дефекта в режиме 40 % номинальной нагрузки СД.

Согласно анализу результатов, полученных на фазе теста всех трех ИНС, выявлено, что третья сеть нейронов (см. табл. 3.4 и табл. 3.5) наиболее производительна и, следовательно, именно она целесообразна для применения в ВСМП ЭГПА. Что же касается выходов третьей сети, которые близки к желаемому значению, они должны быть приближены к “0” или к “1”, чтобы обеспечить достоверность идентификации неисправности в изоляции статора ПВСД с указанием первопричины и места его появления. При этом обоснование объективных рекомендаций для устранения подобных неисправностей является главным результатом работы ВСМП на базе ИНС.

					Система мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

4. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ В РАМКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. Пути повышения системной энергоэффективности ЭГПА МГ

Оптимальным по экономическим критериям считается такой режим МГ, при котором удельные затраты энергоресурсов на транспорт 1 кубометр газа были бы минимальны с учетом длительной работы оборудования и бесперебойного обеспечения газом потребителей. Вместе с тем, локальные затраты энергоресурсов на 1 кВт·час политропной работы сжатия ЭГПА не всегда являются объективным критерием энергоэффективности режимов работы КС и МГ. В некоторых случаях можно транспортировать газ с высоким КПД ЭГПА, имея при этом низкую энергоемкость на 1 кВт·час политропной работы сжатия, но при этом чрезмерно компримировать газ, получая слишком высокое давление и температуру в трубопроводах.

В этом случае природный газ придет к потребителям с более высоким давлением, что приведет к росту потерь при снижении давления на ГРС. Дополнительные потери при дросселировании многократно перекрывают выигрыш от увеличения энергоэффективности локальных ЭГПА на линейных КС.

Решить эти проблемы могли бы современные турбодетандерные установки, преобразующие энергию снижения давления газа в электроэнергию и покрывающие все потребности ГРС на собственные нужды. Но сложности их внедрения и, тем более, системной координации их работы с основными агрегатами КС МГ пока не позволяют обеспечить компенсацию от существующих потерь энергии при повышении давления в

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Важенин Р.А.</i>				<i>Оптимизация энергопотребления электроприводными КС</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>						71	126
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

газопроводах. Кроме того, режим с максимальным давлением значительно увеличивает вероятность возникновения утечек газа и аварийных ситуаций, снижая ресурс, надежность МГ и увеличивая потери газа на линейных участках [9,92].

Таким образом, оптимизация работы локальных ЭГПА на линейных КС (рис.4.1), по критериям энергоэффективности сегодня не обеспечивает системной оптимальности режима перекачки природного газа по МГ. Для выработки комплексного решения по выбору оптимальных параметров давления и температуры транспортируемого газа с учетом требований энергосбережения и снижения энергоемкости существующих КС МГ, повышения безаварийности и надежности ГТС необходим системный анализ взаимодействия агрегатов нескольких КС [44,53,90].

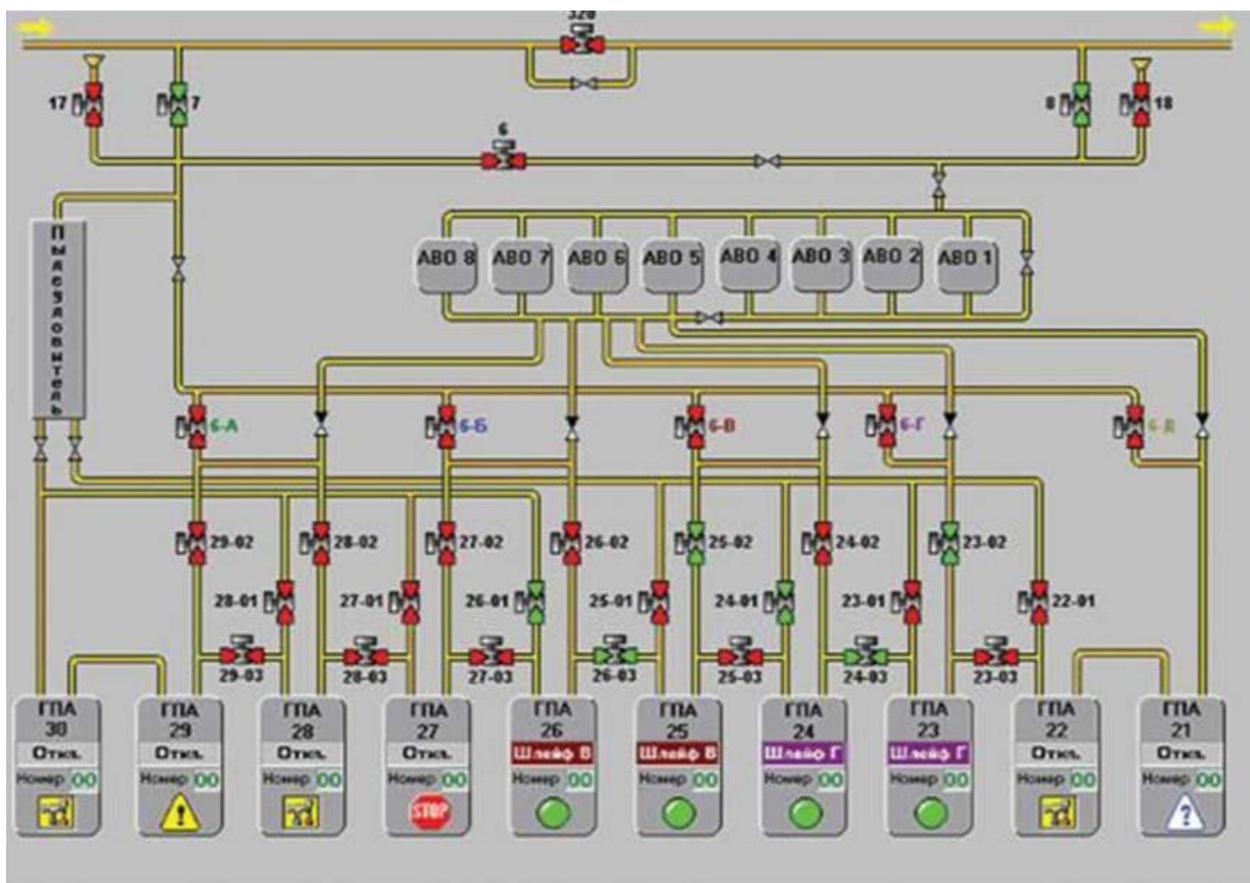


Рисунок 4.1. – Функциональная схема агрегатов КС.

Так, экспериментальные исследования, проведенные на КС «Сеченовская» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» МГ «Ямбург–

Елец 2» по ЭГПА-2 показали [2], что кратность диапазона реального изменения параметров перекачки газа, может достигать 5-6. При этом анализ фактической работы КС выявил неэкономичные режимы работы технологического оборудования, обусловленные объективными и субъективными факторами.

Главная причина такого положения заключается в том, что на практике в процессе эксплуатации МГ температура и давление природного газа на выходе КС выбираются диспетчерами без достаточного технико-экономического обоснования на основе имеющегося у них опыта и интуиции. Кроме того, нередко диспетчеры не могут выставить требуемые параметры транспорта газа из-за отсутствия технической возможности их регулирования.

Это возникает, например, из-за ограниченной мощности АВО газа в период летнего максимума температур воздуха, отсутствия средств регулирования скорости нагнетателей или существенного различия характеристик параллельно работающих компрессорных агрегатов.

Всесторонний анализ приведенных выше данных и аналогичных результатов по другим МГ, КС и отдельным ЛПУ показал необходимость комплексного использования методов системного анализа, математического моделирования и оптимизационного поиска решения системного решения вопроса управления в технологиях сжатия, охлаждения и транспорта газа.

В соответствии с патентом на изобретение [67] существуют реальные возможности реализации нового способа оптимального согласования режимов работы КС нескольких участков МГ. При этом формирование давления и температуры потока сжатого газа по всей трассе газопровода с помощью ВВ ПЧ ЭГПА и ЧРП вентиляторов АВО газа, установленных на всех КС вначале каждого ЛПУ МГ, позволяет автоматически в зависимости от текущих значений давления и температуры газа в МГ минимизировать энергозатраты на транспорт газа. Использование предлагаемого способа оптимального магистрального транспорта газа [67] обеспечивает

					Оптимизация энергопотребления электроприводными КС	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

автоматическую стабилизацию давления и температуры газа на выходе КС, поэтому он оптимизирован по энергоэффективности, но, кроме того, в результате повышается и эксплуатационная надежность оборудования и трубопроводов.

Термодинамическая эффективность процессов сжатия и охлаждения газа всецело зависит от выбора параметров его давления и температуры на выходе каждой ступени ЭГПА и в каждой последовательно расположенной КС (рис. 4.1). Очевидно, что для любого ЭГПА, работающего на одну и ту же магистральную нитку, выбор оптимальных термодинамических параметров имеет свою специфику. Поэтому структурно-параметрическая оптимизация параметров газа достигается реализацией следующих мероприятий:

1. Статистическая обработка данных КС по параметрам транспорта газа и энергоемкости используемых технологических установок.
2. Комплексные измерения фактических энергетических характеристик на экспериментальных ЭГПА с различными ЦБН газа.
3. Системные измерения фактических энергетических характеристик АВО газа с различными типами теплообменников.
4. Анализ обследованных ЛПУ МГ для оптимизации их эксплуатационных характеристик во всех возможных режимах работы МГ.
5. Формализация работы локальных участков МГ с КС и адаптация отдельных элементов системы компримирования, охлаждения и перекачки газа.
6. Структурно-параметрический синтез и декомпозиция агрегатов участка МГ, группы ЭГПА, АВО газа в единую оптимизационную модель теплоэнергетической системы МГ.
7. Разработка алгоритмического и ПО для компьютерного исследования функционирования КС и ЛПУ МГ и оптимизации параметров газа.

					Оптимизация энергопотребления электроприводными КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

8. Исследование энергетической эффективности перспективных технологий регулирования режимов КС и рационального выбора средств. Рассмотрим оптимизацию работы АВО и ЛПУ МГ.

4.2. Оптимизация параметров ЭГПА совместно с АВО газа

4.2.1. Методологический подход

В соответствии со способом оптимального управления агрегатами ЛПУ МГ его реализация для АВО газа представлена техническими средствами, показанными на рис. 4.2, и запатентована в [80].

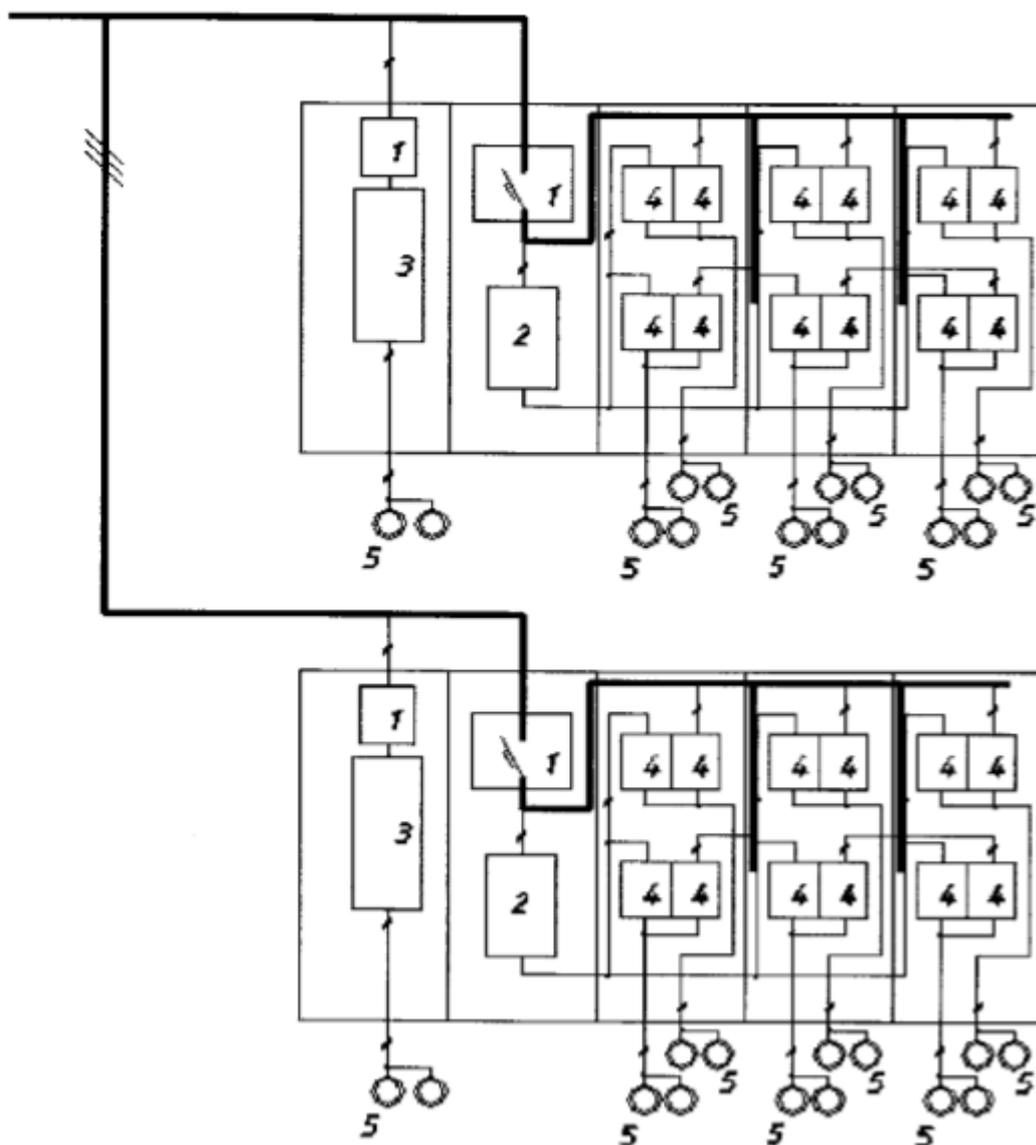


Рисунок 4.2. – Структурная схема системы оптимального управления группой АВО на КС.

Объектом управления являются секции теплообменных аппаратов, где охлаждение газа производится воздухом, который нагнетает вентилятор посредством электроприводов. Система управления АВО содержит блоки: автоматические выключатели 1; устройства плавного пуска электродвигателей 2; преобразователи частоты 3, коммутационные механизмы 4; электродвигатели с короткозамкнутым ротором 5 вентиляторов АВО газа. Входы одной пары электродвигателей 5 вентиляторов в каждой группе АВО подключены к выходам ПЧ 3, который, в свою очередь, подключен к сети через автоматический выключатель 1, входы остальных электродвигателей группы АВО подключены к выходам соответствующих коммутационных механизмов 4, которые, в свою очередь, подключены к сети через автоматический выключатель 1, вход устройства плавного пуска 2 электродвигателей подключен к сети через выключатель 1, а выход к входам коммутационных механизмов 4.

В зависимости от требуемой температуры охлаждаемого газа, фиксируемой датчиком, устройство 2 плавного пуска электродвигателей 5 вентиляторов АВО осуществляет поочередный плавный запуск электроприводов с помощью коммутационных механизмов 4 и электродвигатели создают необходимый воздушный поток охлаждающего воздуха. ПЧ 3 с подключенными к ним парами электродвигателей обеспечивают работу системы в поддиапазонах регулирования температуры охлаждаемой среды (газа). В результате температура газа устанавливается и стабилизируется на требуемом уровне.

Таким образом, комбинированная система каскадно-группового управления реализует плавное регулирование одним ЧРП в каждой группе и поочередный пуск и торможение остальных в соответствии с требуемой температурой газа на выходе. Технический эффект состоит в автоматизации контроля за процессом охлаждения газа, стабилизации его температуры на требуемом уровне, а также возможности работы ЧРП в диапазоне 2:1, что

					<i>Оптимизация энергопотребления электроприводными КС</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

приводит к строгому соблюдению условий технологического процесса и позволяет повысить производительность и надежность работы системы.

Для контроля изменения всех стохастических возмущений для АВО газа разработана и запатентована схема инвариантного управления ЧРП вентиляторов (рис. 4.3) [47].

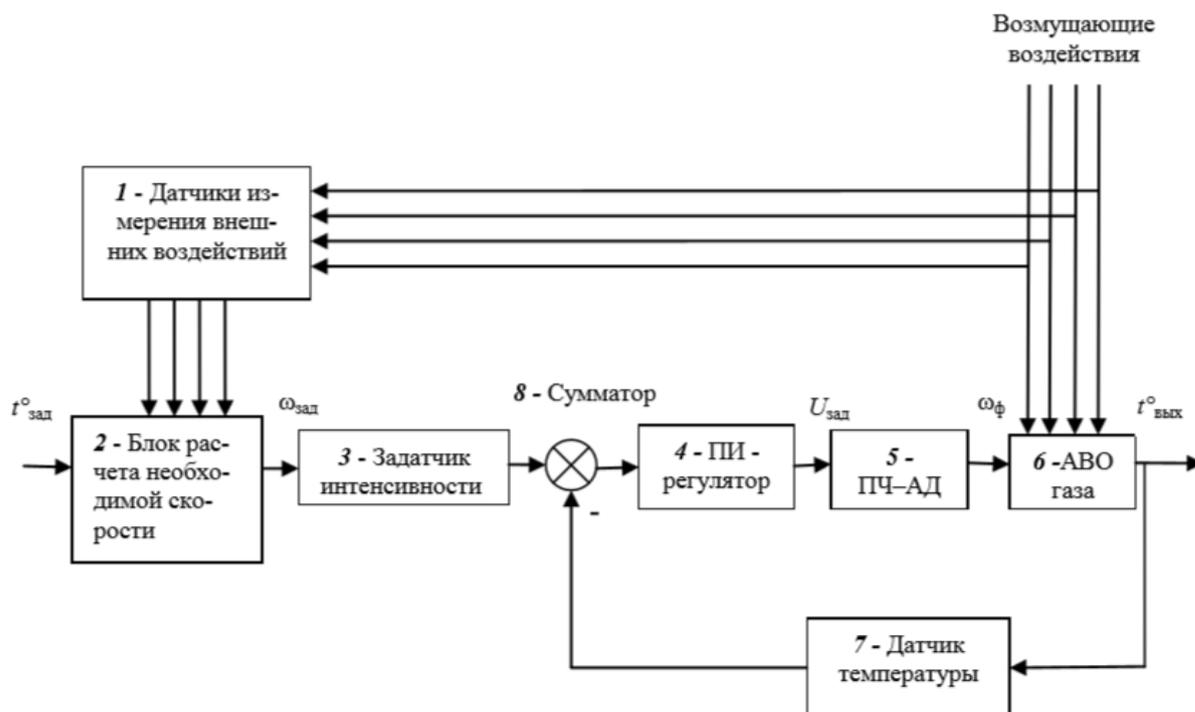


Рисунок 4.3. – Система инвариантного управления электроприводом вентиляторов АВО газа.

Выходы датчиков 1 внешних воздействий соединены с входами блока 2 расчета необходимой скорости вращения вентилятора, его выход через задатчик интенсивности 3 - с первым входом сумматора 8, второй вход которого соединен с выходом датчика 7 температуры, вход которого соединен с выходом аппарата 6 воздушного охлаждения, вход которого соединен с выходом электропривода 5 вентилятора, который, в свою очередь, соединен с выходом сумматора 8 через ПИ-регулятор 4 скорости вращения вентилятора.

На вход блока 2 расчета скорости вращения вентилятора поступают сигналы о величине возмущений с датчиков 1 измерения внешних воздействий и сигнал задания температуры $t^{\circ}_{зад}$. Сигнал с выхода блока 2

расчета необходимой скорости вращения вентилятора через задатчик интенсивности 3 поступает на сумматор 8, где корректируется сигналом с датчика 7 температуры. Сигнал с ПИ-регулятора 4 $U_{\text{зад}}$ пропорционален требуемой скорости двигателя 5 и вентилятор создает нужный поток воздуха с температурой газа в теплообменном аппарате 6 на уровне выходной $t^{\circ}_{\text{вых}}$.

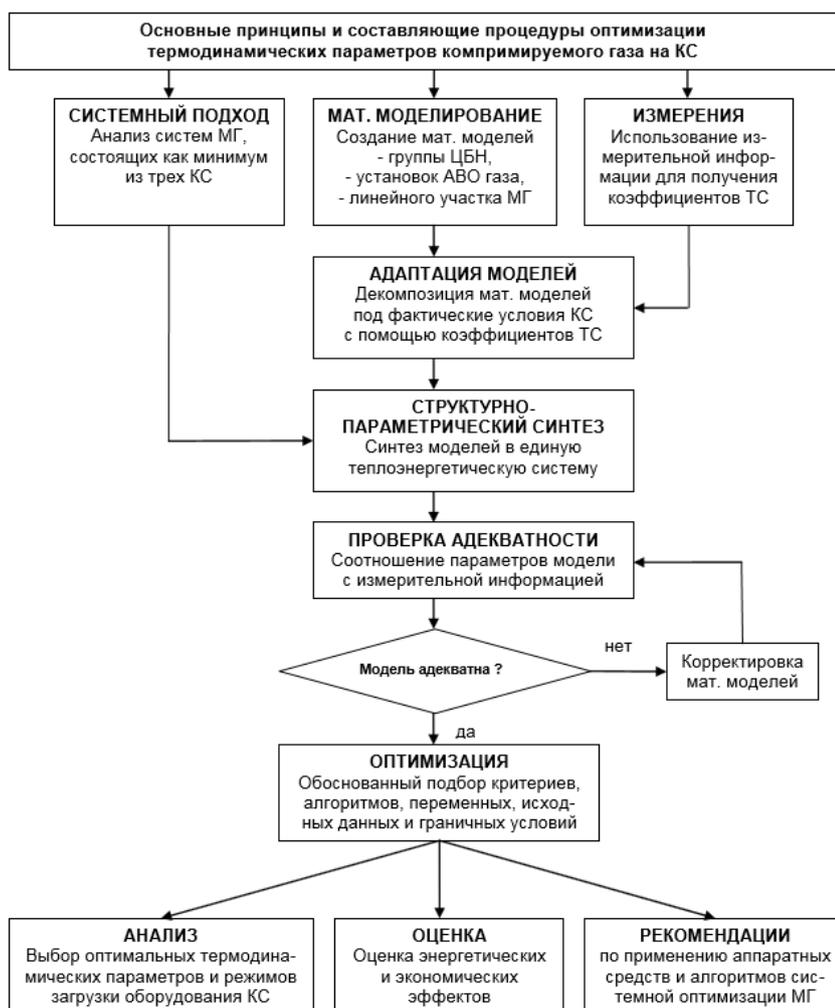


Рисунок 4.4. – Блок-схема процедурного алгоритма выбора оптимальных параметров энергопотребления МГ с учетом взаимодействия агрегатов КС.

4.2.2. Математические модели процессов в АВО газа

Формализация физических процессов в АВО газа основана на теоретической зависимости естественной и вынужденной конвекции в трубчатых теплообменных аппаратах [2,46,48,90].

Поскольку в каждом АВО установлено по два вентилятора, то при рассмотрении секции необходимо площадь установки делить на 2. В результате получаем зависимость температуры газа АВО при дискретном регулировании количеством работающих вентиляторов:

$$t_{\text{вых}}^{АВО} = \frac{n_{\text{ex}}^{2\text{вен}} \cdot t_2^{2\text{вен}} + n_{\text{ex}}^{1\text{вен}} \cdot t_2^{1\text{вен}} + n_{\text{ex}}^{0\text{вен}} \cdot t_2^{0\text{вен}}}{n_{\text{ex}}^{2\text{вен}} + n_{\text{ex}}^{1\text{вен}} + n_{\text{ex}}^{0\text{вен}}}, \quad (4.1)$$

где $t_2^{2\text{вен}}$, $t_2^{1\text{вен}}$ – температура газа при вращении соответственно 2 или 1 вентилятора, $t_2^{0\text{вен}}$ – то же, если вентилятор не работает, $n_{\text{ex}}^{2\text{вен}}$, $n_{\text{ex}}^{1\text{вен}}$, $n_{\text{ex}}^{0\text{вен}}$ – число секций аппаратов, где количество вентиляторов аналогично.

Выходное значение давления природного газа составляет:

$$p_{\text{вых}}^{АВО} = p_{\text{ex}}^{АВО} - \Delta p, \quad (4.2)$$

где Δp – падение давления в АВО, состоящее из сопротивления трения, местных сопротивлений и сопротивления на ускорение потока, связанное с изменением плотности среды от входа к выходу.

Потребляемая приводом вентилятора мощность на АВО составляет:

$$N_{\text{вых}} = \frac{V_{\text{воз}}^{\phi} \cdot \Delta p_{\text{ст}}}{\eta_{\text{вен}} \eta_{\text{эд}} \eta_{\text{р}}}, \quad (4.3)$$

где $V_{\text{воз}}^{\phi}$ – производительность вентилятора, $\Delta p_{\text{ст}}$ – разность давлений воздуха на входе/выходе, $\eta_{\text{вен}}$, $\eta_{\text{эд}}$, $\eta_{\text{р}}$ – соответственно КПД вентилятора, электродвигателя и редуктора.

Теплоотдача аппарата воздушного охлаждения газа по воздуху с вентилятором определяется с учетом специфики поверхности по следующей формуле:

$$Nu_g = 0,233 Re_g^{0,65} \cdot \left(\frac{d_{\text{тр}}}{u_p} \right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{h_p}{u_p} \right)^{-0,14}, \quad (4.4)$$

где $d_{\text{тр}}$ – диаметр трубок, u_p , h_p – соответственно шаг и высота ребер.

Для анализа теплоотдачи от перекачиваемого газа к стенкам трубок АВО используется традиционное критериальное уравнение для турбулентного течения газа в трубе, которое адаптировано для реальных

					Оптимизация энергопотребления электроприводными КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

процессов. Объем прокачиваемого воздуха корректируется специальным параметром утечек K_R в вентиляторе [90]:

$$V_{\text{воз}}^{\phi} = \frac{\pi}{4} (d_0^2 - d_{\text{ст}}^2) \cdot v_{\text{в.ср}} \cdot K_R, \quad (4.5)$$

где d_0 , $d_{\text{ст}}$ – диаметры обечайки и ступицы, $v_{\text{в.ср}}$ – средняя скорость воздуха в сечении входного конфузора АВО.

Количество тепла, отведенного от компримированного газа Q_2 определяется выражением:

$$Q_2 = \frac{k \cdot \theta \cdot F}{2} \cdot K_S, \quad (4.6)$$

где θ – температурный напор (логарифмический), F – общая наружная площадь АВО с 2 агрегатами, K_S – параметр учета реальных загрязнений трубок, k – параметр теплопередачи, определяемый выражением:

$$k = \left(\frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{d_{\text{мп}} - d_{\text{вн}}}{2\lambda_{\text{ст}}} \cdot \frac{\varphi \cdot d_{\text{мп}}}{d_{\text{вн}}} - \frac{1}{\alpha_{\text{г}}} \cdot \frac{\varphi \cdot d_{\text{мп}}}{d_{\text{вн}}} \right) \cdot K_Z, \quad (4.7)$$

где $d_{\text{тр}}$, $d_{\text{вн}}$ – диаметры трубок соответственно у основания и внутренний, $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{г}}$ – параметры теплоотдачи соответственно по воздуху и по газу, $\lambda_{\text{ст}}$ – теплопроводность стенок, φ – коэффициент оребрения, K_Z – поправочный коэффициент, учитывающий внутреннее загрязнение.

Теплотехнические исследования показали [90], что все перечисленные выше поправочные коэффициенты принимают следующие значения:

$$K_R = 1,0 \div 0,6;$$

$$K_S = 1,0 \div 0,55;$$

$$K_Z = 1,0 \div 0,85.$$

Главными стохастическими возмущениями АВО газа, расположенных на открытой местности, являются: метеорологические факторы (температура, влажность окружающего воздуха) и технологические - текущие изменения газоподачи, температуры газа на входе АВО, давление газа после компримирования и др.

					Оптимизация энергопотребления электроприводными КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Анализ статистических данных на КС, расположенных в районах Крайнего Севера и центральной России, показывает, что наибольшее влияние на процесс охлаждения газа в АВО оказывают 4 параметра: перепад температур газа в диапазоне $\Delta t = 2 \div 15$ °С; температура окружающего воздуха $\theta = \pm 40$ °С; его влажность $\beta = 20 \div 100\%$ и газоподача $Q = 30 \div 50$ млн.нм³/сут.

ЧРП вентилятора АВО газа является единственным каналом воздействия на охлаждающую способность газа, закачиваемого в трубу после КС. Так как скорость вращения вентилятора ω задается в условиях одновременного случайного изменения всех параметров, для получения стабильной и соответствующей регламенту температуры газа необходимо [36,52]:

- получить и обработать достоверную информацию с соответствующих датчиков в цикле с дискретностью порядка минуты;
- вычислить заданную скорость вращения вентилятора АВО газа по аналитическим регрессионным алгоритмам вида:

$$\omega_3 = f(\Delta t, \theta, \beta, Q); \quad (4.8)$$

- скорректировать ω_3 с учетом стабилизирующего действия обратной связи по выходной координате, т.е. температуре охлажденного газа, которая составляет в среднем в зависимости от сезона $t_2 = 30 \div 35$ °С.

Для реализации первых двух задач обработаны экспериментальные данные $\omega = f(\theta)$ и $\omega = f(\beta)$ работы АВО газа типа 2АВГ-75с, включающие 14 секций с вентиляторами ГАЦ-50-4-М3 (диаметр колеса 2,8 м) и электродвигателями ВАСО16-14-24 (мощностью $P_{ном} = 37$ кВт, $\omega = 250$ об/мин). Очевидный нелинейный и стохастический характер данных зависимостей и аналогичный вид остальных – $\omega = f(\Delta t)$; $\omega = f(Q)$ и т.п. – предполагает применение аппарата регрессионного анализа для расчета алгоритмов управления ЧРП.

В результате обработки исходных массивов численных данных АВО газа с ЧРП, работающих на вентилятор, с использованием программных средств Mathcad, получены следующие искомые управляющие функции:

- для заданной скорости по линеаризованной 2-факторной модели

$$\omega_2 = 3.8 \cdot \theta + 0.38 \cdot \beta + 30.99; \quad (4.9)$$

- для заданной скорости по линеаризованной 4-факторной модели

$$\omega_4 = 12.21 \cdot \Delta t + 9.20 \cdot \theta + 0.22 \cdot \beta - 0.22 \cdot Q + 9.6; \quad (4.10)$$

Таким образом, полученные математические модели функционирования АВО газа, как главного канала управления параметром температуры перекачиваемого газа, отражают характер технологических процессов в МГ и могут быть использованы при комплексной оптимизации по энергопотреблению магистрального плеча ЛПУ с электроприводными КС.

4.3. Исследование оптимизированных систем ЛПУ МГ

Математическое моделирование теплоэнергетической системы сжатия-охлаждения-передачи газа по трубопроводам относится к задачам нелинейного программирования. Для решения таких задач наиболее подходит усовершенствованный алгоритм прямого поиска возможных направлений, в основе которого лежит метод системной оптимизации, решающий нелинейные задачи без ограничений или с ограничениями типа неравенств [86,90].

Основными оптимизируемыми параметрами являются давление и температура газа после АВО на выходе *i*-ой КС. Следует учитывать, что поиск оптимальных решений сопровождается при непрерывном изменении параметров переменных в рассмотренных выше моделях агрегатов:

- числа включенных газоперекачивающих агрегатов с учетом дискретного или плавного регулирования их скорости вращения;
- разброса величин скорости вращения и момента на валу каждого ЦБН;

- числа работающих вентиляторов в установках охлаждения газа с учетом дискретного или плавного регулирования их скорости вращения.

Однако на практике все параметры перекачиваемого газа необходимо локализовать из-за пределов пропускной способности МГ, безопасного давления и температуры. Поэтому, к примеру, выходная температура газа должна лежать в пределах $t_{\min} \leq t_i \leq t_{\max}$. Нижний предел ограничен условиями начала образования гидратов на стенках труб, а верхний – недопущением растрескивания противокоррозионной изоляции трубопровода.

В соответствии с действующими нормативно-техническими документами ТЭК и ОАО «Газпром» [19,38,58-59,62,65-66,68], а также «Концепцией энергосбережения и энергетической эффективности...» [41] критерием оптимизации выбираем минимальное потребление электроэнергии агрегатами при наименьших потерях в агрегатах, крановой обвязке КС и линейных участках трубопроводов по всей цепи транспорта газа.

В результате исследований, например, влияния процесса охлаждения газа на энергетическую эффективность МГ установлено, что:

- снижение температуры газа на выходе КС носит позитивный характер, связанный со снижением аэродинамических потерь давления газа между соседними КС и с уменьшением удельных затрат энергии на компримирование на последующей КС;
- более глубокое охлаждение газа в АВО при включении дополнительных вентиляторов приводит к росту потребления электроэнергии.

В связи с данным противоречием появляется необходимость в оценке взаимовлияния рассмотренных перспектив компримирования и охлаждения газа на энергоэффективность всего технологического процесса перекачки газа. В соответствии с технологическими регламентами [36,40,82,87] сегодня вентиляторы АВО включаются только в летний период, обеспечивая температура газа на выходе ниже 40 °С. По зимним регламентам вентиляторы не включаются, так как естественной конвекции воздуха в них

					Оптимизация энергопотребления электроприводными КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

достаточно для получения приемлемой температуры газа. Однако только при температурах воздуха близких к 0 и ниже при принудительной вентиляции достигаются предельно низкие (но и допустимые) температуры газа в АВО. При этом появляется возможность сократить суммарное потребление электроэнергии на транспорт газа через несколько КС за счет частотного регулирования производительности или даже отключения некоторых ЭГПА [82,86,90,91]. На рис. 4.5 представлена функциональная схема участка МГ с тремя КС для исследования процесса оптимизации работы агрегатов на энергетическую эффективность ГТС.



Рисунок 4.5. – Функциональная схема взаимодействия трех КС по перекачиванию требуемого объема газа с оптимизацией суммарного потребления электроэнергии.

Моделировалась ситуация, когда постепенно увеличивалось количество включенных вентиляторов АВО газа на КС-1 (от 0 до 32 шт.). В результате снижалась температура газа на выходе из КС-1 ($t_{вых}^{КС}$), что в свою очередь привело к повышению давления газа на входе в КС-3 ($p_{вх}^{КС}$). В результате проведенных расчетов получены зависимости, представленные на рис. 4.5.

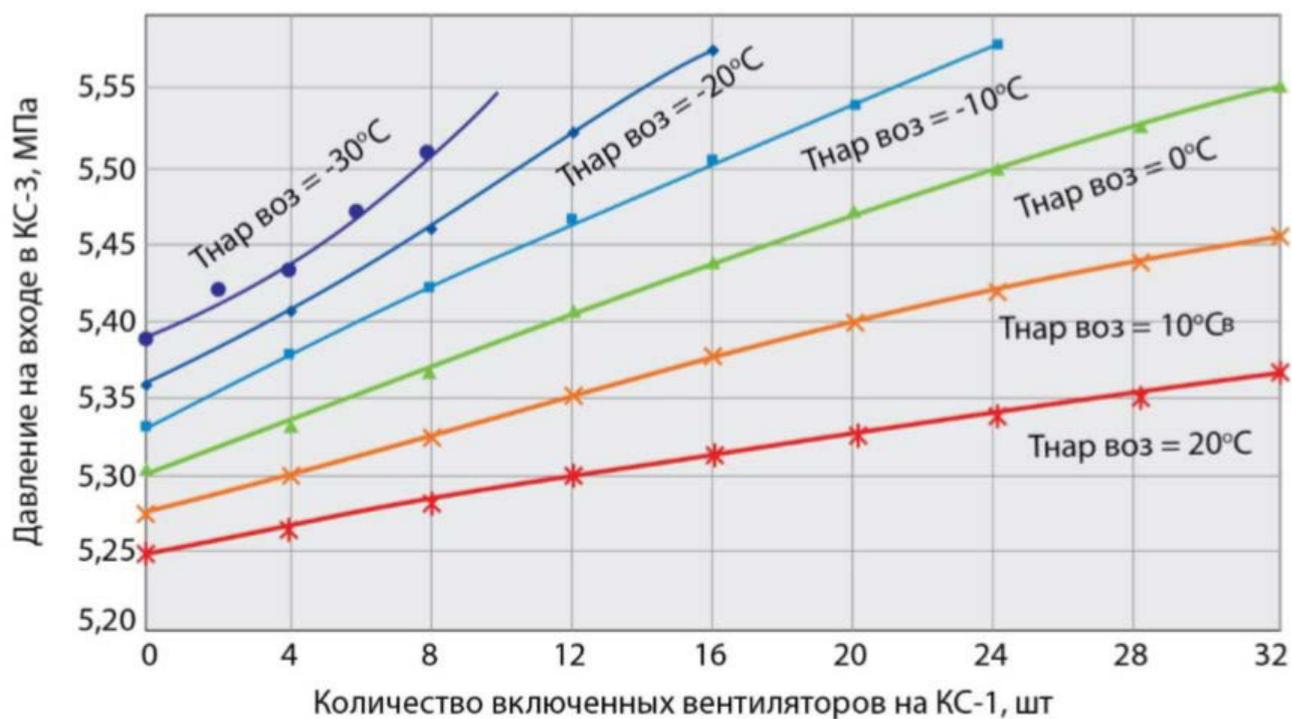


Рисунок 4.6. – Номограммы определения количества работающих вентиляторов 1-ой КС в функции обеспечения требуемого давления газа на 3-ей КС.

Анализ этих зависимостей показывает высокую эффективность охлаждения газа в АВО в зимний период [9,82,90]. Так при температуре наружного воздуха 0 °С включение 32-х вентиляторов АВО газа на КС-1 приводит к увеличению давления на КС-3 на 0,25МПа, а при температуре воздуха -20°С для достижения аналогичного эффекта потребуется лишь 16 АВО. Вместе с тем, энергетический и экономический эффект от охлаждения газа в АВО зимой можно получить только в случае, когда поддерживается постоянным давление на выходе из системы ($P_{\text{вых}}^{\text{КС-3}}$) с помощью ЧРП. Точная стабилизация давления на КС-3 при росте его на входе возможно за счет регулирования скорости вращения ЧРП ЭГПА (рис. 4.7) и одновременного снижения потребляемой мощности компрессора. Рис. 4.8 поясняет получение эффекта от ЧРП АВО на КС-1 и ЧРП ЭГПА на КС-3 [82,86,90,91].

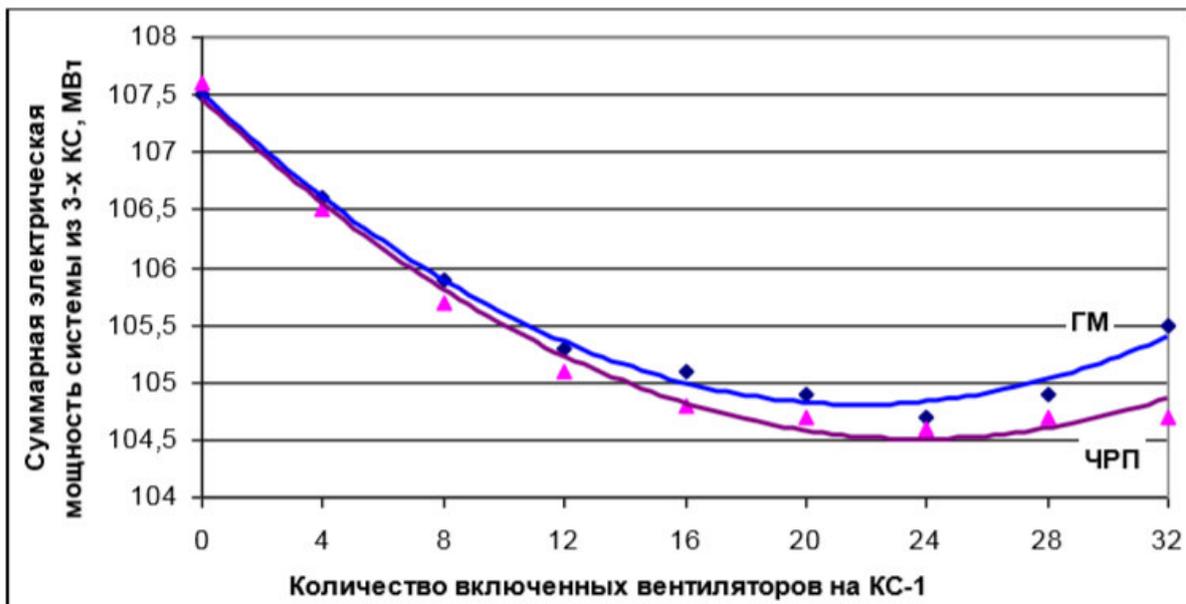


Рисунок 4.7. – Сопоставление затрат суммарного потребления электроэнергии при ЧРП и с помощью гидромуфт (ГМ) от количества АВО по трем КС.

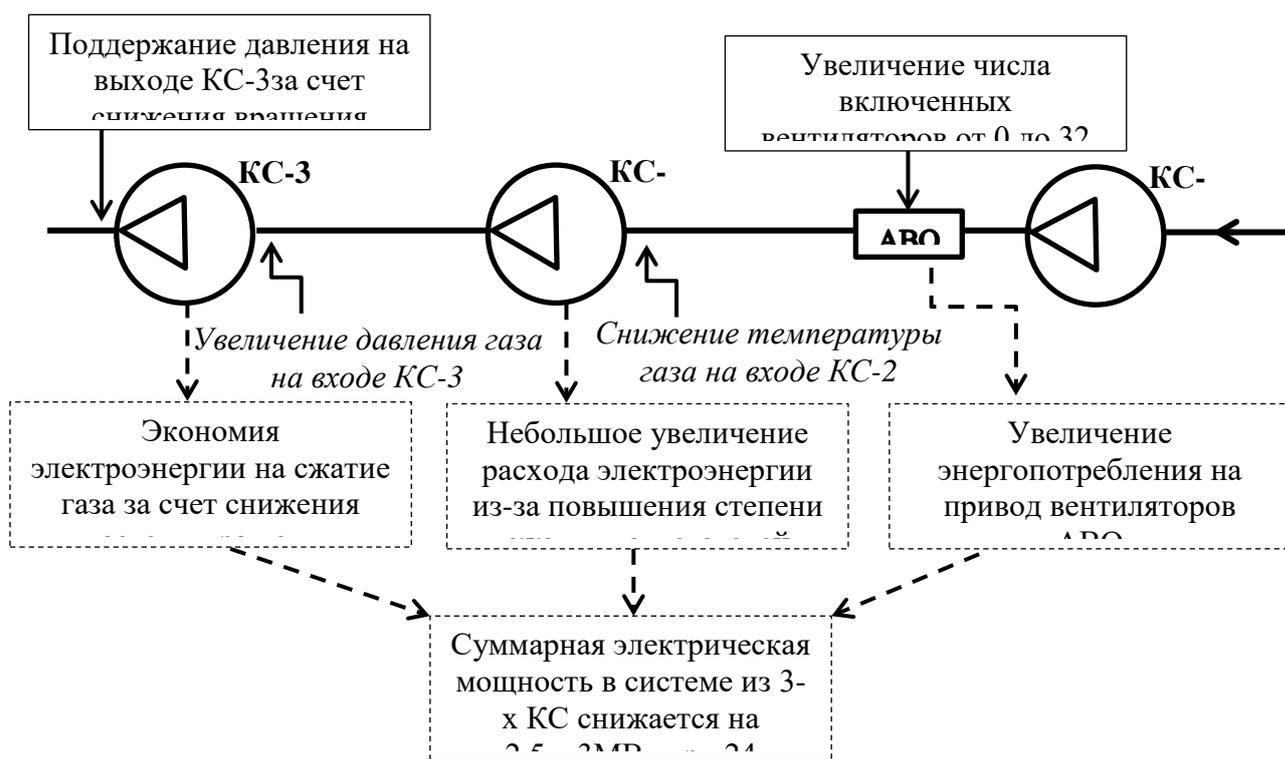


Рисунок 4.8. – Принцип получения технико-экономического эффекта от использования ЧРП вентиляторов АВО (на КС-1) и ЧРП ЭГПА (на КС-3).

Данная методика на базе имитационных моделей позволяет определять оптимальные параметры компримируемого газа для любых КС. При этом поддерживать оптимальные температуру и давление газа целесообразно только с использованием ЧРП ЭГПА и вентиляторов АВО.

4.4. Практическая оценка эффекта оптимизации режимов МГ.

Адекватность рассмотренной методики минимизации потребления электроэнергии агрегатами ГТС подтвердилась при сопоставлении результатов с экспериментальными данными, полученными на трех КС в зимний период при средних температурах $t_{\text{возд}}^{\text{ср}} = 10^{\circ}\text{C}$ (рис. 4.9).

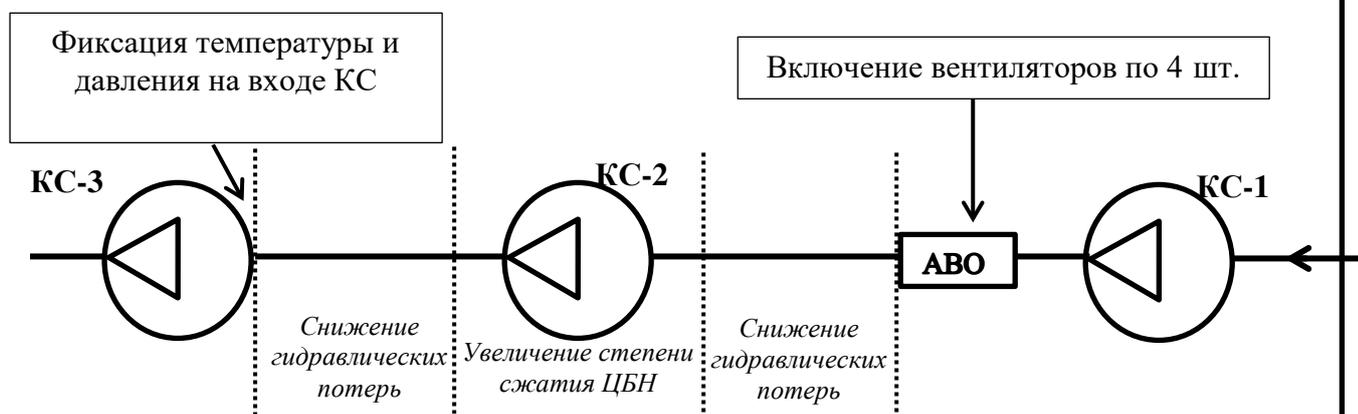


Рисунок 4.9. – Функциональная схема проведения эксперимента

Проведенные испытания показали высокую эффективность и возможности энергосбережения при использовании ЧРП на ЭГПА.

Наибольший экономический эффект от внедрения мероприятий по оптимизации режимов работы МГ можно получить только при системном анализе работы нескольких участков, состоящих из трех и более последовательно расположенных КС. Комплексные испытания преследовали задачи [2,82,94]:

- оценки эффективности применения АВО газа в зимний период для повышения пропускной способности МГ и снижения затрат на транспорт газ;

- определение возможности работы КС-3 с тремя ЭГПА вместо четырех с обеспечением аналогичной производительности и давления газа на выходе.

На первом этапе производилось включение на КС-1 вентиляторов АВО газа в целях увеличения пропускной способности газопровода и повышения давления газа на выходе КС-3. Далее благодаря этому производился переход на работу тремя ЭГПА вместо четырех на КС-3 при сохранении требуемой производительности и давления на выходе КС (табл. 4.1) [82,89].

Таблица 4.1. – Результаты испытаний

Параметры	Режим №1 – до испытаний	Режим №2 – перед отключением ЭГПА	Режим №3 – работа трех ЭГПА КС-3
Число работающих АВО на КС-1	0	20	20
Число работающих ЭГПА на КС-3	4	4	3
Температура газа на выходе КС-1, °С	32,7	15,5	15,0
Давление газа, МПа - на выходе КС-3 до 20-го крана - на выходе КС-3 выходе КЦ	5,11	5,39	5,56
	7,16	7,46	7,32
Степень сжатия на КС-3	1,41	1,41	1,36
Объем газа, млн. м ³ /час	3,59	3,75	3,59
Электрическая мощность - на АВО КС-1, кВт - на ЭГПА КС-3, кВт	0	734	730
	43866	45704	39214

В начале испытаний на КС-1 постепенно в течение суток, включались в работу 20 вентиляторов АВО газа. При этом температура газа на выходе со станции снизилась с 32,7 до 15,5 °С (на 17,2 °С). При этом выросла пропускная способность участка МГ за КС-1 до КС-3 с увеличением объема

транспортируемого газа с 3,59 до 3,75 млн.м3/час, т.е. на 4% (0,16 млн.м3/час).

Повышение коммерческой производительности МГ позволило добиться существенного увеличения давления на входе в КС-3 – с 5,11 до 5,39 МПа (на 0,28 МПа), что создало предпосылку для отключения одного ЭГПА на этой станции и перехода к работе с тремя агрегатами вместо 4.

В результате отключения ЭГПА на КС-3 после некоторого снижения производительности наступил период стабильной работы с тремя агрегатами в течение 2 часов. При этом станция в режиме трех ЭГПА перекачала такое же количество газа (3,59 млн. м3/час), что и при работе четырех включенных машин до начала испытаний. Вместе с тем давление газа на выходе агрегатов не только не снизилось ввиду уменьшения степени сжатия КС-3, а наоборот, повысилось с 7,16 до 7,32 МПа. Это связано с обеспечением значительного запаса по увеличению давления на выходе со станции, в результате заведомо более глубокого охлаждения газа на АВО КС-1.

При этом потребляемая мощность всех работающих ЭГПА КС-3 снизилась с 43,9 до 39,2 МВт, т.е. на 4,7 МВт, в то время как затраты на электропривод вентиляторов АВО газа на КС-1 составили лишь 0,7 МВт.

Таким образом, на практике был достигнут новый более экономичный режим работы МГ от КС-1 до КС-3 без изменения параметров и количества транспортируемого газа.

Проведенные испытания доказали, что применение АВО газа в зимний период является новым и перспективным направлением энергосбережения в трубопроводном транспорте газа. Обеспечение режимов возможно при температурах воздуха до 10 °С, или 6 месяцев в году при расходе транспортируемого газа до 89,5 млн. м3/сут.

Таким образом, реконструкция ЭГПА с ЧРП на КС-1 и КС-3 позволяет снизить потребление электроэнергии на транспорт газа в системе на 8,4 МВт или 36,6 млн. кВт·ч/год

					Оптимизация энергопотребления электроприводными КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при проведении мероприятий по увеличению эффективности эксплуатации и технического обслуживания компрессорных станций, а также мероприятия с помощью, которых возможно устранить эти факторы. В разделе рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности, экологической, безопасности при возникновении чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

При выполнении любых работ в производственных помещениях, внутри аппаратов, сосудов и на других коммуникациях КС от персонала требуется строгое соблюдение правил техники безопасности и организация безопасных условий труда.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.

По степени опасности или вредности условия труда делятся на следующие четыре класса: оптимальные, допустимые, вредные, опасные условия труда.

Условия труда при работе в компрессорном цехе являются допустимыми. Условиями труда, которые являются допустимыми (2 класс) являются те условия, при которых происходит воздействие на рабочего вредного или опасного производственного фактора, уровни воздействия, которых не превышают уровни, установленные в нормативных документах, а измененное функциональное состояние организма человека может восстанавливаться во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня или смены.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					90	126
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						

В соответствии с законодательством на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных СИЗ согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, обуви и других СИЗ [30]. Рабочие, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ [63].

Все лица, находящиеся на рабочей смене, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых СИЗ к выполнению работ не допускаются.

Работодатель должен обеспечить работников санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному договору или тарифному соглашению.

В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.), графики работы, режимы труда и отдыха, составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты, продолжительность смены, количество смен, часы начала и окончания смены, внутрисменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При реализации, в соответствии с положениями Трудового кодекса Российской Федерации [78] в отношении работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, компенсационных мер, направленных на ослабление негативного воздействия на их здоровье вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса (сокращенная продолжительность рабочего времени, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск либо денежная компенсация за них, а также повышенная оплата труда), порядок и условия осуществления таких мер не могут быть ухудшены, а размеры снижены по сравнению с порядком,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

условиями и размерами фактически реализуемых в отношении указанных работников компенсационных мер [61].

Запрещается применение труда лиц моложе 18 лет на тяжелых работах и на работах с вредными или опасными условиями труда [81].

Все работники подлежат обязательному государственному социальному страхованию. Работники, а в соответствующих случаях и члены их семей обеспечиваются за счет средств государственного социального страхования: пособиями по временной нетрудоспособности; пособиями по беременности и родам и единовременными пособиями за постановку на учет в медицинских учреждениях в ранние сроки беременности; пособиями при рождении ребенка; пособиями при усыновлении ребенка; пособиями по уходу за ребенком до достижения им возраста полутора лет.

Обеспечение по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в соответствии с Федеральным законом "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний". Пенсии работникам и членам их семей назначаются в соответствии с Законом РСФСР "О государственных пенсиях в РСФСР".

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации.

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест, они должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи[6].

В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты, трансформаторы, контрольно-измерительные приборы, должны быть обеспечены меры пожарной безопасности:

- полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ;
- на расстоянии 15 м от площадки, на которой выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория должна быть очищена от мусора и горючих предметов.

Перед началом огневых работ и в процессе работы периодически замеряется загазованность воздушной среды, наличие и исправность средств индивидуальной защиты.

В период работ по вскрытию и проведению ремонта нагнетателя должна постоянно работать приточно-вытяжная вентиляция. Помимо работы автоматических газоанализаторов, в галерее нагнетателей систематически, но не реже, чем через 30 мин, необходимо производить анализ воздуха у места производства работ с записью в специальном журнале. При содержании газа более 1%, работы прекращаются и принимаются меры по предотвращению проникновения газа.

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Также важно осуществлять проведение регулярных учебно-тренировочных занятий, направленных на приобретение устойчивых навыков применения технических средств и приспособлений, СИЗ и соблюдения мер безопасности в период проведения производственных мероприятий.

5.2. Производственная безопасность

В соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

Рассмотрим возможные опасные и вредные факторы в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Эксплуатация	Диагностика	Ремонт	
1. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [21]
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [77]
3. Превышение уровня вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования [25]
4. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [73]
5. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [22]
6. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
7. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ
8. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов

Вредными для организма человека являются повышенная температура, вибрация оборудования и шумы в компрессорных цехах

Таблица 5.2 – Санитарно – гигиенические условия в производственных помещениях

Параметры	Компрессорный цех	Диспетчерская
Метеорологические условия, категория работ, t, °С	II б средняя тяжесть 13-23	I б легкая 21-23
Относительная влажность, %	15-75	40-60
Скорость движения воздуха, м/с	0,4	не > 0,1
Вентиляция	приточно-вытяжная, общеобменная, аварийная	приточная
Воздушный бал	отрицательный	положительный
Естественное освещение	оконные проемы	оконные проемы
Коэффициент естественного освещения, %	0,2	1,5
Искусственное освещение	ДРЛ во взрывозащитном светильнике	светильники с люминесцентными лампами
Освещенность, лк	50	300
Происхождение шума	компрессоры	КИПиА, телефоны
Уровень шума, ДБА	80	65
Происхождение вибрации	компрессоры, трубопроводы	нет

Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы.

Превышение уровней шума

В тех случаях, когда уровни шума превышают стандарты по охране здоровья, возникают серьезные проблемы для обслуживающего персонала.

Основным путем борьбы с влиянием шума является применение современных ГПА с эффективной звукоизоляцией, модернизация существующих

ющих агрегатов с целью снижения шума, а также строительство звукоотражающих экранов, лесопосадки и т.д.

Производственный шум - при работе технологического оборудования на компрессорной станции имеет место повышенный уровень на рабочих местах. Иногда уровень шума достигает 105 дБа и выше, а допустимый уровень шума 85 дБа.

Поэтому при работе в производственных помещениях с повышенным уровнем шума необходимо принять противозумные наушники, которые снижают уровень шума до безопасных пределов. А зоны с уровнем шума, превышающие нормативные, должны быть обозначены предписывающими знаками безопасности. Этот знак означает необходимость работы с применением средств защиты органов слуха, и он вывешивается при входе в рабочее помещение или на участие работ с повышенным уровнем шума.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность возникает при неблагоприятных погодных условиях (туман, облачность), при позднем времени суток, а также при препятствии проникновению солнечного света (внутри резервуара).

Недостаточная освещенность влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для резервуарных парков необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 10 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов освещенность места работ должна быть не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [77].

Для освещения следует применять прожекторы на мачтах, расположенных за обвалованием. Осветительные устройства, установленные

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

в пределах обвалования резервуаров, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Для освещения внутри резервуара необходимо применять переносные аккумуляторные фонари взрывозащищенного исполнения, которые включаются не ближе, чем за 20 м до газоопасной зоны (за каре резервуара). Для работы внутри резервуара средняя освещенность должна быть не менее 30 лк [27].

Превышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [25].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

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

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе возможно при неблагоприятных погодных условиях (слишком низкая/высокая температура воздуха, дождь, снег, сильный ветер и т.п.).

Так как ремонт резервуара может проводиться как в теплый период времени года, так и в холодный, то рассмотрим требования к организации работ на открытой территории в зимний и летний период года. Работы ведутся от минус 45°С до плюс 40°С.

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

– при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

– при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены СИЗ, а именно специальной теплой одеждой, обувью, средствами защиты рук, средствами защиты головы, лица и глаз[73]. Работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Работающие на открытой территории в летний период года должны иметь свободный доступ к устройствам питьевого водоснабжения.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [23] при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 5.3).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

Таблица 5.3 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	–40
Не более 5,0	–35
5,1–10,0	–25
10,1–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов

Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону

Перекачиваемый газ, почти на 98% состоит из метана, в таблице 5.4 приведены его токсичные и пожароопасные свойства.

Таблица 5.4 – Токсичные и пожароопасные свойства газа

Основные параметры газа	Значение
Температура воспламенения, °С.	537
ПДК, мг/м ³ .	300
Пределы воспламенения смеси с воздухом, %.	4-16
Санитарная норма, %.	0,8
Токсическое действие	Центральная нервная система

Основные свойства газа:

- при содержании метана в воздухе в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация;
- природный газ, скопляющийся в закрытом помещении, вытесняет воздух и удушающее действует на человека;

предельно допустимое содержание газа в помещениях не должно превышать 1%.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При ремонте резервуара применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и т.д. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов. Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке

и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование рабочего персонала.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, предохранительные, дистанционного управления, тормозные, знаки безопасности [28].

5.3. Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

Выбросы вредных веществ на компрессорных станциях (КС) можно разделить на две основные группы:

- выбросы (эмиссия) природного газа;
- выбросы продуктов сгорания (выхлопных газов).

Распределение общей величины выбросов природного газа при его транспорте можно представить в виде следующих соотношений, представленных в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Величины выбросов природного газа

Соотношения	Показатели, %
Общая величина выбросов природного газа на КС	100
При пусках и остановках ГПА	73

Утечки (фугитивные выбросы):	17
- уплотнения запорной арматуры по штоку	1,86
- фланцевые и резьбовые соединения	0,47
- предохранительные клапаны	2,9
- уплотнения затвора свечной запорной арматуры	7,67
- уплотнения компрессоров	2,81
- другое технологическое оборудование	1,29
Ремонтные работы, аварийные ситуации и др.	6

Для снижения эмиссии метана в атмосферу проводят различные мероприятия:

- разработка новых технологий работы оборудования;
- использование сжатого воздуха для запуска ГПА или электрозапуска;
- применение безпродувочных технологий;
- поддержание запорной арматуры в герметичном состоянии;
- соблюдение технологической дисциплины;
- другие конструкторско-технологические решения.

Воздействие на гидросферу

На КС службы химического и экологического контроля осуществляют две основные задачи, связанные с водой: водоподготовка и водоотведение.

Под понятием водоподготовка понимается совокупность мер и средств, направленных на получение воды нужного качества. Качество воды, подаваемой на нужды КС, должно соответствовать требованиям ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством», ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Гигиенические, технические требования и правила выбора» и др. Безвредность химического состава воды характеризуется токсикологическими показателями ее качества, определяемыми наличием в воде веществ, имеющих обычно в природных водах, а также появляющихся в результате загрязнения водоема. Требования к основным показателям химического состава воды приведены в табл. 5.6.

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

Таблица 5.6. – Основные показатели химического состава вод хозяйственно-питьевого и производственного назначения

Показатель, мг/л	Норматив (не более)
Водородный показатель рН	6,0 . 9,0
Железо Fe	0,3
Сульфаты SO^{2-}_4	500,0
Жесткость общая	7,0
Сухой остаток	1000,0
Хлориды Cl^-	350,0
Марганец Mn	0,1
Нитраты NO^{3-}	45,0
Озон O ₃	0,1...0,3

Используемая на компрессорных станциях вода по назначению подразделяется на хозяйственно - бытовую и производственную.

Для водоснабжения КС используют поверхностные и (или) подземные источники. В зависимости от типа источника водоснабжения (поверхностный или подземный) проектируется вид подготовки воды, используемый для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения.

Контроль за водопотреблением на КС осуществляет химическая лаборатория и служба ЭВС.

Водоотведение включает сбор, очистку и сброс использованной (сточной) воды.

Сточные воды представляют собой сложные гетерогенные системы загрязняющих веществ, которые могут находиться в растворенном, коллоидном и взвешенном состояниях. Они отличаются друг от друга своим происхождением, составом и биологической активностью. Всегда присутствуют как органические, так и неорганические компоненты загрязнений.

Для очистки хозяйственных стоков применяются в основном методы биологической очистки: типа «БИО», установки «Бифар», ККВ и комплексы «Биокомпакт».

На каждой компрессорной станции разрабатывается проект предельно допустимого сброса массы вещества (ПДВ).

Воздействие на литосферу

Отходы газотранспортного предприятия подразделяются на отходы потребления и отходы производства.

К отходам потребления относятся твердые бытовые отходы (ТБО), включающие бытовой мусор и пищевые отходы.

Отходы производства объектов газовой промышленности следующие:

- отработанные моторные масла, загрязненные водой, механическими примесями и органическими компонентами;
- шламы от очистки резервуаров хранения моторных масел, светлых нефтепродуктов (в основном это отходы масел и бензиновых фракций, загрязненных водой и мехпримесями);
- отходы с канализационных очистных сооружений (нефтяная эмульсия с нефтеочистных установок, состоящая на 70% из нефтепродуктов и 30% воды;
- отработанные люминесцентные лампы;
- отходы мастерских по ремонту автомобильного транспорта, цехов основного производства и других вспомогательных производств - аккумуляторные батареи (АБ), кислота АБ., металлическая стружка, ветошь промасленная, изношенные резинотехнические изделия и т.д.

В соответствии с действующим законодательством на предприятии разрабатывается проект лимитов размещения отходов, в котором определяются места временного их хранения, количество и порядок обращения с ними.

На территории КС должны быть предусмотрены следующие места временного хранения для:

- сбора ТБО и других твердых отходов - площадки с контейнерами,

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

- сбора избыточного активного ила - иловые площадки;
- сбора нефтяных отходов - специальные емкости;
- сбора жидких нефтесодержащих отходов - закрытые емкости.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – ситуация, сложившаяся на определенной территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного происшествия, которое способно повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Анализ возможных ЧС

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе ремонтных работ на КС

- экологическое загрязнение окружающей среды (утечки газа);
- возгорание ГСМ;
- попадание молнии в оборудование КС;
- техногенные причины (аварии).
- пожар на объекте

Аварии на КС могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, перепады температур, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализирования, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Для предупреждения попадания молний в оборудование КС необходимо устанавливать молниеотводы, корпус оборудования КС должен быть заземлён. По периметру необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м. Также заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте

Для предотвращения возгорания ГСМ, их следует хранить в изолированных помещениях для хранения топлива. Место заправки от места

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

выполнения огневых работ и открытых источников огня должно быть расположено не ближе 20 м.

Наиболее вероятная ЧС

Наиболее характерной ЧС является пожар на компрессорной станции

Опасность возникновения пожаров на предприятиях газовой промышленности определяется прежде всего физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности воспламеняется, вызывает пожары и взрывы, влекущие за собой аварии. Степень пожарной опасности зависит также от особенностей технологического процесса производства. Для предприятий транспорта газа характерны наличие большого количества горючих газов в магистральных газопроводах, высокое давление в трубопроводах, наличие большого количества ГСМ.

Пожары на газотранспортных объектах развиваются по следующей схеме: авария, утечка газа, образование облака взрывоопасной смеси, воспламенение ее от источника зажигания, горение газа, нагревание и разрушение технологического оборудования под воздействием пламени.

При авариях в помещениях, взрывоопасные концентрации газа возникают в первую очередь вблизи места утечки газа, а затем распространяются по всему помещению. На открытых площадках вблизи места утечки образуется зона загазованности, распространяющаяся по территории объекта. Величина ее при аварийном истечении газа зависит от многих факторов, главные из которых - расход газа, форма и направление его струи, метеорологические условия, рельеф местности. Наибольшее влияние на величину зоны загазованности оказывает ветер.

При авариях, связанных с разрушением газопроводов, в атмосферу выбрасывается большое количество газа. При наличии пламени газовое облако воспламеняется. Возможные источники воспламенения - открытое пламя, электрические и механические искры, воспламенение пиррофорных отложений, работающие двигатели внутреннего сгорания, разряды

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

статического электричества, грозовые разряды. После сгорания газового облака горение локализуется в месте утечки газа.

Разработка мер по предупреждению ЧС

Для того чтобы предотвратить ЧС, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применять следующие меры безопасности:

- необходимо переносным газоанализатором проверить уровень загазованности воздушной среды, важно, чтобы содержание газов не превышало ПДК по санитарным нормам;
- проведение работ разрешается в том случае, когда устранены после устранения опасные условия, в ходе работ необходимо периодически осуществлять контроль загазованность воздушной среды;
- для того чтобы обеспечить пожаровзрывобезопасность работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Распределение по категориям взрыво- и пожароопасности основных зданий и помещений компрессорной станции приведено в табл. 5.7.

В каждом цехе, на складе и других объектах на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства, а также оперативный план ликвидации пожара, и проводиться систематические тренировки персонала по тушению пожара.

На КС должны иметься схемы пожарного водопровода с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов.

Таблица 5.7 – Категории взрыва и пожароопасности основных зданий и помещений КС

Здания и сооружения	Категория пожароопасности (НПБ 105-2003)	Класс взрываемости (ПУЭ)
отсек двигателей электропривода	<i>Г</i>	-
отсек центробежных нагнетателей	<i>А</i>	В-Ia

помещения хранения, регенерации и раздачи смазочных масел	<i>B</i>	П-I
аккумуляторная	<i>A</i>	В-Ia
котельная на газовом топливе	<i>Г</i>	-
химическая лаборатория	<i>B</i>	П-I

План действий в случае ЧС

Рабочий в случае обнаружения очага возгорания или возможных признаков самого горения, а именно: задымленность, запах гари, повышение температуры должен:

- мгновенно сообщить о данном происшествии в службу пожарной охраны, рабочий должен назвать наименование объекта, место пожара или взрыва, а также свою фамилию;
- необходимо принять меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранению материальных ценностей.

Требования по использованию первичных средств пожаротушения:

- Огнетушители углекислотного типа (ОУ-2, ОУ-3, ОУ-5, ОУ-6, ОУ-7 и т. д.) нужны для осуществления тушения загораний различных горючих веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха. Двуокись углерода является огнетушащим средством.
- Полотно из асбеста, войлок (кошма) необходимы для того, чтобы тушить небольшие очаги возгорания любых веществ и материалов, процесс горения которых не может происходить без доступа воздуха. Для механического сбивания пламени применяют песок, и для осуществления изоляции горящего или тлеющего материала от доступа воздуха. В очаг пожара подается лопатой.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной главе будет представлен экономический эффект от гидродинамической очистки теплообменников по всей длине внутреннего пространства трубы с применением моющих средств, очистки межтрубного пространства, что обеспечивает полную очистку как внутренней, так и наружной поверхности теплообменников АВО. Данный эффект определяется экономией эксплуатационных затрат.

6.1. Расчет себестоимости транспорта газа на КС

Величина затрат на транспорт газа характеризуется двумя основными показателями [56]:

- абсолютной суммой затрат и
- относительным их уровнем.

Данный расчет включает в себя расчет:

- сметы затрат на транспорт газа;
- себестоимости единицы транспортной работы.

Расчет сметы затрат на транспорт газа производится по следующим экономическим элементам:

- материальные расходы (материалы, топливо);
- энергоресурсы;
- расходы на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды (отчисления на социальное страхование);
- амортизационные отчисления;
- прочие денежные расходы.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					108	126
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ81		

6.1.1 Материальные расходы

В компрессорном цехе КС используются следующие основные материалы:

- масло ТП-22С в системе смазки нагнетателя;
- паста уплотнительная тип 1;
- паста уплотнительная тип 2;
- гидрожидкость ПМС-20РК;
- силикагель КСМГ;
- прокат черных металлов;
- прокат цветных металлов;
- эмали, краски;
- литол;
- углекислота;
- рукав высокого давления;
- запорная арматура;
- строительные материалы;
- кабельно-проводниковая продукция;
- запасные части.

Расчет затрат на материалы, используемые в КЦ за 2019 год, согласно сведениям в таблицу 6.1.

На КС установлены 8 газоперекачивающих агрегатов, среднее число работающих ГПА за 2019 год, составило 4 агрегата, учитывая, что затраты на материалы для ГПА составляют 70% от общих затрат на материалы используемые на компрессорном цехе (табл. 6.1), проведем расчет затрат материалов на 4 работающие ГПА:

$$Z_M = (1410,9921/8) \cdot 4 = 705,5 \text{ тыс.руб.} \quad (6.1)$$

Таблица 6.1 - Расчет затрат на материалы, используемые в КЦ за 2019 год

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

Наименование материалов	Годовая потребность для КЦ	Ед. измерения	Цена, руб. за ед. материала	Стоимость, тыс.руб.
Масло ТП-22С	13900	кг	22	305,800
Паста уплотнительная тип 1	160	кг	352	56,320
Паста уплотнительная тип 2	160	кг	346	55,360
Гидрожидкость ПМС-20РК	648	кг	191	123,768
Силикагель КСМГ	230	кг	62	14,260
Прокат черных металлов	4605	кг	93	428,265
Прокат цветных металлов	378	кг	286	108,108
Эмали, краски	1870	кг	98	183,260
Литол	76	кг	87	6,612
Углекислота (в баллонах)	120	кг	327	39,240
Рукав высокого давления	50	шт	6500	325,000
Запорная арматура	8	шт	3400	27,200
Строительные материалы	1002	кг	260	260,520
Кабельно-проводниковая продукция	84	кг	285	23,940
Запасные части	215	кг	270	58,050
Всего:				2015,703

6.1.2. Энергоресурсы

Электроэнергия с учетом двухставочного тарифа определяется по формуле:

$$Z_{\text{э}} = N \cdot T_M + \text{Э} \cdot T_{\text{э}}, \quad (6.2)$$

где T_M - тариф за 1 кВт заявленной мощности, $T_M=474,86$ руб./кВт;

N - количество заявленной мощности, $N=25200$ кВт;

$T_{\text{э}}$ - тариф за 1 кВт ч электроэнергии, $T_{\text{э}}=2,80$ руб./кВт ч;

Э - количество потребляемой электроэнергии, $\text{Э}=22320000$ кВт.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

$$З_9 = 25200 \cdot 474,86 + 22320000 \cdot 2,80 = 74462,472 \text{ тыс.руб.}$$

6.1.3. Расходы на оплату труда

Фонд заработной платы работников каждой категории рассчитывается по формуле:

$$\Phi ЗП = З \cdot Ч, \quad (6.3)$$

где З – среднегодовая заработная плата в расчете на работника [2],

$$З = 387171 \text{ руб.};$$

Ч – численность работников, Ч=43 человека [2].

$$\Phi ЗП = 387171 \cdot 43 = 16648,353 \text{ тыс.руб.}$$

6.1.4. Отчисления на социальные нужды

Отчисления на страховые взносы составляют 30% и 0,2% на травматизм от общего фонда заработной платы:

$$З_{с.ст.} = 0,302 \cdot \Phi ЗП, \quad (6.4)$$

$$З_{с.ст.} = 0,302 \cdot 16648,353 = 5027,80 \text{ тыс.руб}$$

6.1.5. Амортизационные отчисления

Общая величина амортизационных отчислений по амортизационным основным фондам определяется путем суммирования амортизационных отчислений по каждому виду основных фондов:

$$A_i = C_{офи} \cdot H_{Ai}, \quad (6.5)$$

где A_i - сумма амортизационных отчислений i – го вида основных фондов;

$C_{офи}$ - среднегодовая стоимость основных фондов i – го вида,

$$C_{офи} = 375338100, \text{ руб.}$$

H_{Ai} - норма амортизационных отчислений i – го вида основных фондов;

$H_{Ад} = 2,08\%$ - норма отчислений по основному и вспомогательному оборудованию.

$$A_i = 375338100 \cdot 0,0208 = 7807,032 \text{ тыс.руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

6.1.6. Прочие денежные расходы

Оплата производственных и транспортных услуг, отчислений на централизованные мероприятия, охрану окружающей среды, охрану труда, текущий ремонт составляют 10% от общей суммы всех затрат.

Суммарные затраты на КС составляют:

$$S = 78730,960 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы составляют:

$$P_{\text{рас}} = 7873,096 \text{ тыс.руб.}$$

Смету затрат на транспорт газа через КС сносим в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 - смета затрат на транспорт газа

Элементы затрат	Стоимость, тыс.руб	%
материальные расходы	2015,703	1,7
энергоресурсы	74462,472	65,4
расходы на оплату труда	16648,353	14,6
отчисления на социальные нужды	5027,80	4,42
амортизационные отчисления	7807,032	6,87
прочие денежные расходы	7873,096	6,92
Всего затрат	113834,456	100

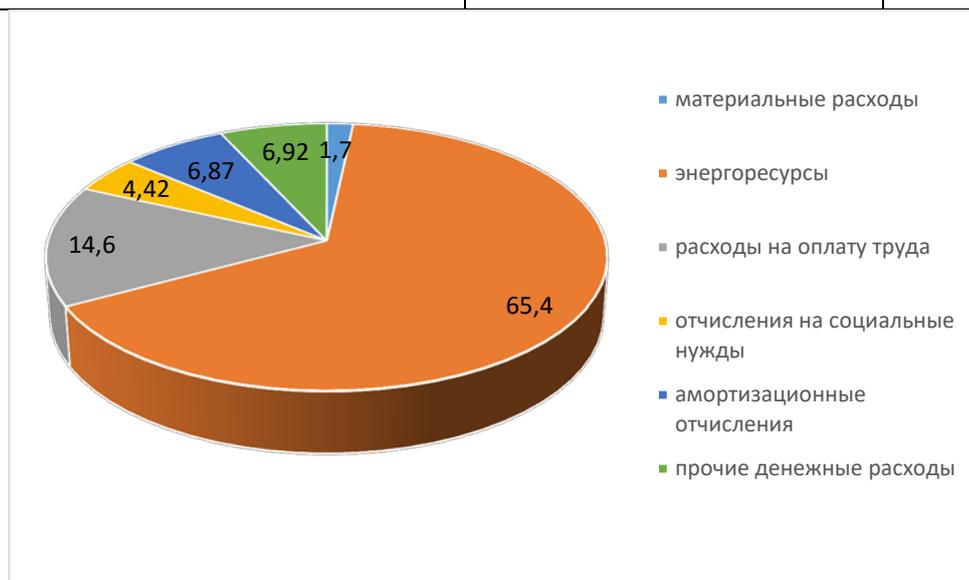


Рисунок 6.1 – Структура затрат на транспортировку газа

6.2. Оценка экономической целесообразности

Экономия эксплуатационных затрат определяется по формуле:

$$\Delta U = \Delta \mathcal{E}_{\text{ЭГПА}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ЭК,ЭЛ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{ДОП}}, \quad (6.6)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{ЭК,ЭЛ}}$ - экономия электроэнергии за счет отключения части вентиляторов, руб.;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{ДОП}}$ - дополнительные эксплуатационные затраты, руб

$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЭГПА}}$ – экономия, за счет отключения 1 ЭГПА.

$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЭГПА}} = 21135,543$ тыс.руб.

Очистка АВО газа производилась универсальным промывочным комплексом (УПК), работы проводились 10 дней по 8 часов ежедневно. Стоимость применения этой установки - 910 руб./час. Тогда дополнительные эксплуатационные затраты будут равны [56]:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ДОП}} = \Delta \mathcal{Z}_{\text{ПЛ}} + \Delta \mathcal{Z}_{\text{ПРОЧ}}, \quad (6.7)$$

где $\Delta \mathcal{Z}_{\text{ПЛ}}$ - дополнительная заработная плата рабочим, занятым при очистке оборудования, руб.;

$\Delta \mathcal{Z}_{\text{ПРОЧ}}$ - стоимость применения установки, руб.

Дополнительная заработная плата рассчитывается следующим образом:

$$\Delta \mathcal{Z}_{\text{ПЛ}} = \left(\sum_{i=1}^n r_i \cdot T_i \right) \cdot \mathcal{E}_{\phi}, \quad (6.8)$$

где r_i - численность рабочих 1-ой профессии, чел;

T_i - часовая тарифная ставка рабочих 1-ой профессии, $\frac{\text{руб.}}{\text{час.}}$;

\mathcal{E}_{ϕ} - время работы рабочих на очистке АВО газа, час.

Состав рабочих и часовые тарифные ставки приведены в таблице 6.3.

Состав рабочих и часовые тарифные ставки (на 2019 г.)

Так как время работы рабочих $8 \cdot 10 = 80$ час, то:

$$\Delta \mathcal{Z}_{\text{ПЛ}} = 120,5 + (90 \cdot 4) \cdot 80 = 38440 \text{ руб.}$$

С учетом районного коэффициента $K_p = 1.5$:

$$\Delta \mathcal{Z}_{\text{ПЛ}} = 38440 \cdot 1,5 = 57660, \text{ руб.};$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

$$Z_{с.ст.} = 0,302 \cdot 22920 = 6921,84, \text{ руб.}$$

Стоимость аренды установки УПК:

$$\Delta Z_{проч} = 910 \cdot 8 \cdot 10 = 72800, \text{ руб.}$$

Тогда дополнительные эксплуатационные затраты будут складываться:

$$\Delta \mathcal{E}_{доп} = 57660 + 72800 + 6921,84 = 137381,84, \text{ руб.}$$

Таблица 6.3 - Состав рабочих и часовые тарифные ставки

Наименование профессии	Количество штатных единиц	Разряд	Часовая тарифная ставка руб/час
1	2	3	4
Руководитель работ, мастер ЦЭГ	1	6	120,5
Слесарь по ремонту и обслуживанию технологических установок	4	4	90
Всего	5	-	210,5

Если предположить, что технологический процесс выдерживается в должном порядке и излишек вентиляторов обуславливается загрязненностью поверхности АВО, то имеем перерасход энергии вследствие загрязнения АВО. Экономия электроэнергии за счет отключения части вентиляторов определяется следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_{эл.эн.} = T_{\mathcal{E}} \cdot n \cdot \Delta \mathcal{E}_{эл.эн.год}, \quad (6.9)$$

где $T_{\mathcal{E}}$ - тариф за 1 кВт-час, руб., $T_{\mathcal{E}} = 2,80$ руб.;

n - количество вентиляторов;

$N_{вент}$ - мощность, потребляемая одним вентилятором, кВт·час.

Определим экономию электроэнергии за 1 год:

$$\Delta \mathcal{E}_{эл.эн.год} = 37 \cdot 24 \cdot 365 = 324120, \text{ кВт-час.}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{эл.эн.} = 2,80 \cdot 3 \cdot 324120 = 2722608, \text{ руб.}$$

Тогда по формуле (7.6) определяем экономию эксплуатационных затрат:

$$\Delta U == 21135543 + 2722608 - 137381,84 = 23720769,2, \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Следовательно, экономия эксплуатационных затрат согласно формуле (6.6) от очистки наружной поверхности АВО газа и отключения 1 ЭГПА составляет за 1 год 23720,769 тыс.руб. Рассчитаем чистую прибыль:

$$\Delta\Pi_{\text{чист}} = 0,80 \cdot \Delta U = 0,80 \cdot 23720,769 = 18976,615 \text{ тыс.руб.}$$

Для наглядности покажем разницу затрат на диаграмме (рисунок 6.2)

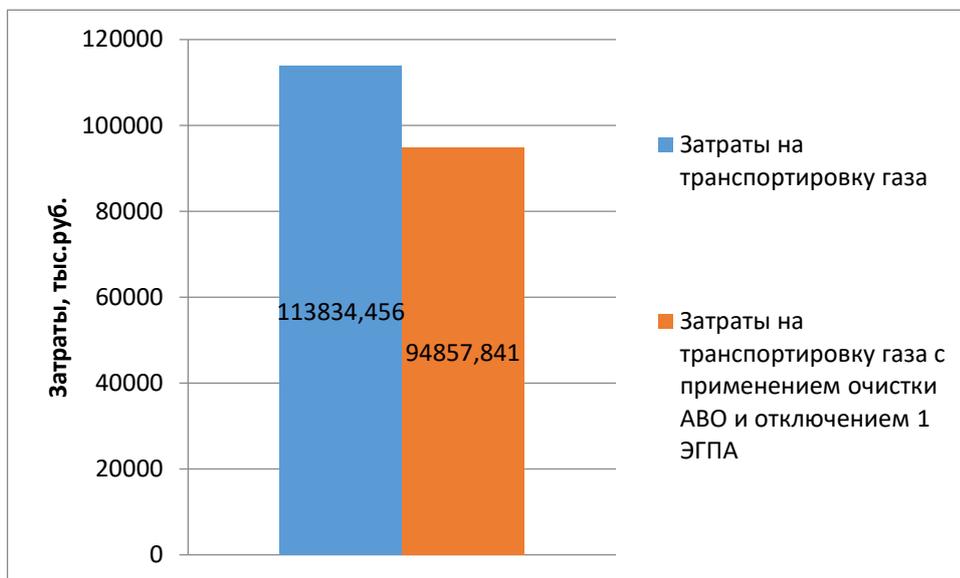


Рисунок 6.2 –Ресурсоэффективность очистки АВО и отключения 1 ЭГПА

Вывод: применение данных технологий обуславливают улучшение технико-экономических показателей работы компрессорной станции, в частности уменьшение затрат на электроэнергию, что в свою очередь приводит к уменьшению эксплуатационных затрат.

Заключение

1. Выполнен анализ технического состояния парка ЭГПА. Большинство агрегатов устарели, требуется модернизация либо замена. Около 25% ЭГПА выработали ресурс в 100 тысяч часов.
2. В ходе исследования режимов работы электроприводных ГПА выявлено, что основными причинами высокого энергопотребления являются: неудовлетворительное техническое состояние оборудования, неоптимальное управление МГ и отклонение от проекта режимов работы МГ.
3. Разработана методология системы мониторинга и прогнозирования технического состояния оборудования электроприводных ГПА.
4. Проблемы, связанные с энергоэффективностью МГ, могут быть решены только системной оптимизацией всех звеньев технологического процесса. Для этого необходимо провести мероприятия:
 - комплексный анализ фактических энергетических характеристик АВО газа;
 - системное обследование эксплуатационных характеристик ЛПУ во всех режимах работы МГ;
 - адаптация отдельных элементов системы компримирования, охлаждения и перекачки газа;
 - соединение в единую оптимизационную модель всего оборудования КС.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					116	126
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ81		

Список использованной литературы

1. Абакумов А.М., Высоцкий В.Е., Шварц Г.Р. Совершенствование электромеханических систем транспорта газа на базе мощных синхронных двигателей // Электротехника, 2000, № 8. – С.4-6.
2. Автоматизированные системы управления и диспетчеризации магистральных газопроводов: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Реунов А.В. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Н. Новгород: Исток, Т.5, 2013. – 300с.
3. Агамалов О.Н. Кластерный анализ частичных разрядов для оценки технического состояния изоляции электрических машин // Электричество, 2006, №7. – С.56-62.
4. Аكوпова Г.С., Гладкая Н.Г. Эмиссия парниковых газов от ГТС ОАО «Газпром» // Газовая промышленность, 2005, №10. – С.77-79.
5. Аксютин О.Е. Современное состояние газотранспортной системы России // Газовая промышленность, 2010, №10. – С.8-11.
6. Алексеев Б.А., Поляков Ф.А., Мамиконянц Л.Г., Шакаран Ю.Г. Проблемы мощных электрических машин на сессии СИГРЭ-2008 // Электричество, 2009, №3. – С.60-67.
7. Алиев Р.А., Белоумов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа // М.: Недра, 1988. – 368с.
8. Аникин Д.А., Зуйков А.В., Крюков О.В. Энергосбережение в электроприводе турбокомпрессора газоперекачивающего агрегата // Труды IV Международной конференции по автоматизированному электроприводу/ МГТУ им. Г.И. Носова, Магнитогорск, 2004, ч.II. – С. 241-243.

					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Важенин Р.А.			<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					117	126
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ81		

9. Аникин Д.А., Рубцова И.Е., Крюков О.В. Опыт проектирования систем управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами // Газовая промышленность, 2008, №10. – С.84-87.

10. Анисимов Д.Н. Разработка и исследование пусковых устройств для высоковольтных электроприводов: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. / МГТУ им. Г.И. Носова, Магнитогорск, 2012. – 18с.

11. Бабичев С.А., Бычков Е.В., Крюков О.В. Анализ технического состояния и безопасности ЭГПА // Электротехника, 2010, №9. – С.30-37.

12. Бабичев С.А., Захаров П.А., Крюков О.В. Автоматизированная система оперативного мониторинга приводных двигателей газоперекачивающих агрегатов // Автоматизация в промышленности, 2009, №6. – С.3-6.

13. Бабичев С.А., Крюков О.В., Титов В.Г. Автоматизированная система безопасности ЭГПА // Электротехника, №12, 2010. – С.24-31.

14. Белоусенко И.В., Шварц Г.Р., Великий С.Н. и др. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / М. Энергия, 2002. – 300с.

15. Беляев Д.В. Опыт наладки и эксплуатации высоковольтного электропривода Rockwell Automation // Труды IV Международной конференции по автоматизированному электроприводу, Магнитогорск, 2004. – С. 360-362.

16. Вейнгер А.М. Регулируемый синхронный электропривод / М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224с.

17. Великий С.Н. Применение регулируемого электропривода на основном и вспомогательном оборудовании в ОАО «Газпром» / Применение современных ЭГПА и РЭП на технологическом оборудовании // Материалы конференции ОАО «Газпром».– Лысьва: Газпромэнергоинформ, 2006.– С.3-6.

22

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

18. Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режим работы магистрального газопровода / Э.Л. Вольский, И.М. Константинова. – Л.: Недра, 1970. – 168с.

19. ГАЗПРОМ в цифрах 2007-2011/ Справочник. ОАО «Газпром» – 75с.

20. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

23. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

24. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).

25. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

26. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

27. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

29. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.

30. ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний.

31. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		119

32. Дацковский Л.Х., Кузнецов И.С., Роговой В.И. и др. К вопросу применения быстроходных частотно-регулируемых электроприводов для турбокомпрессоров МГ // Электротехника, 2001, №1. – С.17-26.

33. Двигатели синхронные трехфазные СТД // Техническое описание и инструкция по эксплуатации ОВЖ.412.041 ТО. – Лысьва, 2004. – 40 с.

34. Диагностика оборудования компрессорных станций: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.2, 2013. – 300с.

35. Жабин В.М., Косарев Д.В. Сравнительный анализ способов регулирования режимов работы центробежных нагнетателей электроприводных ГПА / Транспорт газа, 2007, №7. – с. 23-30.

36. Захаров П.А., Киянов Н.В., Крюков О.В. Системы электрооборудования и автоматизации для эффективного транспорта газа // Автоматизация в промышленности, 2008, № 6. – С.6-10.

37. Зюзьков В.В., Щуровский В.А. Реконструкция КС многониточных систем газопроводов с укрупнением единичных мощностей ГПА // Компрессорная техника и пневматика, 2011, №5. – С.2-6.

38. Интеграция газовых рынков: в интересах устойчивого глобального роста / Доклад заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А. Медведева на XXV Мировом газовом конгрессе // Куала-Лумпур, Малайзия, 4-8 июня 2012 г. – сайт <http://www.gazprom.ru/press/forum/wgc2012/> .

39. Ишков А.Г., Хворов Г.А., Юмашев М.В. и др. Современное состояние и перспективное развитие направлений энергосбережения в транспорте газа // Газовая промышленность, 2010, №9. – С.36-39.

40. Китаев С.В. Научно-практические основы обеспечения энергетической эффективности магистрального транспорта газа: автореферат дисс. ... доктора техн. наук 25.00.19. / УГНТУ, Уфа, 2011. – 48с.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

41. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011-2020гг. / Утверждена приказом ОАО «Газпром» №364 от 28.12.2010г. ВРИО Председателя Правления ОАО «Газпром» А.В. Кругловым. – 30с.

42. Крюков О.В. Анализ аварийности приводных электродвигателей магистральных ГПА// Приводная техника, 2012, №1. – С.2-11.

43. Крюков О.В. Анализ систем безопасного пуска ЭГПА // Компрессорная техника и пневматика, 2012, №2. – С.12-17.

44. Крюков О.В. Интеллектуальные электроприводы с ИТ-алгоритмами // Автоматизация в промышленности, 2008, №6. – С.36-39.

45. Крюков О.В. Методология и средства нейро-нечеткого прогнозирования состояния ЭГПА // Электротехника, 2012, №9. – С.52-57.

46. Крюков О.В. Прикладные задачи теории планирования эксперимента для инвариантных объектов газотранспортных систем // Материалы IX МНТК «Идентификация систем и задачи управления» (SICPRO'12). – М.: ИПУ им. В.А. Трапезникова РАН, 30 января – 2 февраля 2012. – С.222-236.

47. Крюков О.В. Система управления аппаратами воздушного охлаждения // Патент №106310, МПК F04D 27/00. - ОАО «Гипрогазцентр». – Оpubл. 10.07.2011, БИ №7, 2011.

48. Крюков О.В., Захаров П.А. Приложения теории вероятностей и теории планирования эксперимента в задачах управления газотранспортными объектами // Труды XII МНТК МЭИ «IEEE-2008». – Алушта, 2008. – С.342.

49. Крюков О.В., Репин Д.Г. Система управления аппаратами воздушного охлаждения // Патент на полезную модель №108511, МПК F04D 27/00. - ОАО «Гипрогазцентр». – Оpubл. БИ №9, 20.09.2011.

50. Крюков О.В., Титов В.Г. Моделирование пусковых режимов электроприводных ГПА // Изв.ВУЗов. Электромеханика, 2012, №3. – С. 29-35.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

51. Кудрявцев А.В. Повышение эффективности электроприводов ГПА на базе высоковольтных ПЧ: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. / НМСУ «Горный», СПб., 2012. – 24с.

52. Кузин К.А. Разработка и исследование систем и алгоритмов управления синхронным ЧРП турбомеханизмов: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. / НИУ «МЭИ», М., 2012. – 20с.

53. Кунина П.С., Фик А.С. Анализ взаимосвязей оборудования компрессорной станции как сложной технической системы // Современные проблемы науки и образования, 2007, № 5. – С. 96-100.

54. Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний // ГОСТ 11828-86 / Изд-во стандартов, М., 1987.

55. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем// СТО Газпром 2-3.5-113-2007. – М.: ОАО «Газпром», 2007. – 53с.

56. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р. Цибулькинова и др. - Томск: Томский политехнический университет, 2017. - 166 с.

57. Милов В.Р., Шалашов И.В., Крюков О.В. Способ управления техническим состоянием на основе прогнозирования // Автоматизация в промышленности, 2010, №8. – С.47-49.

58. Научно-техническая политика ОАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники / Утверждена приказом №01-110 от 20 октября 2009 г. Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером. – 15с.

59. Нормативы численности обслуживающего персонала КС, основанных на принципах малолюдных технологий / Утв. Зам. Председателя Правления ОАО «Газпром» С.К. Ушаковым. – М.: ОАО «Газпром», 2004. – 20с.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

60. Онищенко Г.Б. Энергоэффективность электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Промышленная энергетика, 2014, №8. – С. 23-29.

61. Постановление Минтруда РФ от 24 октября 2002 г. N 73 (ред. от 14.11.2016) "Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, и Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях".

62. Правила эксплуатации магистральных газопроводов // СТО Газпром 2-3.5-454-2010. – ОАО «Газпром». М.: 2010 г. – 216 с.

63. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 1 июня 2009 г. N 290н (ред. от 27.01.2010) "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты".

64. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 12 апреля 2011 г. N 302н (ред. от 13.12.2019) "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда".

65. Применение и перспективы развития электропривода ГПА на объектах реконструкции и нового строительства ОАО «Газпром» / Отчет о НИР в 3-х тт. – ОАО «Гипрогазцентр», 2012.

66. Программа повышения надежности работы и эффективности компрессорных станций с ЭГПА // М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. – 102 с.

67. Пужайло А.Ф., Крюков О.В., Репин Д.Г. Способ магистрального транспорта газа // Патент на изобретение №2502914 МПК F17D1/02. – ОАО «Гипрогазцентр». – Оpubл. 27.12.2013, БИ №36.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы	Лист
						123

68. Путин В.В. Инвестиции в газовую отрасль до 2030 года / Доклад на совещании по проекту генеральной схемы развития ОАО «Газпром» // Новый Уренгой, 11 октября 2019 г.

69. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

70. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

71. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

72. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

73. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

74. Сарваров А.С. Энергосберегающий электропривод вентиляторных механизмов по системе НПЧ-АД с программным формированием напряжения: автореферат дисс. ... д.т.н. 05.09.03. / МГТУ, Магнитогорск, 2002.

75. Системы мониторинга агрегатов опасных производственных объектов. Общие техн. требования // Стандарт ассоциации «Росэкспертиза» - СА 03-002-05 от 15.12.2004г.

76. Соколова Э.С., Ляхманов Д.А. Выделение детерминированной компоненты временных рядов методом спектрального анализа // Вестник ННГУ им. Н.И. Лобачевского, 2011, №5, Ч.1. – С.181-184.

77. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

78. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

79. Устройство лингвистического диагностирования отказов асинхронного электропривода // Крюков О.В., Серебряков А.В. – Патент №127494. – ОАО «Гипрогазцентр». – Оpubл. 27.04.2013. БИ №10.

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

80. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

81. Федеральный закон "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 421-ФЗ.

82. Черников В.Ф., Джамирзе С.А., Ишков А.Г. и др. Оптимизация режимов участка МГ // Газовая промышленность, 2010, №9. – С.42-44.

83. Шалашов И.В. Байесовские модели принятия решений при управлении техническим обслуживанием по фактическому состоянию: дисс.

84. Шварц Г.Р., Рассказов Ф.Н., Мигачева Л.А. и др. Оптимизация систем управления ЭГПА КС / М.: Машиностроение-1. 2006. – 292с.

85. Шрейнер Р.Т., Каньгин А.И., Кривовяз В.К. Электроприводы переменного тока на базе НПЧ с ШИМ // Под ред. д.т.н., проф. Р.Т. Шрейнера. - Екатеринбург: РГППУ, 2012. – 222с.

86. Электроприводы объектов газотранспортных систем: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.4, 2013. – 300с.

87. Энергетические установки и электроснабжение объектов транспорта газа: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Репин Д.Г. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.3, 2013. – 300с.

88. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа: Уч. пособие // Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М. и др. / М.: МПА-Пресс, 2006. – 311с. 119

89. Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций МГ: монография // Пужайло А.Ф., Савченков С.В.,

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

Спиридович Е.А. и др. Под ред. О.В. Крюкова / Н.Новгород, Вектор ТиС, т.2, 2011. - 664с.

90. Ярунина Н.Н. Оптимизация термодинамических параметров в теплотехническом процессе компримирования газа: дисс. канд. техн. наук 05.14.04. ИГЭУ / Н.Н. Ярунина. – Иваново, 2009. – 142с.

91. Babichev S.A., Vyckov E.V., Kryukov O.V. Analysis of Technical Condition and Safety of Gas-Pumping Units // Russian Electrical Engineering, 2010, Vol. 81, No. 9, pp. 489-494.

92. Kryukov O.V. Intelligent electric drives with IT algorithms // Automation and Remote Control, 2013, Volume 74, Issue 6, pp. 1043-1048.

93. Kryukov O.V. Methodology and tools for neuro-fuzzy prediction of the status of electric drives of gas-compressor units // Russian Electrical Engineering, September 2012, Vol. 83, Issue 9, pp. 516-520.© Allerton Press, Inc., 2012.

94. Kryukov O.V., Rubtsova I.E., Stepanov S.E. Optimization of GasCompressor Units Synchronous Electric Drives Dynamic Modes // Abstracts of 13th International Confer. on Electromechanics, Electrotechnology, Electromaterials and Components (ICEEE-2010), Alushta, Crimea, Ukraine. September, 2010. – p. 105.

95. Lee Sang Bin, Yang Jinkyu, Hong Jongman et. al. A new strategy for condition monitoring of adjustable speed induction machine drive systems / IEEE Trans. Power Electron. - 2011. - 26, № 1-2. - С. 389-398.

96. Lu Bin, Gungor V. C. Online and remote motor energy monitoring and fault diagnostics using wireless sensor networks / IEEE Trans. Ind. Electron. - 2009. - 56, № 11. - С.4651-4659.

97. Milov V.R., Suslov B.A., Kryukov O.V. Intellectual management decision support in gas industry // Automation and Remote Control, 2011, Volume 72, №5, pp.1095-1101.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

(справочное)

Analysis of structures of modern compressor stations

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Важенин Р.А.		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г. П.	к. ф. н., доцент		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Разработка экспертной системы по эксплуатации и техническому обслуживанию компрессорных станций</i>			
Разраб.		Важенин Р.А.			<i>Приложения</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					1	13
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ81		

Analysis of structures of modern compressor stations

To date, in Russia development and production potential of the gas industry has created to solve the strategic tasks:

- Largest natural gas fields have been explored and developed;
- Process equipment of gas production and transportation is performed;
- Unified gas supply system has been formed.

It is the Unified Gas System of the Russian Federation that is central and most significant in Gazprom OAO. The total length of the gas transportation system in the territory of Russia is 172.6 thousand km. 254 compressor stations with a total capacity of 47.1 thousand MW of gas pumping units are used in gas transportation.

The unified gas system of the Russian Federation is the largest in the world, second only to the US gas transportation network, and in terms of the capacity of gas flows and energy weapons far exceeds the gas pipelines of industrialized countries. Figure 1.2 shows the structure of the long-distance gas transportation, including the field main compressor station, and the main gas pipeline (MGP) with the required number "L" of compressor stations, which ends at large consumers with gas control points, gas storage point with booster compressor station. Main parameters of gas pipelines (pipe wall diameter and thickness, capacity, length, distance between Compressor stations (CS), pressure loss at line sections, pressure at CS inlet/outlet, a gas pumping unit (GPU)) are selected during design in accordance with regulatory documentation.

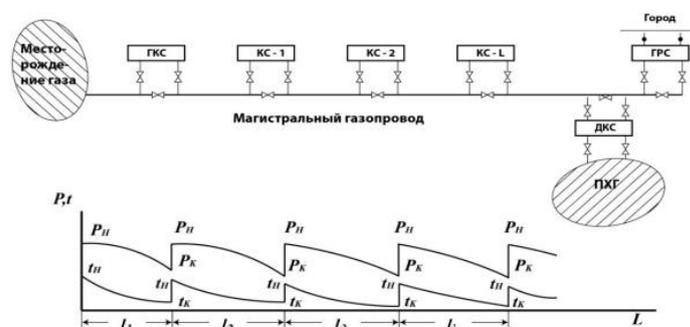


Fig. 1.2. The MGP structure and changes in gas pressure and temperature along the route

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

However, as known, when gas passes through the MGP, pressure losses occur due to flow friction against the pipe wall. For example, when a 90 million m³/day gas is pumped in a 110 km section through a 1400 mm diameter pipe, the pressure drops from 7.6 to 5.3 MPa. Therefore, it is not possible to transport gas over long distances only due to natural formation pressure.

Gas pressure increase at CS is performed in one, two or three stages by means of piston or centrifugal blowers. The optimal mode of the MGP operation consists in maximum use of their flow capacity, with minimum energy consumption for compression and transportation. To a large extent this mode is determined by the operation of CSs installed along the gas pipeline route every 100-150 km. Length of gas pipeline sections between CSs is calculated, on the one hand, on the basis of value of gas pressure drop at one section by not more than 1.6- 2.5 MPa, and on the other - on the basis of the station binding to settlements, water supply sources and electric power supply. The optimal operation of the CS depends on the type and number of GPUs installed at the station, their energy parameters and technological capabilities, including regulation.

Thus, the modern CS is a complex engineering structure that provides the main technological processes for the transport of natural gas. In the MGP three main types of CSs are distinguished: main, linear and booster. Linear Compressor Stations are installed on the MGP for compression of natural gas entering the station from inlet pressure to outlet pressure due to the design data, providing constant preset gas flow rate through gas pipelines.

In order to compensate for the non-uniformity of seasonal gas consumption, underground gas storage facilities are built near large cities, into which excess gas is injected in summer, and gas is extracted from them in winter. The largest influence on the operation mode of Compressor Stations and individual Gas Pumping Units is the seasonal changes in the productivity of the Main Gas Pipeline with the maximum gas supply in December-January and the minimum -

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
						3
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

in summer due to the higher consumption of energy resources during the heating period.

The mode of a modern gas pipeline operation, despite the presence of underground gas storage stations, is characterized by uneven gas supply during a year, a month and even a day. The equipment and piping of the compressor stations are readapted to the variable operation mode of the MGP, but it leads to a decrease in the load of GPUs and, as a result, to the overspeed of fuel gas or electric power due to deviation from the optimal mode and displacement of the operating point from the maximum efficiency.

With the capacity increase of gas pipelines due to the increase in pipe diameter and working pressure, the temperature of the gas flowing through the pipeline increases too. In order to increase efficiency of the MGP operation and, above all, to reduce power for gas transportation, it is necessary to install air gas cooling devices at the outlet of each compressor station. Temperature reduction is also necessary to maintain pipe insulation.

In order to reduce the power consumption of the CS for gas pumping, increase the capacity of the MGP and save energy resources, it is advantageous to maintain the maximum gas pressure in the pipeline, reduce the temperature of the pumped gas during cooling and use the MGP of larger diameter with smooth coating and periodic cleaning of internal cavities.

At present, the unified gas supply system of OAO Gazprom includes 17 gas transportation enterprises. Analysis of the indicators presented in Table 1.1 and characterizing the operation of the unified gas supply system indicates significant wear, reduction of technical condition and productivity of the main units of compressor stations. The average age of gas pipelines of the unified gas supply system of Russia is 22 years, most of which are between 15 and 40 years old.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

Table 1.1. Main indicators of power consumption reduction potential of main gas pipeline.

Indicators	Values
Wear of fixed assets	56%
Proportion of main gas pipelines that have developed a depreciation period	14%
Share of gas pumping units that have developed technical service life	23%
Proportion of gas pumping units requiring replacement	15%
Proportion of main gas pipelines with reduced permitted pressure	16.2%
Reduced efficiency of unified gas supply system	10.3%

The given data show the need to prevent further reduction of technical condition and efficiency of equipment of the main equipment of the unified gas supply system facilities, increase of the main operating parameters and reduction of power consumption during gas transportation. These results can be achieved only through modernization and optimization of operating modes of the main equipment with continuous monitoring of its technical condition.

The general structure of a standard parametrical number of gas pumping units is tied to technology of compression of gas at linear compressor stations, booster compressor stations, compressor stations of underground gas storages and delivery compressor stations. The range of gas pressure increase from 0.3 to 38 MPa is divided into a series of output pressures by compression stages according to the compression ratio accepted by the series. At that base pressure values are recorded:

- Line compressor stations of main gas pipeline:
 For existing gas pipelines - 5.5 and 7.45 MPa;
 For construction - 7.45 and 8.3 MPa;
 For prospective - 12.3 MPa.
- Booster compressor stations:
 For existing - 5.5 and 7.45 MPa;

For construction - 9.8 MPa;

For prospective - 9.8 and 12.3 MPa.

- For compressor stations of underground gas storage - 12.3, 16 and 21 MPa;
- For gas re-injection compressor stations - 25 and 38 MPa.

Historically, the formation of such a powerful compressor fleet has taken place for more than 60 years. Therefore, there is a very wide variety of drive sizes (57 types), process modifications (102 types), drive-compressor combinations (153 types), layout solutions (in general or individual buildings, in block-container design). The current level of efficiency of the gas transportation network in terms of fuel and energy resources consumption is determined by a number of historical, climatic and technological (regime) factors, which is characterized by the following features:

- 1) Unprecedented growth rate of gas pumping units in the period up to 1986. For example, in 1976-1985 in each five-year plan there was a doubling of the capacity of the fleet of gas pumping units with the input of 3.5 million kW or more than 350 gas pumping units per year. But the cost-effectiveness and environmental friendliness of the equipment was given little attention.
- 2) Availability of a large fleet of obsolete gas pumping units put into operation 50 years ago, of which more than a quarter of compressor plants were put into operation before 1981, and 15 before 1971.
- 3) Climatic factors, especially the air temperature at the inlet to the gas pumping units, significantly affect energy consumption. For gas pumping units with power of 6-10 MW at air temperature increase by 1 ° C - efficiency decreases by ~ 0.5%.
- 4) Process factors require maintaining the design gas pressure in the main gas pipeline. According to the calculations of Gazprom VNIIGAZ LLC, the increase in pressure by 0.1 MPa (1 kGs/cm²) reduces the specific energy consumption of the electric gas pumping unit by 3.5%.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

5) Maintenance of minimum permissible gas temperature at compressor station outlet. For example, reducing the outlet gas temperature by 1 ° C reduces the power consumption at the next compressor station by 0.5-0.6%.

6) Requirements for optimization of compressor shop operation by replacement of replaceable flow parts of centrifugal supercharger in order to transfer their operation to the optimal part of the characteristic with polytechnic efficiency of not less than 0.8. The increase in efficiency in the mode, for example, from 0.70 to 0.80, results in a reduction in electricity consumption of up to 10%.

Development of modern fleet of gas pumping units is connected systemically with improvement of pipeline equipment, compression technologies, application of new units and control principles. At present, Gazprom enterprises operate all types of gas pumping units developed according to standard projects.

The electric drive initially outperformed the gas turbine plant in terms of the main parameters:

- High service life (25 years according to plant specifications);
- Higher reliability (availability factor is much higher than that of gas turbine plant due to shorter time of stay in repairs);
- Ease of maintenance, repair costs almost 3 times less;
- Environmentally friendly natural gas transport technology.

At present, the major industrialized countries of the world are gradually moving to frequency-controlled drive systems of an electric gas pumping unit using high-voltage frequency converters, which is due to undeniable advantages:

1. Accurate development in real time of all process modes of gas pipelines with high energy characteristics (efficiency factor, power factor) in static, quasi-static and dynamic modes of compressor stations operation.
2. Extremely high efficiency of AC electric machines (up to 95- 98%) and frequency converters, which is practically unchanged in the whole range of speed control.

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

3. High reliability of operation with average time between failures up to 4000 hours, and for new EGPA - up to 40,000 hours (4.5 years) and practically without service up to 35,000 hours (4 years).

4. Maintenance costs account for up to 4% of operating costs (in the case of oil-free and fuel-free systems they are not available), while for gas turbines they account for 15-30% of engine cost.

5. Significantly lower and labour intensity of repairs - 1.5- 2 times.

6. Environmental friendliness - no CO2 and NOx emissions to the atmosphere and low noise and vibration, etc.

The current electric motors of the STD series (about 700 units) have high efficiency (more than 97%), service life 20 years, low maintenance costs. However, the limited life of the rotor (150 starts before repair), constant speed, i.e. unchanged in any modes the capacity of the centrifugal gas supercharger, old auxiliary electric al equipment lead to insufficient efficiency and reliability of operation of the electric gas compressor units and to an increase in the number of their failures. All these disadvantages require modernization and reconstruction of the electric gas pumping units fleet in the following directions:

1. Gradual replacement of EGPA fleet with synchronous electric drive, which has developed its service life, with new units with asynchronous high-speed drive or with drive systems, more adapted for operation together with high-voltage frequency converters.

2. Equipping drive motors and centrifugal superchargers with active electromagnetic bearings.

3. Transfer of centrifugal superchargers to dry gas-dynamic seals

4. Provision of high-voltage soft start devices to synchronous machines that have not developed their lifetime.

5. Upon reaching the assigned service life of 100,000 hours and in case, according to the results of diagnostic control, the supercharger is not subject to further operation, to ensure smooth control of the number of rotations of the

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

centrifugal supercharger rotor, replace it with a new supercharger allowing to change the volume capacity of the centrifugal supercharger.

At present, there are positive examples in the oil and gas industry of successful development and implementation of innovative equipment and systems for modernization of electrically driven gas pumping units, which are adapted to the peculiarities of existing equipment and gas transportation modes. They are factors in improving the energy efficiency and reliability of compressor stations. Such equipment includes:

1. Methods, algorithms and means of safe start-up and stop of gas-pumping units (phase, soft, frequency and quasi-frequency start-up by means of power electronics; Activation of auxiliary motors, special windings of the main machine; Switching over the load mode of the supercharger, etc.).
2. Equipment and algorithms for controlling the speed of rotation of the supercharger and providing the required gas supply capacity at the outlet of the gas pumping unit.
3. Means, systems and algorithms to ensure stable operation of electrically driven gas pumping units in the presence of mode and random disturbances from the side of load, power supply network and climatic effects.
4. Built-in systems of on-line monitoring and forecasting of technical condition of electrically driven gas pumping units for continuous analysis of equipment condition and implementation of maintenance and repair technologies according to the actual condition.
5. Coordination of operation of various systems within the compressor shop (electrically driven gas pumping units, air gas cooling devices, crane valves, auxiliary systems) to optimize power consumption and electromagnetic compatibility with the supply network.
6. New power supply systems with stable and guaranteed network parameters
7. A set of measures to reduce the impact on the ecosystem in the area of compressor stations (minimization of volumes, parameters and monitoring of compliance with sanitary standards on emissions, noise, vibration, etc.).

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

To date, the first units of the new generation of ЭГПА-4,0/8200 have been installed and put into operation at several compressor stations of Gazprom Transgaz Tomsk OAO. In addition, the compressor station "Smolenskaya" installed and put into operation the ЭГПА-6,3/8200 unit.

Advantages of these frequency-controlled electric gas pumping units are:

- High efficiency over the entire speed control range.
- Wide range of speed control.
- Ability to start quickly, smoothly, and repeatedly.
- Long service life without replacing the base units and parts.
- Independence of power from service life and ambient temperature.
- Absence of electromagnetic excitation system.
- Absence of oil facilities.
- Lack of a reducer.
- Low maintenance and maintenance costs.

At the same time, it is necessary to assess the level of implementation of the main ideas of energy efficiency and reliability of work on a case-by-case basis:

- Multi-factor (synergistic) approach to modernization of electrically driven gas pumping units so that application of new technical means does not lead to deterioration of other characteristics and functional capabilities of compressor station;
- Coordination and decomposition of operation of electrically driven gas-pumping units within the compressor shop (coordination of energy-saving modes of all centrifugal superchargers), compressor station (optimization of operation of main and auxiliary units) and linear production control to minimize power consumption of several compressor stations as a whole;
- Improving reliability and service life of electrical equipment involved in gas transport, facilities for organization of maintenance and repair according to actual condition, operational monitoring and forecasting of technical condition.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Only a comprehensive, rational and targeted implementation of the above-mentioned innovative solutions will allow to obtain modern competitive systems of electric drive of gas pumping units for gas compression and provide high productivity, reliability and maximum energy saving of compressor stations operation.

Causes of high power consumption of electrically driven gas pumping units on gas pipelines

The problem of efficiency of operating modes of electrically driven gas pumping units arises due to inevitable deviations in the actual operation of the main gas pipeline from the design conditions. This is due to the fact that during the design of the main gas pipeline and the installed capacity of centrifugal superchargers at compressor stations 3 design modes are mainly considered: winter, summer and average annual. More detailed research with monthly calculations of centrifugal superchargers modes is performed less frequently. The practice of designing and operating electrically driven gas pumping units has shown that in most cases it is sufficient to consider only stationary gas supply modes for this purpose.

However, as a result of the development of the structure of the unified gas supply system of the Russian Federation, the emergence of new large sources and consumers of gas, the change in production and consumption volumes, the magnitude and even direction of gas flows can change significantly, up to reverse supplies. Therefore, the operating modes of the main gas pipeline, and especially the capacity of its centrifugal superchargers at certain sections, may differ significantly from the design ones. In addition, the cause of non-calculated modes is the non-design pressure and gas temperature of its suppliers, which are most often changed randomly. As a rule, the decrease in the initial pressure of the main gas pipeline causes a decrease in its productivity and an increase in the specific energy intensity.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Thus, non-calculation modes are related to the technical, technological and climatic state of the main gas pipeline for the following reasons:

- Deviations from the gas pipeline configuration project;
- Changes in composition and characteristics of production capacity;
- Unsatisfactory condition of equipment of electrically driven gas-pumping units, compressor stations and linear-production control;
- Significant variations in meteorological factors (compared to the estimated ones) related to climate change in Russia in recent years;
- Non-optimal control of the main gas pipeline, including abnormal load distribution between compressor stations, compressor shops at multi-shop compressor stations and separate electrically driven gas pumping units inside compressor shops.

Since the operation mode of the compressor station is practically determined by the capacity of the gas pipeline, the main task of the gas pumping units is to constantly maintain the nominal gas pressure at the outlet of the compressor station regardless of the influence of all external disturbances of deterministic or stochastic nature. The system solution of this problem allows to ensure optimal loading of electrically driven gas pumping units, minimum power consumption and maximum energy efficiency of line sections and compressor stations of the main gas pipeline.

All this makes it necessary to introduce a complex of modern innovative energy-saving technologies in the reconstruction and modernization of compressor stations with electrically driven gas pumping units, as well as in the new construction of electrically driven compressor stations:

1. Increase of unit capacity of electrically driven gas pumping unit up to 50 MW taking into account planned volumes of transported gas and long-term prospects of main gas pipeline.

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

2. Use of axial compressors on electrically driven gas pumping units with efficiency up to 90%, which provide reduction of power consumption, including reduction of gas losses up to 8%.
3. Improvement of efficiency of low-pressure modes of gas transportation on unloaded main gas pipelines or on separate sections of gas transportation network with economy up to 10%.
4. Introduction of new design solutions of electrically driven gas pumping units with combination of centrifugal supercharger and electric drive in a single housing with implementation of non-reductive and oil-free technologies of electromagnetic suspension with prospects of minimization of areas for compressor shop, improvement of reliability and reduction of operating costs.

At the same time, it is also possible to implement innovative energy-saving technologies of operation of the gas transportation network:

- Optimization of modes of electrically driven compressor stations on the basis of application of system software-optimized complexes with gas economy up to 4%.
- Regulation of operation modes of air cooling devices based on application of frequency converter in fan drive of air gas cooling devices with power saving effect up to 20%.
- Introduction of turbo expander plants at gas distribution station facilities with the possibility of power generation up to 50 billion kWh/year.
- Improving hydraulic efficiency of linear part and compressor shops taking into account flow loading of main gas pipeline on the basis of installation of sets of chambers for receiving and starting cleaning devices of linear part, which allow cleaning of pipeline cavity, timely diagnostics and repair to maintain hydraulic efficiency of linear part at the standard level (reduction of costs up to 2%).

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		