

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

---

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

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции»

УДК 621.644-027.31:622.692.4.053

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Важенин Р.А.		04.06.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Рудаченко А.В..	к. т. н., доцент		04.06.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю. С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О. В.	к. п. н., доцент		04.06.2018

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

### 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ( УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР  
\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Важенину Роману Антоновичу

Тема работы:

«Повышение безопасности эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3405/с от 16.05.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2018г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><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 данного исследования является компрессорная станция №19 [REDACTED] на магистральном газопроводе [REDACTED]. В данной работе проведен анализ эффективности оборудования компрессорного цеха. Работа направлена на поиск методов повышения энергоэффективности компрессорной станции.</p> <p>Влияние на окружающую природную среду оказывают эксплуатационные отходы и утечки газа.</p> <p>В работе выполнен анализ экономических затрат на транспортировку газа по МГ [REDACTED]</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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"> <li>1. Провести анализ использования оборудования КС;</li> <li>2. Провести анализ надежности и технического состояния оборудования;</li> <li>3. Провести расчет эксплуатационных режимов работы;</li> <li>4. Рассмотреть пути повышения энергоэффективности;</li> <li>5. Сделать выводы по проделанной работе</li> </ol> <p>Дополнительные разделы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».</li> <li>2. «Социальная ответственность»;</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><b>нет</b></p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич, ассистент ОКД</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>01.02.2018г</p>
--	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к. т. н., доцент		01.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Важенин Роман Антонович		01.02.2018

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4Б	Важенину Роману Антоновичу

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

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

1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

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

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

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

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Макашева Ю. С.			29.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4Б	Важенин Роман Антонович		29.03.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4Б	Важенин Роману Антоновичу

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

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

**1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)**

Объектом данного исследования является повышение энергоэффективности компрессорной станции №19 " ██████████ " на магистральном газопроводе ██████████. КС-19 располагается в ██████████ районе ██████████ области в 4,5 км. от поселка ██████████. Промплощадка КС занимает площадь 80,39 га.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

**1. Производственная безопасность**

**1.1. Анализ вредных факторов, возникающих на объекте исследования**

**1. Производственная безопасность:**

- 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы:
- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
  - превышение уровней шума;
  - превышение уровней вибрации;
  - недостаточная освещенность рабочей зоны;
- 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы:
- утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону.

**1.2. Анализ опасных факторов, возникающих на объекте исследования**

**2. Экологическая безопасность:**

- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

	– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).
<b>2. Экологическая безопасность</b>	<b>1. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> – 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.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	<b>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<b>1. Производственная безопасность:</b>  1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны;  1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы: – пожаровзрывобезопасность; – утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>02.04.2018</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОКД	Абраменко Н. С.			02.04.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Важенин Роман Антонович		02.04.2018



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
Уровень образования бакалавриат  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2018г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.2018	<i>Введение</i>	5...
23.01.2018	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	8...
09.02.2018	<i>Анализ использование оборудования КС</i>	15
01.03.2018	<i>Анализ надежности и технического состояния оборудования КС</i>	15
19.03.2018	<i>Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА</i>	15
05.04.2018	<i>Мероприятия по повышению эффективности работы КС</i>	18
25.04.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	9
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	9
21.05.2016	<i>Заключение</i>	6
25.05.2016	<i>Презентация</i>	9

Составил преподаватель:

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
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к. п. н., доцент		

## Сокращения, нормативные ссылки

### Сокращения:

**ЛПУМГ** – линейно–производственное управление магистральных газопроводов;

**КС** – компрессорная станция;

**КЦ** – компрессорный цех;

**МГ** – магистральный газопровод;

**ГПА** – газоперекачивающий агрегат;

**ПУ** – пылеуловитель;

**АВО** – аппарат воздушного охлаждения;

**КИПиА** – контрольно–измерительные приборы и автоматика;

**БОВ** – блок очистки воздуха;

**БМО** – блок маслоохладителей;

**АСП** – автоматическая система пожаротушения;

**АСУ** – автоматическая система управления;

**БОИГ** – блок очистки импульсного газа;

**УПК** – универсальный промывочный комплекс;

**ТМС** – Техническое моющее средство;

**УПУ-ИТГС** – Универсальная промывочная установка инженерно-тепловых и гидравлических систем

**КОС** – канализационные очистные сооружения

					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</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>Сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рыдаченко А.В.</i>					3	
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.2Б4Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брцсник О.В.</i>						

## Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:  
СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.

ВРД 39-1.14-021-2001. Система нормативных документов в газовой промышленности. ЕСУОТ и ПБ в ПАО "ГАЗПРОМ"

ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Основные требования.

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные для промышленного и коммунального–бытового назначения.

ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007–76.ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 30319.1-96.2 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

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

СанПиН 2.16.575-96 Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населённых мест

СанПиН 2.2.1/2.1.1984-00 Санитарно защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

СТО 2007.12.18 - «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов». М.: ПАО "ГАЗПРОМ"

					Сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 22 рис., 21 табл., 29 источников, 9 прил.

Ключевые слова: электроприводный газоперекачивающий агрегат, энергоэффективность, компрессорная станция, аппарат воздушного охлаждения, надежность .

Объектом исследования является (ютя) Компрессорная станция.

Цель работы – рассмотрение мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности компрессорной станции, на основе анализа эксплуатационных и технических характеристик.

В процессе исследования проводились расчеты коэффициентов использования и надежности Приведены мероприятия по охране труда и безопасности работы, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен анализ мероприятий по повышению энергоэффективности. На основании полученных результатов было выявлено, что применение очистки аппаратов воздушного охлаждения газа имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение эффективности теплопередачи и увеличение КПД.

Степень внедрения: исследованный метод увеличения эффективности аппаратов воздушного охлаждения газа применен на компрессорной станции «Красногорская» магистрального газопровода [REDACTED]

Область применения: описанные мероприятия повышения эффективности компрессорной станции широко распространены в ПАО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в области эксплуатации компрессорных станций.

Экономическая эффективность/значимость работы затраты на транспортировку газа с применением очистки аппаратов воздушного охлаждения меньше на 2619,96 тыс.руб.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</i>			
Разраб.		Важенин Р.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ридаченко А.В.					13	126
Консульт.						<b>ТПУ гр.2Б4Б</b>		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.						

Оглавление	
ВВЕДЕНИЕ .....	16
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КС-19 .....	2
1.1. ТОПОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ КС.....	2
1.2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫШЛЕННОМ ОБЪЕКТЕ .....	18
1.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА КС .....	20
1.4.1. ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ .....	21
1.4.2. ОЧИСТКА ГАЗА НА КС .....	30
1.4.3. ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА НА КС .....	32
1.4.4. ОСУШКА И ХРАНЕНИЕ ИМПУЛЬСНОГО ГАЗА .....	34
1.4.5. СИСТЕМА МАСЛОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ.....	35
1.4.6. НАЗНАЧЕНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБВЯЗКАХ КС .....	39
1.4.7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ .....	44
1.5. ОСОБЕННОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ГПА.....	45
2. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КС .....	48
2.1. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГПА ПО ВРЕМЕНИ .....	48
2.2. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГПА ПО МОЩНОСТИ.....	50
2.3. ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЯ ПО ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ .....	55
2.4. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВО.....	57
2.5. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КС .....	60
3. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КС-19.....	62
3.1. НЕОБХОДИМОСТЬ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ .....	62
3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГПА.....	64
3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГПА.....	68
3.3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАГНЕТАТЕЛЯ .....	68
3.4. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ.....	72
4. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГПА .....	73
5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КС .....	78
5.1. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГПА.....	78
5.2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЕЙ .....	81

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

5.3.	ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АВО .....	81
5.3.1.	ОЧИСТКА АВО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ УНИВЕРСАЛЬНОГО ПРОМЫВОЧНОГО КОМПЛЕКСА.....	83
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	90
6.1	Производственная безопасность.....	90
6.2	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	92
6.3	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	94
6.4	Экологическая безопасность.....	95
6.4.1	Воздействие на литосферу .....	95
6.4.2	Воздействие на гидросферу .....	96
6.4.3	Воздействие на атмосферу .....	98
6.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	102
6.6.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	102
6.6.2	Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны.....	103
7.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	104
7.1.	РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ТРАНСПОРТА ГАЗА НА КС .....	104
7.1.1	МАТЕРИАЛЬНЫЕ РАСХОДЫ .....	105
7.1.2.	ЭНЕРГОРЕСУРСЫ .....	106
7.1.3.	РАСХОДЫ НА ОПЛАТУ ТРУДА .....	107
7.1.4.	ОТЧИСЛЕНИЯ НА СОЦИАЛЬНЫЕ НУЖДЫ.....	107
7.1.5.	АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ.....	107
7.1.6.	ПРОЧИЕ ДЕНЕЖНЫЕ РАСХОДЫ.....	108
7.2.	ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ОЧИСТКИ АВО .....	109
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	113
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	114

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

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность

Тенденции в развитии газовой и ряда смежных с ней отраслей промышленности в данный момент в большей степени зависят от процесса дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов из отдаленных и чаще всего слабо освоенных районов в промышленные и центральные районы страны.

Процесс эксплуатации магистральных газопроводов в оптимальном режиме работы заключается в первую очередь в наибольшем задействовании показателя пропускной способности при минимальных значениях энергозатратах на транспортировку и компримирование газа по газопроводу.

В связи с непрерывным ростом стоимости энергоресурсов в стране, увеличением себестоимости транспорта газа, невозобновляемостью его природных ресурсов, важнейшими направлениями работ в области трубопроводного транспорта газов следует считать разработки, направленные на снижение и экономию энергозатрат.

Повышение эффективности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов неразрывно связано с обеспечением необходимой энергосберегающей технологии транспорта газа, диагностированием установленного оборудования ГПА, выбором оптимальных режимов его работы.

В настоящее время существует множество мероприятий, направленных на повышение эффективности оборудования компрессорной станции, в связи с этим существует необходимость выбора оптимального метода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Пути повышения энергоэффективности</i>			
Разраб.		<b>Важенин Р.А.</b>			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<b>Рыдаченко А.В.</b>					16	126
Консульт.						<b>ТПУ гр 2Б4Б.</b>		
Рук-ль ООП		<b>Брцсник О.В.</b>						

**Цель работы** – рассмотрение мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности компрессорной станции, на основе анализа эксплуатационных и технических характеристик.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы и решены следующие **задачи**:

1. Анализ использования оборудования КС;
2. Анализ надежности и технического состояния оборудования КС-19;
3. Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА
4. Выработка рекомендаций по повышению энергоэффективности.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16



# 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КС-19

## 1.1. ТОПОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ КС

КС-19 располагается в районе области в 4,5 км. от поселка [приложение А]. Промплощадка КС занимает площадь 80,39 га.

Газокомпрессорная станция расположена над уровнем моря на высоте 252,75м. коэффициент рельефа местности равен 1. Ближайшая к КС река расположена на расстоянии 1,2 км. южнее, другие ближайшие водоемы отсутствуют.

В лесных массивах преобладающими породами деревьев являются береза, ель, сосна. От КС ближайший лесной массив находится на расстоянии 0,8 км. Заболоченные участки отсутствуют.

Объекты магистральных газопроводов ЛПУ МГ находятся в климатической зоне 1Д [приложение Б]. Климат континентальный с отчетливо выраженными сезонами года при плавных переходах от одного к другому.

Коэффициент стратификации атмосферы - А принят по ОНД-86 и равен 160. Среднегодовая температура равна +5,3 С°.

Средняя температура наиболее жаркого месяца равна +18,1 С°, средняя температура наиболее холодного месяца равна минус 16,4 С°.

Абсолютный максимум температуры наружного воздуха равен +38 С°, абсолютный минимум минус 42 С°. Наиболее жаркий месяц – июль, наиболее холодный – январь. Продолжительность времени года с положительными суточными температурами составляют 200 суток.

Преобладающие ветры в теплое время года северо-западные, в

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Пути повышения энергоэффективности			
Разраб.		Важенн Р.А.			Общая характеристика КС-19	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					17	126
Консульт.						ТПУ гр 2Б4Б.		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.						

холодное юго-восточные. Повторяемость штилей летом составляет 12%, а зимой 13%.

В районе размещения КС стационарные посты наблюдения Госкомгидромета за чистотой атмосферного воздуха отсутствуют, в связи, с чем фоно-

вые концентрации загрязнения атмосферы приняты в соответствии с методическими указаниями ГТО Войкова:

- по двуокиси азота 0,08 мг/м<sup>3</sup>;
- по окиси углерода 0,4 мг/м<sup>3</sup>.

## 1.2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫШЛЕННОМ ОБЪЕКТЕ

██████████ ЛПУ МГ является филиалом ██████████ ██████████.

Протяженность магистральных газопроводов 1057км в одностанционном исполнении. Технологический процесс объектов ЛПУМГ непрерывный.

В состав ЛПУ входят основные объекты:

- ГКС (газокомпрессорная станция) – 1;
- ГРС (газораспределительная станция) – 36;
- АРП г. ██████████ – 1;
- Численность работающих 418 человек.

Компрессорная станция "██████████" сдана в эксплуатацию в 1996 году и расположена на магистральном газопроводе ██████████ диаметром 1020 мм. Проектная производительность компрессорной станции 72 млн.м<sup>3</sup> газа в сутки по магистральным газопроводам. Подача газа осуществляется с севера по трехниточному газопроводу 1020 мм, давлением 55 кг/см<sup>2</sup>. Соседние станции с севера КС ██████████ с юга КС-17 ██████████.

Основные объекты компрессорной станции:

					Общая характеристика КС-19	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

- узел подключения к магистральному газопроводу;
- площадка очистки газа с циклонными пылеуловителями;
- газоперекачивающие агрегаты;
- блок осушки и хранения импульсного газа;
- узел воздушного охлаждения газа;
- технологическая обвязка нагнетателей ГПА («Гитара»);
- котельная и другие вспомогательные объекты.

Рядом с блоком газоперекачивающих агрегатов находится здание - производственно эксплуатационный блок (ПЭБ), со щитом управления технологическими процессами на станции там же размещаются административно управленческий аппарат компрессорной станции.

Севернее от технологической зоны расположена территория сооружения подсобно-вспомогательного и административно-бытового назначения ЛПУ.

В технологической зоне территории КС на северо-западе расположены: насосная станция II-го подъема производственного и противопожарного водоснабжения, и резервуары с водой 1000м<sup>3</sup>.

Водоснабжение КС осуществляется от собственных 3-х артезианских скважин с устройством по подготовке воды.

Канализация КС выполнена путем устройства КОС.

Теплоснабжение КС осуществляется от котельной с четырьмя котлами КСВа-2, номинальной производительностью 2 МВт (1,7 Гкал/час).

На территории КС принята система проездов, обеспечивающая возможность проезда к зданиям и сооружениям по условию работы и пожарной безопасности. Объекты, наиболее опасные в пожарном отношении имеют кольцевые проезды.

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 1.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА КС

Технологическая схема КС представляет собой технологическую обвязку основных объектов станции, которая объединяет данные объекты в одно целое и придает им определенные функциональные возможности.

Технологическая схема (рисунок 1.1) КС предусматривает выполнение следующих операций:

- очистка газа перед компримированием;
- компримирование;
- охлаждение газа после компримирования.

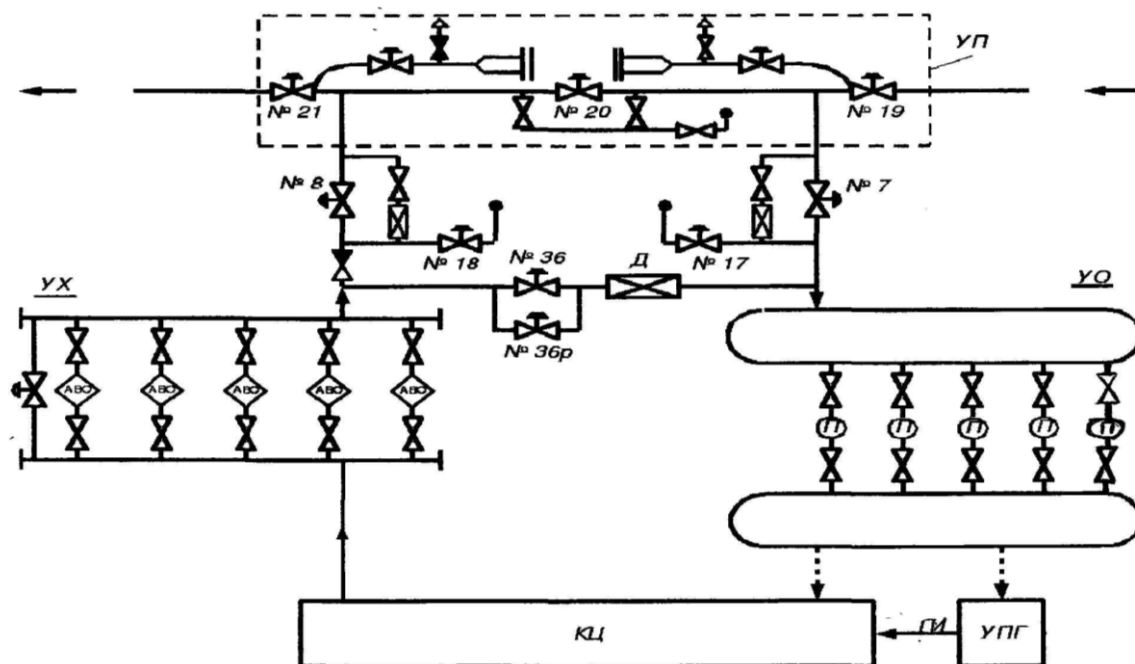


Рисунок 1.1. - Технологическая схема компрессорной станции

КС-19 XXXXXXXXXX состоит из одного цеха, подключенного к магистральному газопроводу, диаметром 1020 мм. с давлением  $P_{пр.}=55$  кг/см<sup>2</sup>.

Газ высокого давления из МГ через входные шаровые краны №7, узла подключения, по всасывающему газопроводу-шлейфу диаметром 1400мм,

					Общая характеристика КС-19	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поступает через входные коллекторы на батареи из пяти циклонных пылеуловителей типа ГП-628, производительностью 20 млн.н.м<sup>3</sup>/сутки, где очищается от механических примесей и конденсата. После очистки газ попадает во всасывающий коллектор диаметром 1020мм, газоперекачивающих агрегатов, из которых направляется в параллельно работающие нагнетатели.

Компримированный газ под давлением поступает в нагнетательный коллектор диаметром 1020 мм, и далее по трубопроводу направляется к батареи из двенадцати аппаратов воздушного охлаждения (АВО) типа 2АВГ-75"С", охлажденный газ по выходному шлейфу диаметром 1400 мм., направляется к узлу подключения и через краны №8 попадает в магистральный газопровод.

Перемычка между всасывающим и нагнетательным шлейфами с кранами №36 образуют разгрузочный контур цеха, который предназначен для работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА), в пределах максимальной нагрузки, а также для регулирования производительности - перепуска газа со стороны нагнетателя на прием цеха.

Импульсный газ отбирается от крана №20 и выкидного шлейфа ГПА.

После очистки импульсного газа в газосепараторе и осушке в адсорберах БОИГа и по мере необходимости газа в подогреве в УПИГ, газ подводится к крановым узлам.

#### 1.4. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КС

##### 1.4.1. ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ

Для компримирования природного газа на компрессорной станции применяется газоперекачивающий агрегат ЭГПА-Ц-6,3В/56-1,45 [3]. Технические данные газоперекачивающего агрегата приведены таблице 1.1.

					Общая характеристика КС-19	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1-Технические данные газоперекачивающего агрегата

Наименование параметра и размера	Величина параметра
ЭГПА – Ц – 6,3 /56 – 1,45	
Производительность, млн.м <sup>3</sup> /сутки	11,58
Производительность по условиям всасывания, м <sup>3</sup> /с	3,33
Давление начальное:	- номинальное, МПа 3,79
	- минимальное, МПа 2,41
Давление конечное:	- номинальное, МПа 5,49
	- максимальное, МПа 6,32
Отношение давлений	1,45
Политропный КПД нагнетателя, % не менее	83
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин.	8314
Мощность на валу электродвигателя, кВт.	6300
КПД электродвигателя, %	97,5
Габаритные размеры агрегата (А×В×Н), м.	17,2×11,4×6,4
Масса агрегата, кг.	100000

Устройство газоперекачивающего агрегата:

Агрегат представляет собой установку, состоящую из стыкуемых между собой на месте эксплуатации отдельных блоков (рисунок 1.2). Монтаж агрегата произведен на компрессорной станции на специальном фундаменте. Базовой сборочной единицей агрегата является турбоблок, контейнер которого разделен герметичной стенкой на два отсека: отсек двигателя и отсек нагнетателя [3].

Забор, очистка от пыли и подача атмосферного воздуха для охлаждения двигателя осуществляется через БОВ - блок очистки воздуха, расположенный на отсеке двигателя и турбоблока.

Для удобства обслуживания – вспомогательное оборудование, маслобаки, маслоагрегаты, установка пожаротушения, автоматическая система управления – размещается в отдельном блоке БСО - блоке системообеспечения.

Для охлаждения масла – предназначен блок маслоохладителей - БМО, который установлен на блоке систем обеспечения.

Агрегат снабжен системой обогрева и вентиляции, предназначенной для обеспечения нормальных температурных условий работы обслуживающего персонала в период проведения регламентных и ремонтных работ, а также для разогрева в холодное время года в период пуска. Для обогрева применяются калориферы и система отопления.

Вентиляция:

- Естественная – через шиберные заслонки;
- Принудительная - при помощи осевых вентиляторов.

Маслосистема агрегата – обеспечивает смазку подшипников электродвигателя, нагнетателя, мультипликатора(редуктора), зубчатых муфт, а также подача масла в систему уплотнения нагнетателя.

Автоматическая система пожаротушения (АСП) – обнаружение и ликвидация очагов пожара в отсеках двигателя и нагнетателя и сигнализацию о возникновении пожара в отсеке маслоагрегатов.

Автоматическая система управления АСУ – обеспечивает работу агрегата без постороннего присутствия персонала возле агрегата.

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

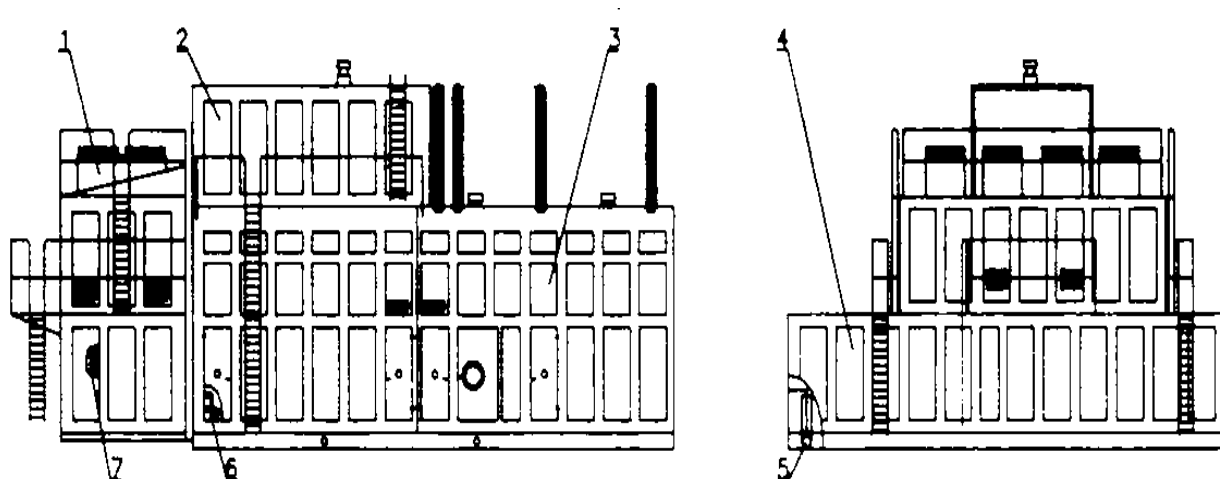


Рисунок 1.2. - Состав агрегата типа ЭГПА – Ц – 6,3 /56 – 1,45:

1- блок маслоохладителей; 2- блок очистки воздуха; 3- турбоблок; 4- блок системы обеспечения; 5 - система обогрева и вентиляции; 6 - система маслоснабжения; 7 - система пожаротушения.

Масса и габаритные размеры основных блоков агрегата представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Габаритные размеры и масса основных блоков агрегата

Наименование	Длина, м	Ширина, м	Высота, м	Масса, кг
Турбоблок	13,465	5,470	4,480	66,970
Блок систем обеспечения	11,360	3,200	2,765	8,610
Блок маслоохладителей	6,970	3,200	2,195	7,730
Блок очистки воздуха	6,50	3,200	2,632	8,100

Работа агрегата:

Перекачиваемый газ по газопроводу через всасывающий патрубок поступает на вход двухступенчатого центробежного нагнетателя, где сжимается и подается через нагнетательный патрубок в магистральный газопровод. В качестве привода нагнетателя используется электродвигатель типа СТДП [3].



Назначение и конструкция двигателя:

Двигатель СТДП-6300-2БУХЛ4 - синхронный, двухполюсный, трехфазного тока, частотой 50Гц.

Предназначен для продолжительного режима работы в качестве компрессоров газовых нагнетателей, представлен на рисунке 1.3.

Двигатель имеет взрывозащищенный уровень, путем заполнения оболочки избыточным давлением воздуха, при продувке, при охлаждении.

Технические данные двигателя СТДП приведены в таблице 1.3.



Рисунок 1.3. - Двигатель СТДП-6300-2БУХЛ4

Таблица 1.3 - Технические данные двигателя СТДП

Основные параметры двигателя	Значение
Тип двигателя	СТДП-6300-2БУХЛ4
Мощность, кВт.	6300
Напряжение, В.	6000
Частота вращения, об./мин.	3000
Маховый момент ротора, кг./м <sup>2</sup> .	690
КПД, %	97,4
cos φ	0.9

Напряжение возбуждения, В.	129
Ток возбуждения, А.	273
Масса, кг.	ротора 4300 статора 10340 общая без возбуждителя 21950

Двигатель выполнен с одним рабочим концом вала, который соединяется с приводным механизмом (мультипликатором) посредством муфты.

Состоит:

- статор;
- ротор;
- подшипники;
- контрольно-измерительные приборы.

Статор:

Сердечник статора состоит из пакетов, разделенных вентиляционными каналами. Пакеты запрессованы в корпус статора между немагнитными-нажимными кольцами, которые удерживаются продольными ребрами и шпонками. Обмотка статора двухслойная.

Ротор:

Ротор двигателя изготавливается из цельной, стальной паковки. В бочке ротора выполняются пазы, в которые укладывается и впрессовывается обмотка возбуждения. На роторе устанавливаются центробежные вентиляторы и направляющие аппараты обеспечивающие безударный вход воздуха в вентиляторы.

Подшипники:

Двигатель выполнен на стояковых подшипниках скольжения с циркуляционной смазкой под давлением. Подшипники имеют смотровые

окна, для наблюдения за струей стекающего масла. Подшипник со стороны приводного механизма опорно-упорный. Для смазки применяют турбинное масло марок Т-22 и Т-30. Расход масла на два подшипника – 50л./мин. Давление масла 2,5-5 атмосфер. Стойки подшипников изолированы электрически от фундаментной плиты и маслопроводов.

Контрольно – измерительные приборы:

Тепловой контроль термопреобразователей сопротивления включенных через искробезопасные цепи на логометр.

Контроль температуры:

- в наиболее горячей части сердечника статора;- охлаждающего воздуха на входе в вентилятор;
- горячего воздуха на выходе из статора;
- вкладыша в подшипниках скольжения;
- обмотки ротора.

Назначение и конструкция нагнетателя:

Нагнетатель НЦВЭ-6,3/56-1.45 представляет собой центробежную машину с вертикальным разъемом [3], техническая характеристика центробежного нагнетателя представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Техническая характеристика центробежного нагнетателя НЦВЭ

Тип нагнетателя	Вид разъема	Мощность МВт.	Номинал. частота вращения , об/мин.	Степень сжатия	Конечное давление на выходе, МПа.
НЦВЭ-6,3/56-1.45	вертикальный	6,3	8314	1,45	5,6

Корпус нагнетателя представляет собой стальной цилиндр, к которому с внешней стороны приварены стальные кованые всасывающие и нагнетательные патрубки. К нижней части цилиндра приварены опорные

лапы под аккумулятор масла. С обоих торцов корпус закрыт стальными коваными крышками.

Внутренний корпус – сборный, к нему крепится в проточной части горизонтально-разъемная деталь нижняя часть обратного направляющего аппарата. От проворота внутренний корпус зафиксирован шпилькой. Такая конструкция статорной части позволяет производить снятие и установку ротора без выема внутреннего корпуса.

В корпусе нагнетателя на двух подшипниках (опорном и упорном) установлен ротор.

Полнонапорный двухступенчатый нагнетатель НЦВЭ представлен на рисунке 1.4.

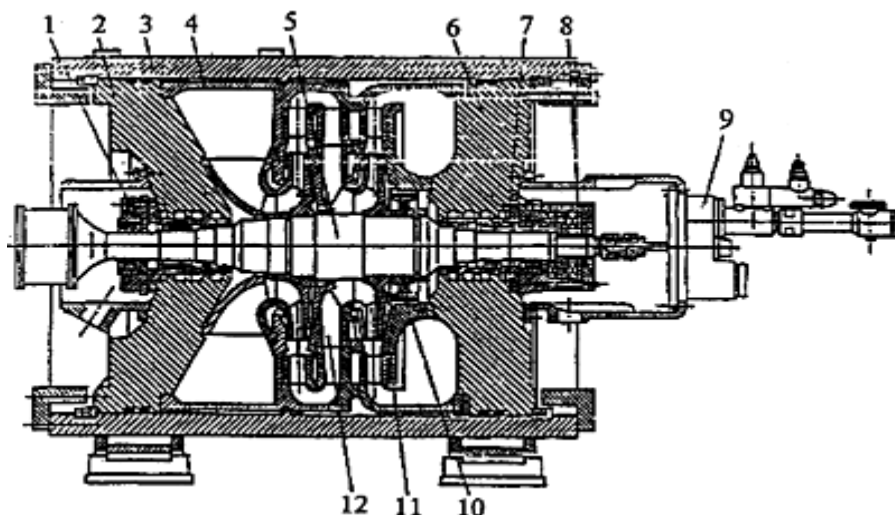


Рисунок. 1.4. - Полнонапорный двухступенчатый нагнетатель НЦВЭ

1 - опорный подшипник; 2 - крышка; 3 - корпус; 4 - внутренний корпус; 5 - ротор; 6 - крышка; 7 - уплотнение; 8 - упорно-упорный подшипник; 9 - блок масляных насосов; 10 – думмис (разгрузочный поршень); 11 - улитка; 12 - обратный направляющий аппарат.

Для замера вибрации ротора на подшипниках установлены датчики вибрации. Осевое перемещение ротора измеряется датчиком осевого сдвига.

Внутренний корпус состоит: из камеры всасывающей, диафрагмы, диффузора, аппарата входного направляющего.

В нижней части внутреннего корпуса закреплены ролики, на которых внутренний корпус закатывается в наружный. Аппарат входной направляющий крепится к камере, всасывающей с помощью болтов, а камера, всасывающая соединяется с диафрагмой болтами.

Ротор нагнетателя представляет собой ступенчатый вал с двумя напрессованными на него рабочими колесами, думмисом и втулками уплотнений с износостойким покрытием.

На приводном конце вала выполнены шлицы для присоединения зубчатой муфты – привод нагнетателя. Для восприятия осевого усилия на роторе установлен диск упорного подшипника, который крепится на валу с помощью пайки. Рабочие колеса состоят из основного и покрывного дисков. Лопатки рабочего фрезеруются на основном диске и соединены с покрывным диском вакуумной пайкой.

На роторе установлен разгрузочный поршень – думмис, предназначенный для уменьшения осевого усилия на упорный подшипник. После окончания сборки, ротор подвергается динамической балансировке.

Уплотнение ротора нагнетателя состоит из концевое уплотнения с плавающими кольцами и лабиринтного уплотнения.

Температура масла на сливе с подшипников измеряется с помощью термометров сопротивления.

Для большинства осевых нагрузок на упорно-опорном подшипнике полость соединена с задуммисной камерой трубопроводом, что обеспечивает выравнивание давления в этих полостях.

По своему назначению нагнетатели – технологические машины. Они потребляют энергию и осуществляют перемещение и сжатие различных газообразных сред. Важнейший показатель работы нагнетателя – степень повышения давления.

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

#### 1.4.2. ОЧИСТКА ГАЗА НА КС

На КС-19 [REDACTED] в качестве очистки газа применены циклонные пылеуловители, работающие на принципе использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц. Пылеуловители играют важную роль в обеспечении надежной работы магистральных газопроводов за счет очистки транспортируемого газа от эрозионно-опасных включений - механических примесей различного минерального и фракционного состава, а также жидкостей.

Контроль над уровнем осуществляется с помощью смотровых стекол и датчиков, закрепленных к штуцерам. Люк используется для ремонта и осмотра пылеуловителя при плановых остановках КС. Эффективность очистки газа циклонными пылеуловителями составляет не менее 100 % для частиц размером 40 мкм и более, и 95% для частиц капельной жидкости.

Кроме этого на площадке очистки газа предусматривается система удаления продуктов очистки газа из пылеуловителей.

На блоке пылеуловителей и на отсечных кранах предусмотрены фланцевые соединения, для возможности демонтажа подводящих труб и проведения гидравлических испытаний.

Для сбора продуктов очистки газа применено оборудование, позволяющее максимально уменьшить объем сбрасываемого газа в атмосферу при продувке пылеуловителей.

Механические примеси с потоком газа направляются из пылеуловителя в емкость Е-1, где происходит отделение механических примесей.

На КС-19 "Красногорская" для очистки газа приняты циклонные пылеуловители типа ГП-628 (рисунок 1.5), включаются параллельно и установлены одной группой из пяти аппаратов.

					Общая характеристика КС-19	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

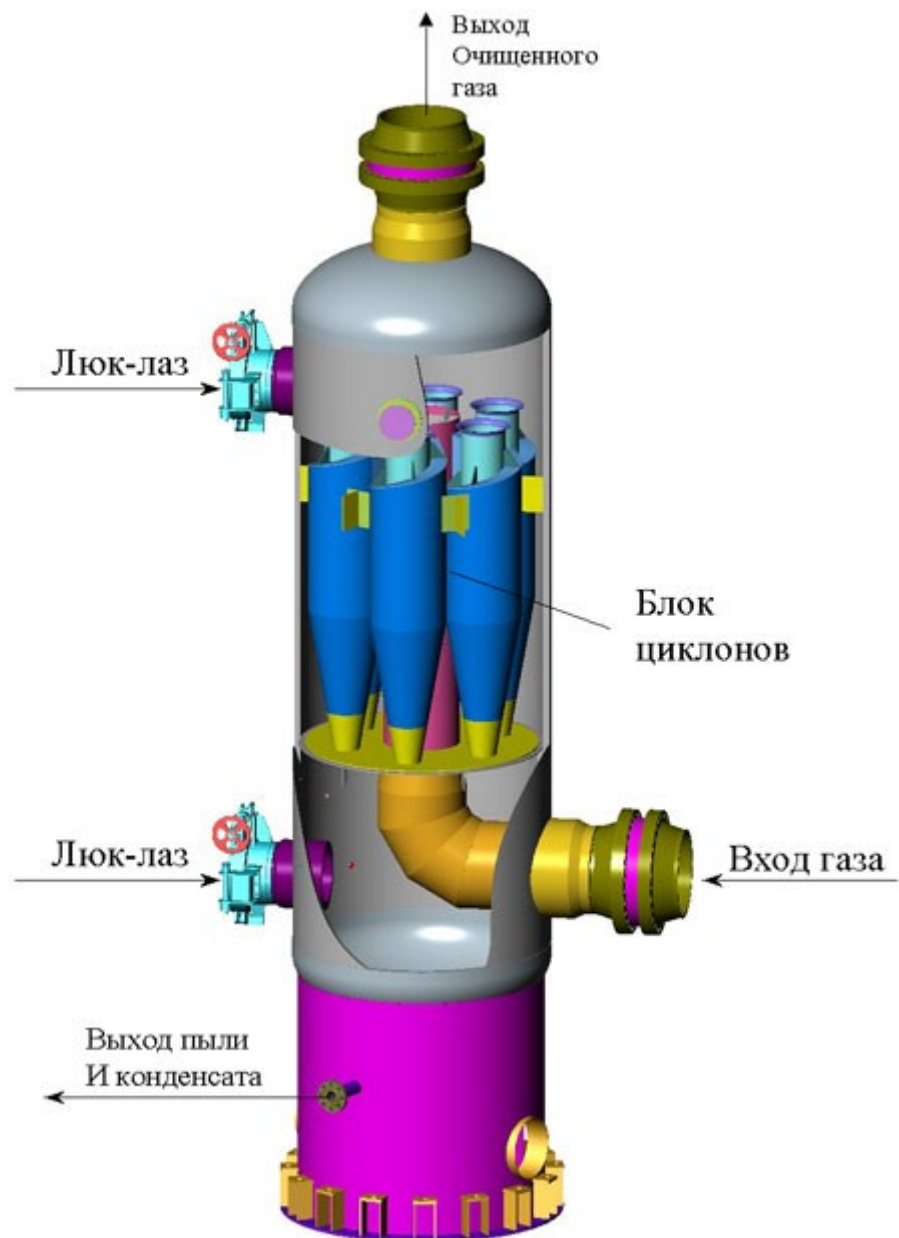


Рисунок 1.5. - Циклонный пылеуловитель ГП-628

Технические характеристики блока пылеуловителей для очистки природного газа от механических примесей и жидкости представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Технические характеристики П/У типа ГП – 628

Параметры	значение
Тип аппарата	циклонный (6-циклов)

Продолжение таблицы 1.5

Производительность по газу, м <sup>3</sup> /час.	833300 ± 1,5%
Рабочее давление, Мпа (кг/см <sup>2</sup> ).	5,5 (55)
Пробное давление при гидравлическом испытании кг/см <sup>2</sup> .	69 ± 3,45
Температура рабочая среда, °С.	от -20 до 80
Температура расчетная стенки, °С.	80
Температурные пределы мин.допустимая стенок элементов блока и средняя самой холодной пятидневки района установки блока, °С.	-60
Расход теплоносителя, кг/ч.	1440
Масса , кг.	пустого в рабочих условиях при гидроиспытаниях
	22920 27920 42920

На установке очистки газа П/У предусмотрена газосберегающая технология удаления конденсата из пылеуловителей:

- Конденсат непрерывно самотеком сливается в подземную емкость;
- Из этой емкости по мере заполнения, автоматически передавливается газом через блок арматуры в наземную емкость. Для удаления шлама из П/У предусмотрена ручная периодическая продувка через блок арматуры в наземную емкость. Конденсат из емкости сбора периодически по мере накопления, вывозится спецавтотранспортом для утилизации.

#### 1.4.3. ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА НА КС

На КС-19 [REDACTED] используются аппараты воздушного охлаждения (АВО) в количестве 12 шт. АВО газа типа 2АВГ-75 "С" состоит из

					Общая характеристика КС-19	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



трубных секций прямоугольной формы, устанавливаемых на опорную металлоконструкцию. Каждая секция состоит из штампосварных камер, боковых стенок и поперечно-оребранных труб длиной 12000 мм. Расположение труб в секции - горизонтальное. К металлоконструкции крепятся два диффузора и два коллектора вентиляторов. На отдельных фундаментах устанавливается два привода колес вентиляторов. Для предотвращения вибрации на металлоконструкцию аппарат монтируют на 8 отдельных фундаментах - 2 для привода и 6 для опорных стоек.

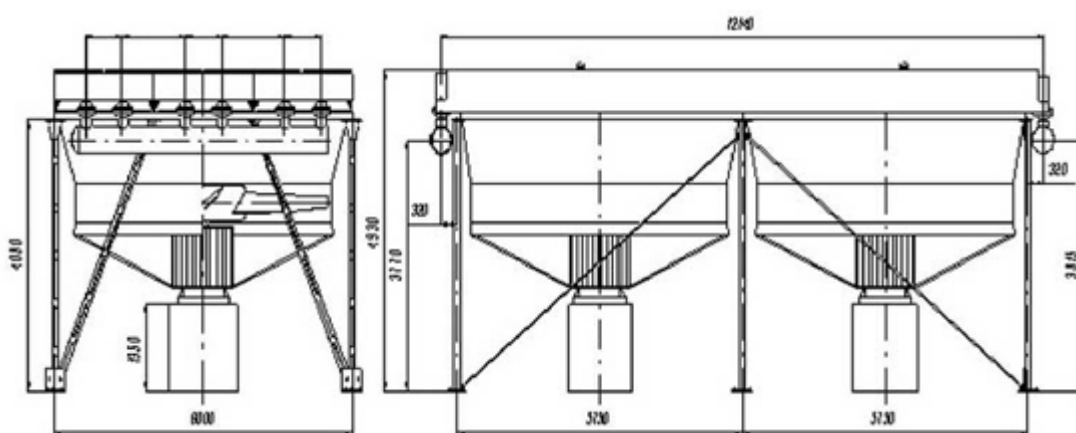


Рисунок 1.6. - Аппарат воздушного охлаждения 2АВГ-75 "С"

Технические характеристики аппарата воздушного охлаждения газа типа 2АВГ-75 "С" представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Технические характеристики АВО газа

Параметр	значение
Тип аппарата	2АВГ-75"С"
Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup> .	9930
Рабочее давление, кг/см.	7,5
Пробное давление, кг/см <sup>2</sup> .	10,0
Температура расчетная, °С.	150

Температура наружного воздуха, °С.		-55
Температурные пределы газа, °С:	нижний верхний	-40 150
Тип колеса вентилятора		ОВ-229 или УК-2М
Диаметр колеса вентилятора, мм.		5000
Количество лопастей, шт.		4
Скорость вращения вентилятора, об/мин.		250
Тип привода		ВАСО16-14024

#### 1.4.4. ОСУШКА И ХРАНЕНИЕ ИМПУЛЬСНОГО ГАЗА

*Блок подготовки импульсного газа* предназначен для фильтрации, сушки и подачи импульсного газа на управление исполнительными механизмами системы автоматики газораспределительной станции (рисунок 1.7).

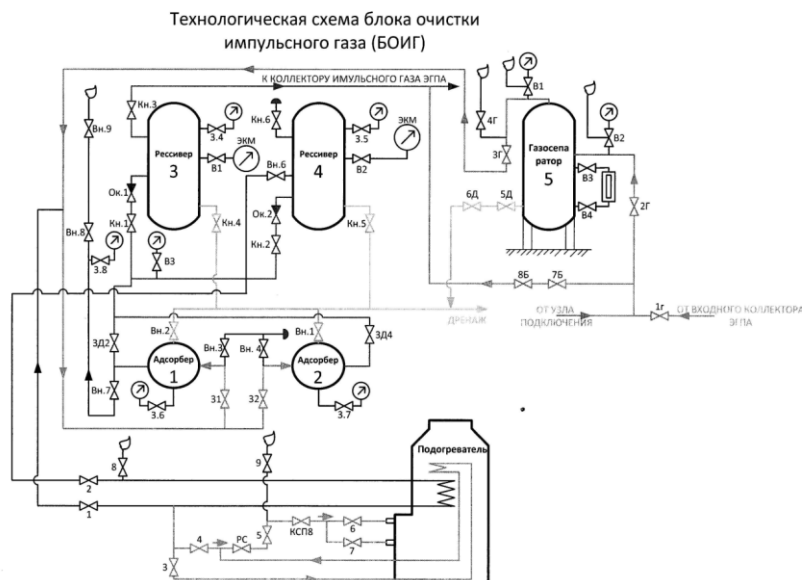


Рисунок 1.7. - Технологическая схема БОИГ

Для осушки и хранения импульсного газа на КС-19 существует блок БОИГ. Технические характеристики БОИГ представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Технические характеристики БОИГ

Параметры		Адсорбера	Ресивера
Объемная производительность блока, м <sup>3</sup> /ч.		5000	
Давление, Мпа	рабочее	до 7,5	
	расчетное	7,5	
	пробное при гидравлическом испытании	11,6	9,6
Температура, °С	рабочая среда	от -20 до 300	от -20 до 80
	расчетная стенки	300	80
Температура, °С	минимальная допустимая стенки элементов блока	-40	-40
	минимальная рабочей среды	-20	-20
Масса, кг.	без изоляции	11000	
	с изоляцией	11500	
	при гидравлическом испытании	18100	
Класс взрывоопасности		ПА – Т2	

#### 1.4.5. СИСТЕМА МАСЛОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Система маслоснабжения компрессорной станции включает в себя две маслосистемы: общецеховую и агрегатную.

Для приема, хранения и предварительной очистки масла перед подачей в расходную емкость цеха используется общецеховая маслосистема. Она состоит из склада ГСМ и помещения маслорегенерации. На складе находятся емкости для чистого и отработанного масла. Подбор

объема емкостей для чистого масла осуществляется исходя из обеспечения работы агрегатов сроком не менее 3 месяцев. В помещении склада ГСМ устанавливается емкость отрегенерированного масла и емкость отработанного масла, установка для очистки масла типа ПСМ-3000-1, насосы для подачи масла к потребителям, а также система маслопроводов с арматурой.

После подготовки масла на складе ГСМ и проверки его качества, подготовленное масло поступает в расходную емкость. Объем расходной емкости выбирается равным объему маслосистемы ГПА, плюс 20 % для подпитки работающих агрегатов. Эта расходная емкость, оборудованная замерной линейкой, используется для заправки агрегатов маслом. Для организации движения масла между складом ГСМ и расходной емкостью, а также для подачи к ГПА чистого масла и откачки из него отработанного масла их соединяют с помощью маслопроводов.

Эта система должна обеспечивать следующие возможности в подаче масла:

- подачу чистого масла из расходного маслобака в маслобак ГПА, при этом линия чистого масла не должна иметь возможность смешиваться с отработанным маслом;
- подачу отработанного масла из ГПА только в емкость отработанного масла;
- аварийный слив и перелив масла из маслобака ГПА в аварийную емкость.

Для аварийного слива необходимо использовать электроприводные задвижки, включаемые в работу в автоматическом режиме, например, при пожаре.

Агрегатная маслосистема включает в себя три масляных насоса (главный, вспомогательный и аварийный), маслобак с напорными и сливными трубопроводами, предохранительный клапан, охладитель масла два основных фильтра со сменными фильтрующими элементами

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

электрический подогреватель, датчики давления, температуры и указателей уровня масла.

Работа смазочной системы осуществляется следующим образом: после включения вспомогательного масляного насоса, масло под давлением начинает поступать из маслобака в нагнетательные линии. Основной поток масла поступает в маслоохладители, откуда после охлаждения оно подается к основным масляным фильтрам. Дифманометр, установленный на фильтрах, указывая на перепад давления до и после фильтров, характеризует степень их загрязнения. При достижении перепада давлений масла на уровне примерно 0,8 МПа, происходит переключение работы на резервный фильтр; фильтрующие элементы на работающем фильтре заменяются.

Очищенное масло после фильтров поступает на регулятор давления, который обеспечивает подачу масла на подшипники и соединительные муфты с необходимым давлением.

Из подшипников масло по сливным трубопроводам поступает обратно в маслобак. Термосопротивления, установленные на сливных трубопроводах, позволяют контролировать температуру подшипников турбоагрегата и нагнетателя.

Количество масла в баке контролируется при помощи датчиков с сигналом выведенным на АРМ ГПА. Сигналы датчика введены в предупредительную сигнализацию агрегатной автоматики. Контроль за уровнем в маслобаке может, осуществляется и визуально с помощью уровнемерной линейки, установленной на баке. Работа системы уплотнения центробежного нагнетателя основана на использовании принципа гидравлического затвора, обеспечивающего поддержание постоянного давления масла, на 0,1-0,3 МПа превышающего давление перекачиваемого газа.

Работа системы уплотнения центробежного нагнетателя основана на использовании принципа гидравлического затвора, обеспечивающего

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

поддержание постоянного давления масла, на 0,1-0,3 МПа превышающего давление перекачиваемого газа.

Масло к винтовым насосам уплотнения поступает из системы маслоснабжения ГПА. В систему уплотнения нагнетателя входит: регулятор перепада давления, обеспечивающий постоянный перепад давления масла над давлением перекачиваемого газа, аккумулятор, обеспечивающий подачу масла в уплотнения в случае прекращения его подачи от насосов (при исчезновении напряжения), поплавковые камеры, служащие для сбора масла, прошедшего через уплотнения и газоотделитель, предназначенный для отбора газа, растворенного в масле.

При работе ГПА масло высокого давления после насосов по маслопроводу поступает на вход регулятора перепада давления. После регулятора оно поступает в аккумулятор и далее по двум маслопроводам к уплотнениям центробежного нагнетателя. После уплотнений масло сливается в поплавковые камеры, по мере заполнения которых оно перетекает в газоотделитель, где происходит выделение газа, растворенного в масле. Очищенное от газа масло возвращается в основной маслобак, а выделившийся из масла газ через свечу отводится в атмосферу.

Сжатие газа осуществляется с помощью восьми электроприводных газоперекачивающих агрегатов типа ЭГПА-Ц-6,3В/56-1,45 каждый из которых представляет собой единую блочную установку электроприводного двигателя СТДП-6,3-2БУХЛ4, мультипликатора (редуктора) и двухступенчатого нагнетателя НЦВЭ-6,3 в одном контейнере.

На входе и выходе узла подключения на каждой нитке установлены охранные краны, с северной стороны №19(1-3) и с южной №21(1-3), предназначенные для защиты основного узла подключения от возможных аварийных ситуаций. Управление крановыми узлами УП осуществляется, как дистанционно со щита управления, так и с места установки их.

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 1.4.6. НАЗНАЧЕНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБВЯЗКАХ КС

Трубопроводная арматура (краны, вентили, обратные клапаны и т.д.) представляют собой устройства, предназначенные для управления потоками газа, транспортируемого по трубопроводам, отключения одного участка трубопровода от другого, включения и отключения технологических установок, аппаратов, сосудов и т.д.

Вся запорная арматура технологических обвязок компрессорной станции имеет нумерацию согласно оперативной схеме КС, четкие указатели открытия и закрытия, указатели направления движения газа. Запорная арматура в обвязке КС подразделяется на 4 основные группы: Общестанционные, агрегатные и охранные.

Общестанционные краны установлены на узлах подключения станции к магистральному газопроводу и служат для отключения КС от газопровода и стравливания газа из технологической обвязки станции. К таким кранам относятся краны № 7, 8, 17, 18, 20. К Общестанционным кранам относятся и краны № 36, 36р, обеспечивающие работу КС на "Станционное кольцо".

Агрегатные краны относятся непосредственно к обвязке нагнетателя и обеспечивают его подключение к технологическим трубопроводам станции. К ним относятся краны № 1, 2, 3, 4, 5, 6.

Охранные краны предназначены для автоматического отключения КС от магистрального газопровода в условиях возникновения каких-либо аварийных ситуаций на компрессорных станциях. К ним относятся краны № 19 и 21.

К характерным особенностям работы запорной арматуры на магистральном газопроводе [REDACTED] и КС-19 относятся: высокое давление транспортируемого газа (до 5,5 МПа), относительно высокая температура газа на выходе КС, наличие в составе газа механических примесей и компонентов, вызывающих коррозию, эрозию металла и т.д. К

					Общая характеристика КС-19	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

запорной арматуре предъявляются следующие основные требования: она прежде всего должна обеспечивать герметичное отключение отдельных участков газопровода, сосудов, аппаратов от технологических газопроводов и длительное время сохранять эту герметичность, иметь высокую работоспособность, быть коррозионно-стойкой и взрывобезопасной.

На магистральных газопроводах и КС-19 применяется запорная арматура различного типа, но наибольшее распространение получили краны, задвижки и обратные клапаны. Краном (рисунок 1.8) называется запорное устройство, в котором подвижная деталь затвора имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска рабочей среды. Для перекрытия потока затвор вращается вокруг своей оси, перпендикулярной трубопроводу. Краны могут иметь гидравлический, пневматический, пневмогидравлический и электрический приводы. Они могут иметь также и ручное управление.

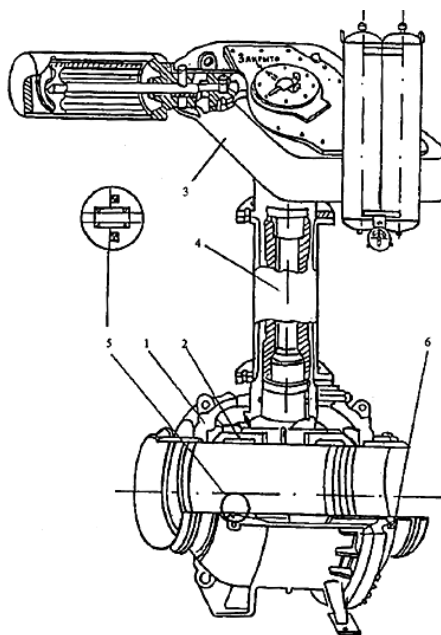


Рисунок 1.8. - Кран шаровой:

1 - корпус; 2 - шар; 3 - пневмогидропривод; 4 - колонна; 5 - узел уплотнения; 6 - штуцер для уплотнительной смазки

По сравнению с другими видами запорной арматуры краны обладают следующими преимуществами: компактность, прямоточное движение

					Общая характеристика КС-19	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



потока газа через отверстие в шаре крана, что не вызывает больших гидравлических сопротивлений.

Запорные краны с шаровым затвором получили наибольшее распространение на магистральных газопроводах и используются в качестве запорно-отключающих устройств сепараторов, пылеуловителей, камер пуска и приема очистных поршней, в свечных обвязках, узлах подключения КС, различного рода перемычек, обвязке газоперекачивающих агрегатов и т.д.

При эксплуатации кранов необходимо выполнение следующих основных требований:

- запрещается эксплуатировать краны при не полностью открытом или закрытом положении затвора;
- перестановку шаровых кранов производить при наличии перепада до и после крана не более 0,08 МПа;
- периодически производить набивку крана крановой смазкой, рекомендованной заводами-изготовителями.

К задвижкам (рисунок 1.9, 1.9а) относятся разного рода запорные устройства, в которых проходное сечение для газа перекрывается за счет поступательного перемещения затвора в направлении, перпендикулярном движению потока транспортируемого газа. По сравнению с другими видами запорной арматуры задвижки имеют следующие особенности: незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходном сечении, простота обслуживания и ремонта. Применяются в основном на линиях продувки пылеуловителей и фильтр-сепараторов, а также как ручные отсечные задвижки на линии кранов № 4 и блоке подготовки импульсного газа.

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

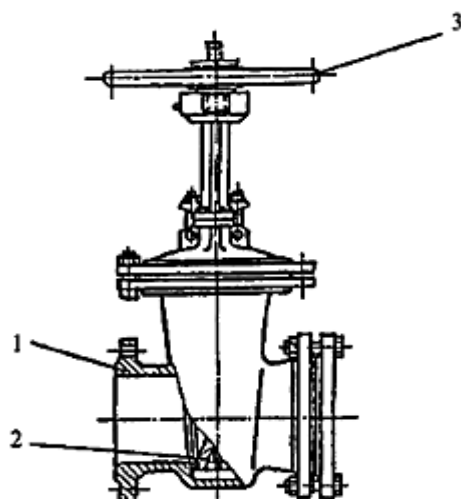


Рисунок 1.9. - Задвижка стальная клиновая с выдвижным шпинделем с ручным приводом: 1 - корпус; 2 - клин; 3 - штурвал

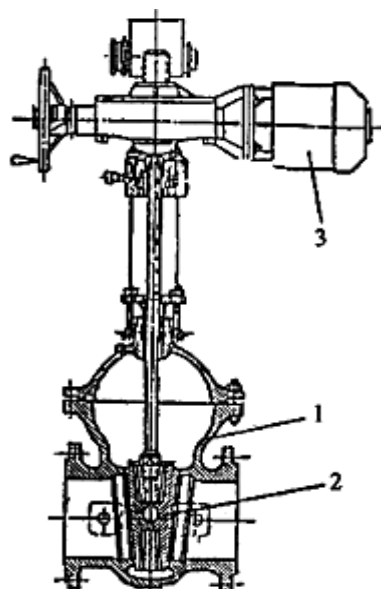


Рисунок. 1.9а.-Задвижка стальная клиновая с выдвижным шпинделем с электроприводом:

1 - корпус; 2 - клин; 3 – электропривод

К вентилям (рисунок 1.10, 1.10а) относят запорную арматуру с поступательным перемещением затвора, параллельно потоку транспортируемого газа. Вентили имеют следующие характерные особенности: возможность работы при высоких перепадах давлений на золотнике, простота конструкции, обслуживания и ремонта, относительно небольшие габаритные размеры, исключение возможности гидравлического

					Общая характеристика КС-19	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

удара. Используются в основном на линиях отбора импульсного газа и линиях отбора к щитам управления агрегатной и станционной системы управления.

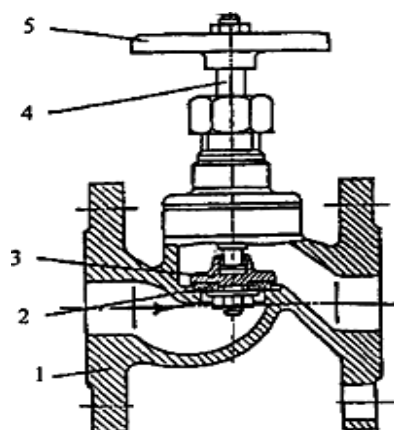


Рисунок 1.10. - Вентиль запорный фланцевый: 1 - корпус; 2 - уплотнительное кольцо; 3 - золотник; 4 - шпindelь; 5 – маховик

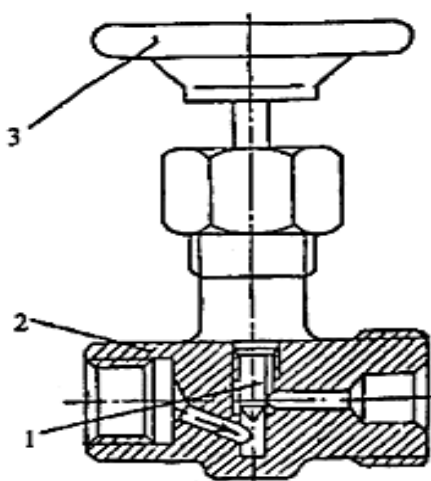


Рисунок 1.10а. - Вентиль запорный игольчатый:  
1 - шпindelь; 2 - корпус; 3 - маховичок.

К обратным клапанам (рисунок. 1.11) относят устройства, предназначенные для предотвращения обратного потока газа в трубопроводе. Они выполняются как автоматически самодействующие предохранительные устройства. Основным узлом обратного клапана

является его затвор, который пропускает газ в одном направлении и перекрывает поток в другом.

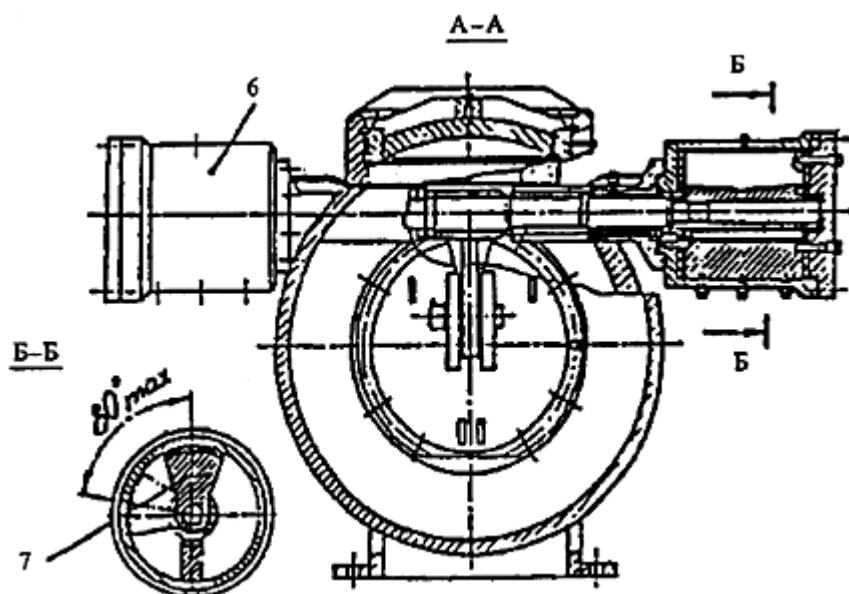


Рисунок. 1.11. Обратный поворотный клапан с пневматическим демпфером:

1 - корпус; 2 - опора; 3 - тарелка; 4 - крышка; 5 - рычаг; 6 - демпфер пневматический; 7 - поворотная лопасть.

Обратный клапан устанавливают за аппаратами АВО газа, перед краном № 8, а также в обвязке полнапорных нагнетателей перед кранами № 2 и 6.

Техническое обслуживание и ремонт запорной арматуры осуществляется в соответствии с инструкциями завода-изготовителя по специальному план-графику.

#### 1.4.7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Источник питания подстанции 220/6 кВ с двумя трансформаторами 32 МВа. запитанными от двух независимых линий ПС [REDACTED] и ПС [REDACTED].

					Общая характеристика КС-19	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Для подключения нагрузок КС применяется ЗРУ 6 кВ с четырьмя секциями. К каждой секции подключаются два двигателя СТДП-6300, тип КРУ-6 кВ К-104 и К-105 устойчивостью 31,5КА. Предусматривается раздельная работа главных трансформаторов питающей подстанции 220/6 кВ.

Граница балансовой и эксплуатационной ответственности установлена на наружных контактах проходных изоляторов ЗРУ 6 кВ.

Предусмотрена защита КС от прямых ударов молнии, установлены девять молниеотводов по периметру цеха.

Для питания нагрузок КС принято КТП ПЭБ 6/0,4 кВ с двумя трансформаторами по 1600 кВа, в энергоблоке располагаются общестанционные распределительные щиты, щиты постоянного тока (ЩПТ), зарядное устройство, выпрямительное устройство токовое (ВУТ) предназначенное для питания цепей управления напряжением 27 В, мощностью 1,75 кВт, применены два ВУТ 31/250.

Для питания аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО), предусмотрена КТП 2×630 кВа.

## 1.5. ОСОБЕННОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ГПА

Основная задача при организации обслуживания электроприводных компрессорных станций заключается в обеспечении надежной бесперебойной работы оборудования, максимально эффективного использования установленного электрооборудования, экономичной работы оборудования, наименьших эксплуатационных расходов, электробезопасности [7].

Бесперебойная и надежная работа электрооборудования, и максимальная эффективность его использования возможны при правильном уходе за оборудованием, регулярном проведении планово-предупредительных ремонтов и испытаний.

					Общая характеристика КС-19	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основная задача при организации обслуживания электроприводных компрессорных станций заключается в обеспечении надежной бесперебойной работы оборудования, максимально эффективного использования установленного электрооборудования, экономичной работы оборудования, наименьших эксплуатационных расходов, электробезопасности.

Бесперебойная и надежная работа электрооборудования, и максимальная эффективность его использования возможны при правильном уходе за оборудованием, регулярном проведении планово-предупредительных ремонтов и испытаний, а также при своевременной замене устаревшего оборудования. Экономичная работа электрооборудования обуславливается уменьшением потерь энергии, выбором наиболее рациональных режимов работы оборудования, автоматизацией или механизацией производственных процессов.

Подготовку агрегата к пуску следует начинать с осмотра газовой обвязки нагнетателя. Краны на газовой обвязке должны находиться в предпусковом положении и должны быть готовы к перестановке во время запуска. Для подготовки кранов к перестановке на них надо установить шланги пневмопривода и импульсный газ подать к узлам управления. Предпусковое положение кранов контролируется схемой управления агрегата и в случае несоблюдения предпусковых условий агрегат не запустится. Проверяют состояние маслосистемы, уровень масла в маслобаке, температуру. В случае низкой температуры масла его подогревают. Температура масла перед пуском должна быть не ниже 25 °С. Далее опробуют в работе маслососы, рабочие и резервные. Путем включения уплотнительного маслососа заполняют аккумулятор масла. Проверяют работу кранов на газовой обвязке. Эта операция необходима в зимнее время, когда бывают частые отказы из-за замерзания импульсного газа, заклинивания пробок крана или поршней пневмопривода. При опробовании кранов эти неисправности будут обнаружены, устранены и

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

запуск агрегата пройдет успешно. Затем подают напряжение в цепи управления и сигнализации агрегата. Тележку масляного выключателя устанавливают в рабочее положение.

					<i>Общая характеристика КС-19</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

## 2. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КС

Целью анализа работы оборудования КС-19 [REDACTED] является определение степени использования установленной мощности и экономичности выполняемой работы по транспортировке природного газа.

Получение данных являются базой для разработки организационно-технических мероприятий по улучшению использования оборудования и эффективности его работы.

### 2.1. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГПА ПО ВРЕМЕНИ

Использование ГПА по времени оценивается коэффициентом экстенсивного использования  $K_{Э}$  [12]:

$$K_{Э} = \frac{T_P}{T_K}, \quad (2.1)$$

где  $T_P$  - время работы оборудования в анализируемый период времени, час [приложение 4];

$T_K$  - календарное время, час.

Проектная величина  $K_{ЭП}$  определяется соотношением [12]:

$$K_{ЭП} = \frac{n_P}{n}, \quad (2.2)$$

где  $n_P$  и  $n$  - количество рабочего и установленного оборудования.

Расчет  $K_{Э}$  проведен поквартально для каждого ГПА за период с I кв. 2016г. по IV кв. 2016г. Результаты расчета сведены в таблицу 2.1 и представлены графически на рисунок 2.1.

Пример расчета коэффициента экстенсивного использования  $K_{Э}$  для агрегата № 1 за I кв. 2016 г.:

					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</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>Анализ использования оборудования КС</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рыдаченко А.В.</i>					48	126
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 254Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						



$$K_{\text{э}} = \frac{1190}{2160} = 0,551, \quad K_{\text{эл}} = \frac{6}{8} = 0,75.$$

Таблица 2.1 Коэффициент экстенсивного использования  $K_{\text{э}}$

Квартал, год	№ ГПА	$K_{\text{э}}$	$K_{\text{э ср. кварт.}}$	$K_{\text{э год}}$
1	2	3	4	5
I кв. 2016 г.	1	0,551	0,508	0,521
	2	0,296		
	3	0,194		
	4	0,740		
	5	1		
	6	0,119		
	7	1		
	8	0,166		
II кв. 2016 г.	1	0,276	0,532	
	2	0,874		
	3	0,793		
	4	0,707		
	5	0,282		
	6	0,216		
	7	1		
	8	0,111		
III кв. 2016 г.	1	0,920	0,505	
	2	0,167		
	3	0,336		
	4	0,774		
	5	0,815		
	6	0		
	7	0,153		
	8	0,878		
IV кв. 2016 г.	1	0,932	0,539	
	2	0,568		
	3	0,405		
	4	0,831		
	5	0,698		
	6	0		
	7	0,568		
	8	0,316		

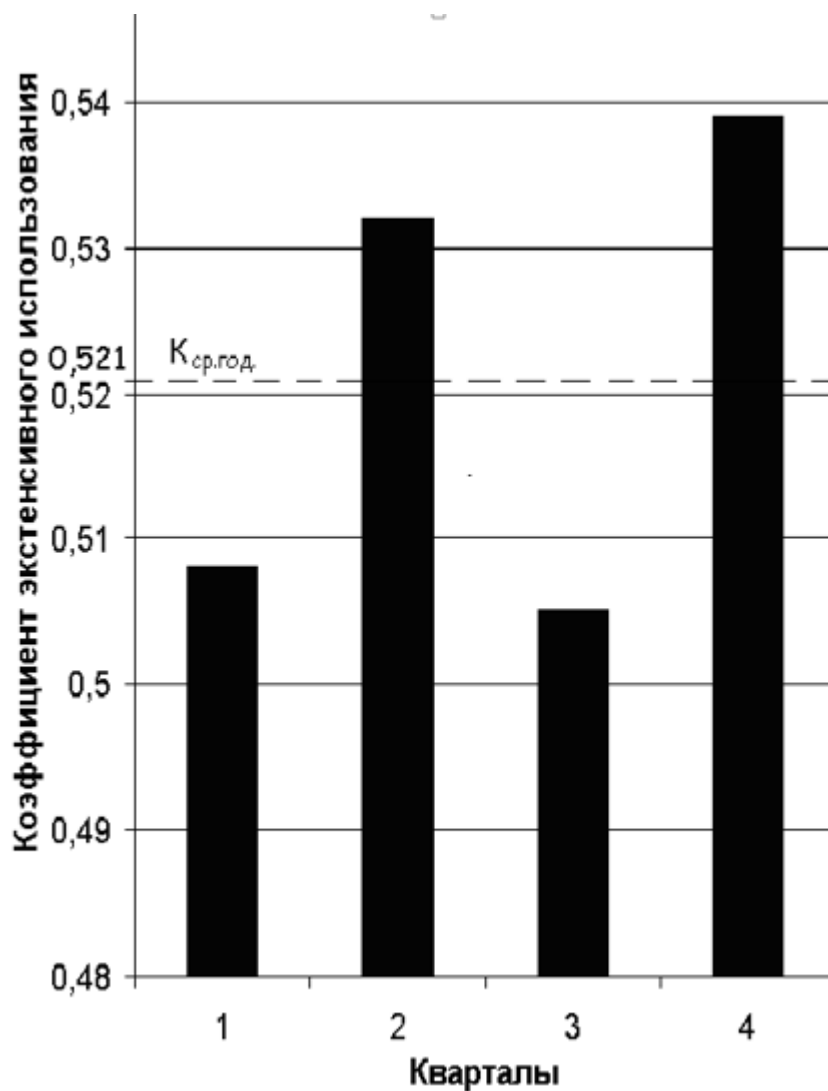


Рисунок. 2.1. Коэффициент экстенсивного использования  $K_{э}$

## 2.2. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГПА ПО МОЩНОСТИ

Показатель интенсивного использования отражает коэффициент использования ГПА по мощности  $K_{и}$  [12]:

$$K_{и} = \frac{N_E}{N_E^P}, \quad (2.3)$$

где  $N_E$  - требуемая фактическая мощность на силовом валу ГПА, кВт;

$N_E^P$  - располагаемая мощность ГПА, кВт.

Определение требуемой фактической мощности ГПА:

- определяем газовую постоянную, Дж/(кг·К):

$$R = 287 / \Delta, \quad (2.4)$$

где  $\Delta$  - относительная плотность газа по воздуху [приложение 3]; - определяем плотность газа при условии входа в нагнетатель, кг/ м<sup>3</sup> :

$$\rho_{BX} = \frac{P_{BX}}{Z_{BX} \cdot R \cdot T_{BX}}, \quad (2.5)$$

где  $P_{BX}$  и  $T_{BX}$  - давление и температура газа на входе в нагнетатель, МПа и К [приложение 4];

- определяем объемную производительность нагнетателя, м<sup>3</sup>/ мин:

$$Q_V = \frac{Q \cdot \rho_{СТ}}{1440 \cdot \rho_{BX}}, \quad (2.6)$$

где  $Q$  - производительность нагнетателя, млн.м<sup>3</sup>/сут [приложение 4];

$\rho_{СТ}$  - плотность газа при стандартных условиях, кг/ м<sup>3</sup> :

$$\rho_{СТ} = 1,205 \cdot \Delta, \quad (2.7)$$

- определяем приведенную производительность нагнетателя, м<sup>3</sup>/ мин:

$$Q_{ПР} = Q_V \cdot \frac{n_H}{n}, \quad (2.8)$$

где  $n_H$  и  $n$  - номинальная и фактическая частота вращения ротора нагнетателя, об./ мин [приложение 4];

-определяем относительную приведенную внутреннюю мощность нагнетателя  $[N_i/\gamma_{ПР}]_{ПР}$ , определяя по приведенной характеристике нагнетателя нагнетателя, исходя из значения величины  $\epsilon$ ;

- определяем расчетную (внутреннюю) мощность нагнетателя, кВт:

$$Q_{ПР} = \left[ \frac{N_i}{\rho_{ПР}} \right] \cdot \rho_{BX} \cdot \left( \frac{n}{n_H} \right)^3, \quad (2.9)$$

- определяем требуемую мощность для привода нагнетателя, кВт:

$$N_E = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_{МЕХ}}, \quad (2.10)$$

где  $\eta_{МЕХ}$  - механический КПД нагнетателя;

Располагаемая мощность ГПА  $N_E^P$  зависит от давления и температуры воздуха:

$$N_E^P = N_E^N \cdot K_N \cdot K_{ОБ} \cdot K_V \cdot \left( 1 - K_T \frac{T_3 - T_3^H}{T_3} \right) \cdot \frac{Pa}{0,1013}; \quad (2.11)$$

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $N_E^N$  - номинальная мощность ГПА, кВт [3];

$\kappa_N$  - коэффициент, учитывающий техническое состояние ГПА, принимаемый равным 0,95 [1];

$\kappa_{об}$  - коэффициент, учитывающий влияние противообледеняющей системы, принимаемый равным 1,0 [1];

$\kappa_y$  - коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла выхлопных газов, принимаемый равным 0,985 [1];

$\kappa_m$  - коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха [11];

$T_3$  и  $T_3^H$  - фактическая и расчетная температуры воздуха перед осевым компрессором, К (для ГПА-Ц-6,3  $T_3^H = 293$  К) [3];

$P_a$  - расчетное давление наружного воздуха, МПа ( $P_a = 0,098$  МПа, высота 125м);

$$T_3 = T_a + \delta T_a \quad (2.12)$$

где  $T_a$  - средняя температура воздуха в рассматриваемый период времени, [приложение 4];

$\delta T_a$  - поправка на изменчивость климатических параметров и местный подогрев наружного воздуха на входе в ГПА,  $\delta T_a = 5$  К [11].

Расчет показателя интенсивного использования агрегатов по мощности  $K_{И}$  выполнен для каждого ГПА ██████████ КС-19 за период с 1 квартала 2016 г. по 4 квартал 2016 г [2]. Результаты расчета сведены в таблицу 2.2 и представлены графически на рисунок 2.2.

Пример расчета показателя интенсивного использования агрегатов по мощности  $K_{И}$  для "среднего" ГПА за 1 квартал 2016 г.:

$$R = 287 / 0,6821 = 420,76 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К}),$$

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot \Delta = 1,205 \cdot 0,6821 = 0,822 \text{ кг}/\text{м}^3,$$

$$P_{кр} = 0,1773 (26,831 - \rho_{ст}) = 0,1773 (26,831 - 0,822) = 4,611 \text{ МПа},$$

$$T_{кр} = 156,24 (0,564 + \rho_{ст}) = 156,24 (0,564 + 0,822) = 216,548 \text{ К},$$

Находим  $z_{вх}$

$$P_{пр} = P_{вх.кц.} / P_{кр} = 3,83 / 4,611 = 0,83,$$

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{\text{вх.кц}} = P_{\text{вх}} - \Delta P_{\text{пу}} - \Delta P_{\text{ком}};$$

$$\Delta P_{\text{пу}} + \Delta P_{\text{ком}} = 0,08;$$

$$P_{\text{вх.кц}} = 3,91 - 0,08 = 3,83 \text{ МПа},$$

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{вх}} / T_{\text{кр}} = (6,6 + 273) / 216,548 = 1,29,$$

$$\tau = 1 - 1,68T_{\text{пр}} + 0,78T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3 = 1 - 1,68 \cdot 1,29 + 0,78 \cdot 1,29^2 + 0,0107 \cdot 1,29^3 = 0,15,$$

$$Z_{\text{вх}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пп}}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,85}{0,15} = 0,864,$$

$$\rho_{\text{вх}} = \frac{(3,91 + 0,1) \cdot 10^6}{0,864 \cdot 420,76 \cdot 279,6} = 39,45 \text{ кг/м}^3,$$

Транспорт газа за I кв. 2016 г. 5,701 млрд. м<sup>3</sup> [приложение 4]:

$$Q_{\text{кц}} = 5,701 \cdot 10^3 / 90 = 63,34 \text{ млн. м}^3 / \text{сутки};$$

Компримирование проходит полнонапорными нагнетателями НЦВЭ-6,3[3].

Приведенная частота вращения:

$$[n/n_n]_{\text{пр}} = 8200/8200 \cdot \sqrt{\frac{0,9 \cdot 293 \cdot 490,5}{0,864 \cdot 279,6 \cdot 420,76}} = 1,05,$$

По [приложению 4] степень сжатия  $\epsilon_{\text{кц}} = 1,35$

По приведенной характеристике нагнетателя, относительная мощность

$$[N/\gamma_{\text{пр}}]_{\text{пр}} = 215 \text{ кВт/(кг м}^3); \eta = 0,728.$$

Приведенная объемная подача:

$$Q_{\text{пр}} = 233 \text{ м}^3 / \text{мин};$$

Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем:

$$N_i = 215 \cdot 39,45 \cdot (1,05)^3 / 2 = 4909 \text{ кВт};$$

Требуемая мощность для привода нагнетателя первой ступени:

$$N_E = \frac{4909,0}{0,95 \cdot 0,99} = 5219,5 \text{ кВт};$$

$$T_z = T_a + \delta T_a = 299,6 - 5 = 294,6 \text{ К};$$

$$N_E^P = 6300 \cdot 0,95 \cdot 1,0 \cdot 0,985 \cdot \left(1 - 2,2 \cdot \frac{294,6 - 293}{294,6}\right) \cdot \frac{0,098}{0,1013} = 5635,3 \text{ кВт};$$

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_u = \frac{N_E}{N_E^P} = \frac{5219,5}{5635,3} = 0,926$$

Таблица 2.2 - Коэффициент интенсивного использования ГПА  $K_{II}$

Квартал ГОД	$Z_{ex}$	$\rho_{ex}$	$Q_{np}$	$[N_i/\gamma_{np}]_{np}$	$N_E$	$N_E^P$	$K_u$
I кв. 2016 г.	0,864	39,45	233	215	5219,5	5635,3	0,926
II кв. 2016 г.	0,866	39,18	230	217	5232,4	5551,0	0,943
III кв. 2016 г.	0,863	39,53	238	208	5060,2	5301,6	0,954
IV кв. 2016 г.	0,867	38,70	236	211	5025,4	5480,7	0,917

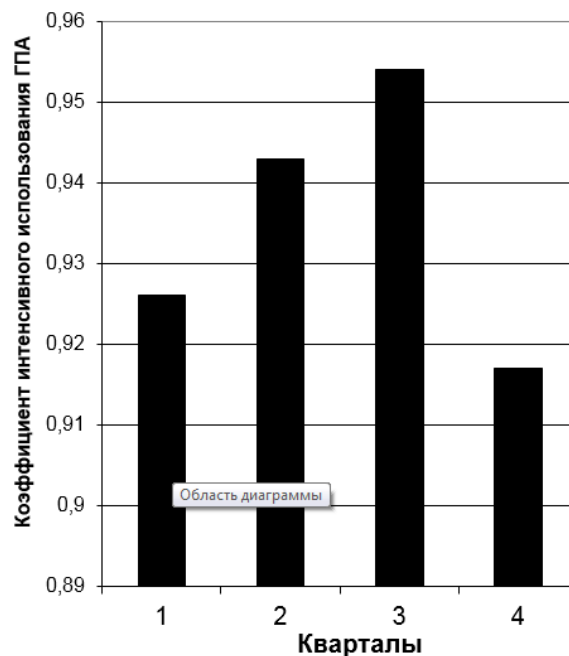


Рисунок 2.2. - Коэффициент интенсивного использования ГПА  $K_{II}$

### 2.3. ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЯ ПО ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Эффективность использования установки очистки транспортируемого газа (пылеуловителя) оценивается коэффициентом его загрузки, т.е. количеством и качеством очистки газа [11].

При малых производительностях скорости течения газов в циклонах получаются ниже оптимальных, что снижает качество очистки, а при больших производительностях возрастает унос газом жидкости.

Рабочее давление пылеуловителя соответствует давлению на входе в компрессорную станцию.

Коэффициент загрузки пылеуловителя  $K_{ny}$  [11]:

$$K_{ny} = \frac{Q_{КЦ}}{n \cdot Q_{max} \cdot k} \quad ;(2.13)$$

где  $Q_{КЦ}$  - фактическая производительность компрессорного цеха, млн.м<sup>3</sup>/сутки [2];

$n$  - количество работающих агрегатов [2];

$k$  - поправочный коэффициент [11];

$Q_{max}$  - максимально возможная производительность пылеуловителя [приложение 6].

Расчет коэффициента  $K_{ny}$  проводим поквартально за период с января 2016 г. по декабрь 2016 г. Результаты расчета сведены в таблицу 2.3 и представлены графически на рисунке 2.3.

Пример расчета коэффициента загрузки пылеуловителя  $K_{ny}$  за I квартал 2016 г.

$P = 3,91$  МПа,  $t = 6$  °С, [приложение 4]

$\rho = 0,822$  кг/м<sup>3</sup>;

$k = 0,997$  [приложение 6];

$Q_{max} = 17,73$  млн.м<sup>3</sup>/сутки.

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По [приложению 4] :  $Q_{кц} = 5,701 \text{ млрд.м}^3 / \text{квартал} = 5,701 \cdot 1000 / 90$   
 $= 63,344 \text{ млн.м}^3 / \text{сутки}$

$$n = 4$$

$$K_{пу} = \frac{63,344}{4 \cdot 17,73 \cdot 0,997} = 0,895$$

Таблица 2.3 - Коэффициент использования пылеуловителей  $K_{пу}$

Квартал, год	$P$	$t$	$k$	$Q_{max}$	$n$	$Q_{кц}$	$K_{пу}$	$K_{пугод}$
I квартал 2016 г	3,91	6,6	0,997	17,73	4	63,344	0,895	0,880
II квартал 2016 г	3,92	8,6	1,002	17,83	4	63,098	0,883	
III квартал 2016 г	4,03	14,7	1,015	17,96	4	61,358	0,841	
IV квартал 2016 г	3,90	10,3	1,007	17,91	4	65,032	0,901	

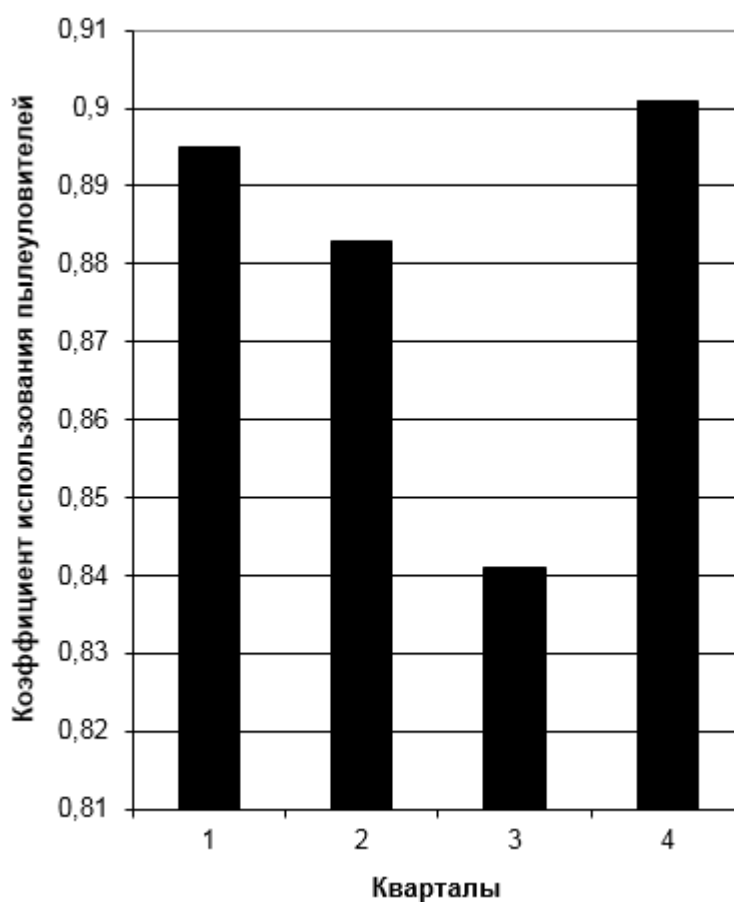


Рисунок.2.3. - Коэффициент использования пылеуловителей  $K_{пу}$



## 2.4. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВО

Охлаждение газа после компримирования предотвращает протаивание грунта и нарушение целостности изоляции труб, а также способствует увеличению производительности газопровода.

Оптимальная температура охлаждения газа на линейных компрессорных станциях определяется из условия минимума затрат энергии на перекачку.

Интенсивность использования АВО характеризуется средним коэффициентом тепловой эффективности  $K_{срАВО}$  [11]:

$$K_{срАВО} = \frac{C_p \cdot G \cdot (T_H - T_1)}{n \cdot Q_0}; \quad (2.14)$$

где  $C_p$  - удельная теплоемкость газа, Дж / (кг · К);

$G$  - массовый расход газа всего цеха, кг / сек;

$T_H$  и  $T_1$  - температура входа и выхода газа из АВО, К [приложение 4];

$n$  - количество установленных АВО газа;

$Q_0$  - расчетный теплосъем с одного АВО при двух работающих вентиляторах, Вт.

$$G = \frac{Q_{кц} \cdot \rho_{ст}}{86400}; \quad (2.15)$$

где  $Q_{кц}$  - производительность компрессорного цеха, м<sup>3</sup>/сутки [приложение 4];

$\rho_{ст}$  - плотность газа при стандартных условиях, кг/ м<sup>3</sup>;

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{ср} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (P_{ср} - 0,1)}{T_{ср}^3}; \quad (2.16)$$

где  $T_{ср}$  - средняя температура газа в АВО, К;

$P_{ср}$  - среднее давление газа в АВО, МПа;

$$T_{ср} = \frac{T_H + T_1}{2}; \quad (2.17)$$

					Анализ надежности и технического состояния оборудования КС	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднее давление  $P_{cp}$  в АВО газа примерно равно давлению газа после компримирования.

По номограмме теплового расчета АВО определим  $Q_0$ . Для этого найдем разность температур газа после компримирования и температурой окружающего воздуха, которая равна [11]:

$$\Delta t = T_H - r. \quad (2.18)$$

Определение  $K_{срАВО ож}$  ожидаемое при данном режиме [11]:

$$K_{срАВО ож} = \frac{K_{срАВО2} \cdot n_2 + K_{срАВО1} \cdot n_1 + K_{срАВО0} \cdot n_0}{n}; \quad (2.19)$$

где  $K_{срАВО2}$  - коэффициент тепловой эффективности АВО при двух работающих вентиляторах;  $K_{срАВО2} = 1$ ;

$K_{срАВО1}$  - коэффициент тепловой эффективности АВО при одном работающем вентиляторе;  $K_{срАВО1} = 0,6$ ;

$K_{срАВО0}$  - коэффициент тепловой эффективности АВО при нуле работающих вентиляторах;  $K_{срАВО0} = 0.18$ ;

$n_2$  - количество АВО с двумя работающими вентиляторами;

$n_1$  - количество АВО с одним работающим вентилятором;

$n_0$  - количество АВО с нулем работающих вентиляторов.

Расчет интенсивности использования АВО  $K_{срАВО}$  и  $K_{срАВО ож}$  выполнен для группы аппаратов КС [REDACTED] за период с января 2016 г. по декабрь 2016 г. Результаты расчета сведены в таблицу 2.4 и представлены графически на рисунке. 2.4.

Пример расчета интенсивности использования АВО  $K_{срАВО}$  и  $K_{срАВО ож}$  для группы аппаратов за I квартал 2016 г.:

$$Q_{КЦ I кв 2016 г.} = 63,34 \text{ млн. м}^3/\text{сутки} \text{ [приложение 4];}$$

$$G = \frac{63,34 \cdot 10^6 \cdot 0,822}{86400} = 602,61 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$T_H = 32,7 \text{ }^\circ\text{C}; T_1 = 30,3 \text{ }^\circ\text{C}; P_{CP} = 5,33 \text{ МПа};$$

$$T_{CP} = \frac{32,7 + 30,3}{2} = 31,5 \text{ }^\circ\text{C};$$

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot (273+31,5) + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (5,33 - 0,1)}{(273 + 31,5)^3} = 2,626 \text{ Дж / (кг}$$

· К);

$$r_{1KB} = -13^{\circ}\text{C}; \Delta t = 32,7 - (-13) = 45,7^{\circ}\text{C};$$

$$Q_0 = 3,56 \text{ МВт};$$

$$K_{срАВО} = \frac{2,626 \cdot 602,61 \cdot 10^6 \cdot (32,7 - 30,3)}{7 \cdot 3,56 \cdot 10^9} = 0,527;$$

$$K_{срАВО \text{ о.ж.}} = \frac{1 \cdot 0 + 0,6 \cdot 6 + 0,18 \cdot 1}{7} = 0,540;$$

Таблица 2.4 - Коэффициент тепловой эффективности  $K_{срАВО}$

Квартал год	$G$	$T_H$	$T_l$	$T_{CP}$	$P_{CP}$	$r$	$\Delta t$	$Q_0$	$C_p$	$n$	$K_{срАВО}$ о.ж.	$K_{срАВО}$
I кварт. 2016 г.	602,61	32,7	30,3	31,5	5,33	-13	45,7	3,56	2,62	7	0,572	0,543
IIкварт. 2016 г.	606,98	36	32,7	34,4	5,44	10,3	25,7	2,57	2,70	7	0,558	0,523
IIIкварт 2016 г.	596,73	42,7	25,3	34	5,38	14,8	27,9	2,63	2,68	7	0,589	0,564
IVкварт 2016 г.	632,46	37,5	30,3	33,9	5,20	-6	43,5	3,42	2,66	7	0,488	0,457

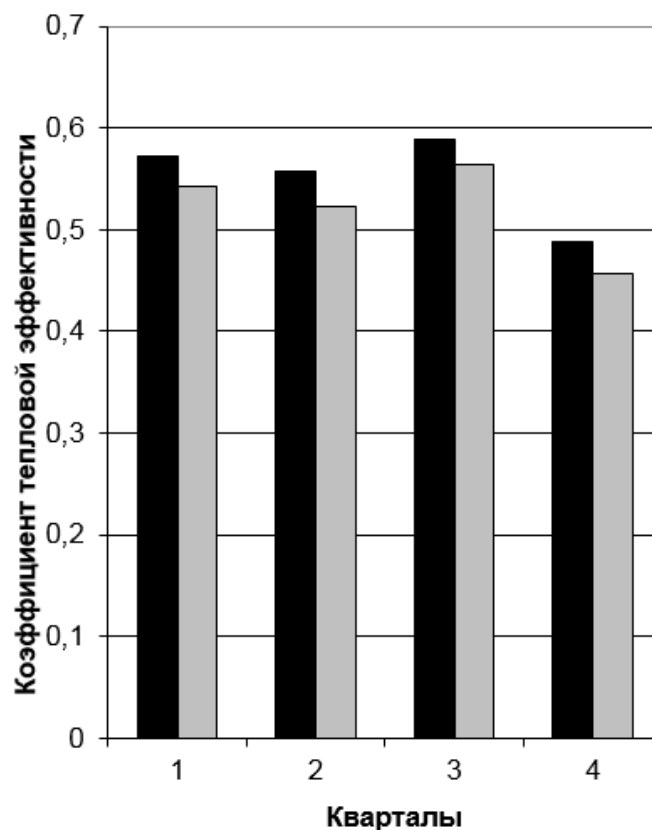


Рисунок 2.4. - Коэффициент тепловой эффективности  $K_{cp\ ABO}$  и  $K_{cp\ ABO\ ozh}$

## 2.5. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КС

При оценке коэффициентов использования оборудования на КС-19 “Красногорская” за период с января 2016 года по декабрь 2016 года наблюдается следующее:

- агрегаты находятся в достаточно полной загруженности,  $K_{Э}$  и  $K_{И}$  (соответственно, коэффициенты экстенсивного использования и интенсивного использования) остаются на достаточно высоком уровне за счет экономичности выполнения работы по транспортировке газа и высокой степени использования установленной мощности;
- пылеуловители также используются достаточно эффективно, что показывает коэффициент его загрузки  $K_{ЛУ}$ ;

- интенсивность использования АВО характеризуется средним коэффициентом тепловой эффективности  $K_{ср.АВО}$ , который показывает, что АВО газа используются в достаточно широком объеме.

					Анализ использования оборудования КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

### 3. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КС-19

#### 3.1. НЕОБХОДИМОСТЬ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Основным видом силового оборудования в КЦ-19 является электродвигатель СТДП [3]. Для ГПА одним из основных требований является способность безотказной работы при всех режимах в течении установленного срока. В процессе длительной эксплуатации происходит постепенное ухудшение физических и механических свойств материалов, растут статические, динамические и термические напряжения в элементах агрегата.

Возникают процессы старения, износа, коробления, растрескивания материалов. Отдельные узлы и детали приходят в неисправное состояние, хотя в целом агрегат продолжает сохранять работоспособность. Такое состояние определяется как постепенный отказ. Это связано с длительностью работы агрегатов и появляется в ухудшении технических показателей этих агрегатов.

Отрицательные последствия постоянных отказов заключаются в снижении мощности и коэффициента полезного действия ГПА, увеличении затрат на восстановление его работоспособности, создании предпосылок для появления аварийных ситуаций. Для ГПА наибольшую опасность представляют внезапные отказы, в результате которых разрушается механическая часть агрегата и теряется его работоспособность. Возникает необходимость аварийной остановки ГПА для уменьшения последствий разрушений и для безопасности обслуживающего персонала.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</i>		
Разраб.		Важенин Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				62	126
Консульт.					<b>ТПУ гр. 2Б4Б</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Правильная организация планово-предупредительных ремонтов в значительной мере способствует снижению числа отказов в период нормальной эксплуатации. В промежутках между планово-предупредительными проявляются в основном внезапные и, лишь частично, износные отказы, обусловленные интенсивным износом, превышающим нормативные пределы. В период нормальной эксплуатации внезапные отказы являются следствием несовершенства отдельных конструктивных элементов или резкого изменения режимов эксплуатации. Поскольку они носят случайный характер и не могут быть полностью устранены, то при оценке надежности компрессорного цеха основное внимание уделяется учету именно этого вида отказов.

Внезапные отказы отдельных деталей машин, как правило, между собой независимы. В то же время они могут вызывать отказы элементов агрегата. Разработка и внедрение системы технической диагностики ГПА наряду с использованием новой техники и технологии на компрессорных станциях, а также наряду с внедрением АСУ КС, может рассматриваться как важнейшее средство повышения надежности и эффективности функционирования транспортного оборудования [6].

В комплексную систему технической диагностики входят:

- параметрическая диагностика;
- тестовая диагностика (режим пуска, режим остановки);
- функциональная диагностика (процесс определения параметров в процессе эксплуатации);
- трибодиагностика (анализ отработанного масла);
- вибрационная диагностика;
- диагностика на остановленном агрегате;
- термодинамическая диагностика.

При эксплуатации ГПА на магистральных газопроводах штатной системой автоматики измеряются все параметры необходимые для контроля за работой отдельных узлов и агрегата в целом. Параметры могут изменяться

						Л
					Анализ надежности и технического состояния оборудования	63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись		КС	

в установленных пределах, и их отклонение за допустимые пределы является признаком развития неисправности.

В параметрической диагностике используются приведенные величины, называемые диагностическими признаками, характеризующими техническое состояние отдельных узлов ГПА. Для оценки технического состояния агрегата в целом используются интегральные коэффициенты технического состояния. Коэффициенты технического состояния определяются расчетным путем по совокупности исходных параметров. Значения КТС изменяются в узких пределах  $0 \div 1$ .

Одним из важнейших преимуществ виброакустической диагностики является возможность предупреждения развития неисправностей при сравнительной легкости ее автоматизации, причем автоматизировать можно как процесс получения и обработки информации, так и процессы передачи анализа. Вибродиагностика требует специальных приборов и в настоящее время применяется ограниченно. Основными задачами исследования является определение уровней и спектрального состава акустических колебаний, создаваемых источниками шума, вибрации при проявлении неисправностей в системах газоперекачивающих агрегатов.

Виброакустические характеристики (вибросмещение, виброскорость, виброускорение) дают возможность оценить мощность отдельных источников в общем шуме, а сопоставление закономерностей измерения возмущающих сил, возникающих в каждом источнике, с изменением шумовых полей, позволяет определить значимость каждого из источников в условиях эксплуатации. Сопоставление данных спектрального анализа в зоне повышенного шума со спектром отдельных источников позволяет определить причину возмущающих неисправностей.

Вибрационная диагностика ГПА позволяет при правильной интерпретации регистрируемых сигналов получить данные о состоянии как агрегата в целом, так и его отдельных узлов и деталей, при этом

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



используется относительно небольшое число датчиков и информация выдается за короткий отрезок времени.

Термодинамическая диагностика заключается в определении термодинамического КПД, либо изменения давления на входе и на выходе из агрегата.

На КС-19 ██████████ магистрального газопровода «Бухара-Урал» отсутствует специальная диагностическая аппаратура и поэтому техническое состояние парка ГПА компрессорного цеха можно определить лишь расчетным путем. Для получения достаточно полной информации о техническом состоянии ГПА и принятии обоснованных мероприятий по обеспечению в дальнейшей эксплуатации достаточного уровня надежности, ремонтпригодности и эффективного использования ГПА необходимо произвести расчет следующих групп показателей:

- показатели надежности ГПА;
- показатели технического состояния ГПА.

### 3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГПА

Основными показателями для определения надежности оборудования компрессорного цеха являются: вероятность безотказной работы, интенсивность отказов, параметр потока отказов. На основании которых, в дальнейшем определяются эксплуатационные показатели: коэффициенты готовности и технического использования.

Вероятность безотказной работы определяется отношением числа оставшихся в эксплуатации единиц ГПА к их общему числу  $N_0$  в момент начала эксплуатации всей группы агрегатов. Чем ближе значение вероятности безотказной работы к единице, тем выше надежность оборудования в момент времени  $t$ :

$$P(t) = \frac{N_s(t)}{N_0}, \quad (3.1)$$

					Анализ надежности и технического состояния оборудования КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

где  $N_s(t)$  – число единиц ГПА, сохранивших работоспособность в течение промежутка времени  $t$ ;  $N_0$  – первоначальное число единиц ГПА.

Интенсивность отказов – совпадает с условной плотностью вероятности возникновения отказов, определенной при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник. Интенсивность отказов вычисляется по формуле:

$$\lambda(t) = -P^1(t) / P(t), \quad (3.2)$$

где  $P^1(t)$  – статистическая вероятность отказа устройства на интервале заданного времени  $t$ ;  $P(t)$  – вероятность безотказной работы.

Параметр потока отказов показатель безотказности восстанавливаемых объектов

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E[v(t + \Delta t) - v(t)]}{\Delta t} \quad (3.3)$$

где  $v(t)$  – число отказов, наступивших от начального момента времени до достижения наработки  $t$ .

В практике часто используют усредненный параметр потока отказов

$$\bar{\mu}(t) = \frac{E[v(t_2) - v(t_1)]}{t_2 - t_1} \quad (3.4)$$

Статистическая оценка параметров производится на основании формулы

$$\bar{v}\mu(t) = \frac{v(t_2) - v(t_1)}{t_2 - t_1} \quad (3.5)$$

За исследуемый период времени не один газоперекачивающий агрегат не отказал, следовательно, вероятность безотказной работы будет равна 1, а интенсивность на отказ и параметр потока отказов 0.

Коэффициентом готовности  $K_{ГОТ}$ , показывающим вероятность того, что оборудование будет работоспособно в произвольно выбранный момент времени между плановыми техническими осмотрами:

$$K_{ГОТ} = T_P / (T_P + T_{ВП}), \quad (3.6)$$

					Анализ использования оборудования КС	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $T_P$  – время работы оборудования за анализируемый период времени, час;

$T_{ВП}$  – время вынужденного простоя, час;

Коэффициентом технического использования  $K_{ТИ}$ :

$$K_{ТИ} = T_P / (T_P + T_{ВП} + T_{ППР}), \quad (3.7)$$

где  $T_{ППР}$  – время технического обслуживания и планового ремонта, час;

Наработкой на отказ:

$$T_{ОТ} = T_P / П, \quad (3.8)$$

где  $П$  – количество отказов оборудования за анализируемый период.

Расчет показателей эксплуатации ГПА выполнен поквартально за период с января 2016 года по декабрь 2016 года, включительно.

Исходные данные для расчета показателей эксплуатации ГПА приведен в приложении 5, а полученные результаты расчетов представлены графически на рисунках 3.2а, 3.2б.

Пример расчета показателей эксплуатации для ГПА №1 за I квартал 2016г.

$$K_{ГОТ} = 1190 / (1190 + 0) = 1;$$

$$K_{ТИ} = 1190 / (1190 + 0 + 0) = 1;$$

$$T_{ОТ} = 1190 / 0 = -$$

					Анализ надежности и технического состояния оборудования	Лист
						КС
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

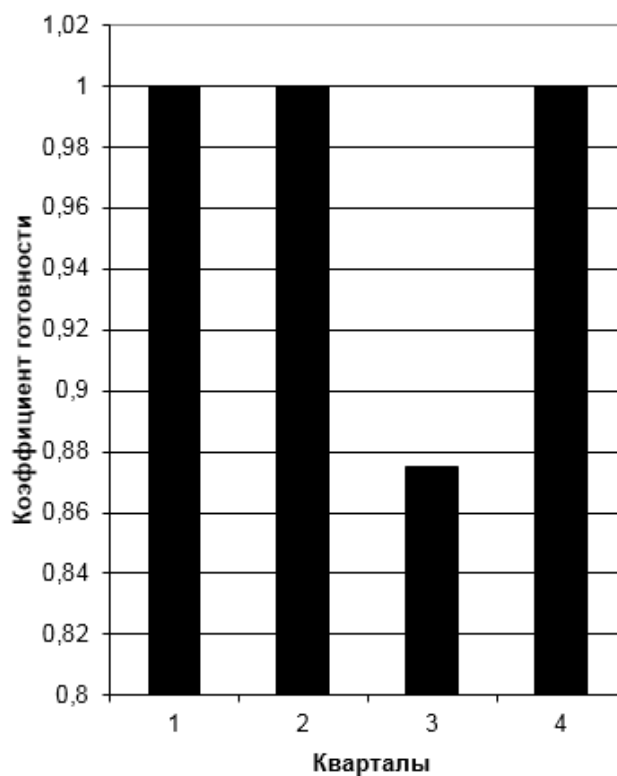


Рисунок 3.2а. - Показатели эксплуатации ГПА. Коэффициент готовности  $K_{ГОТ}$

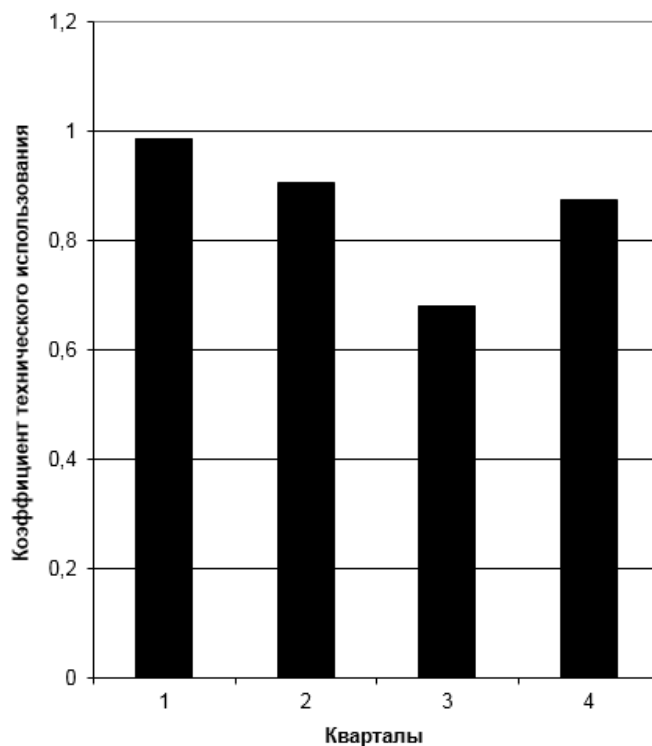


Рисунок 3.2б. - Показатели эксплуатации ГПА. Коэффициент технического использования  $K_{ТИ}$ .

### 3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГПА

В условиях эксплуатации происходит непрерывное изменение основных характеристик агрегатов, в связи с чем возникает задача постоянного контроля за техническим состоянием агрегатов и принятие своевременных мер по поддержанию его на определенном уровне. Это достигается различными методами диагностики технического состояния агрегатов.

На компрессорной станции наиболее доступным, простым и, одновременно, достаточно эффективным методом диагностирования является расчетный метод, на основании которого можно дать оценку технического состояния отдельно ГПА и нагнетателя.

Техническое состояние нагнетателя и ГПА устанавливается на основе эксплуатационных данных и расчета коэффициентов технического состояния нагнетателя  $K_H$  и технического состояния ГПА –  $K_N$ .

#### 3.3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАГНЕТАТЕЛЯ

Определение коэффициента технического состояния нагнетателя проводится по методике, изложенной в [5], которая состоит в следующем:

- определение работы сжатия газа в нагнетателе по разности энтальпий:

$$\Delta i = C_{pm,1} \cdot \Delta t - (C_p D_i)_{m,2} \cdot \Delta P; \quad (3.4)$$

где  $C_{pm,1}$  - среднее значение теплоемкости газа при условии  $P_i = idem$ ;

$(C_p D_i)_{m,2}$  - среднее значение комплекса  $C_p D_i$  при условии  $t_2 = idem$ ;

$\Delta t$  - разность температур газа в нагнетателе,  $\Delta t = t_2 - t_1$ ;

$\Delta P$  - разность давлений газа в нагнетателе,  $\Delta P = P_2 - P_1$ ;

Величины, входящие в выражение определения  $\Delta i$ , определяются из следующих соотношений:

					Анализ надежности и технического состояния оборудования КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$C_{pm,1} = (0,37 + 0,63 \cdot r) [(0,003 - 0,0009 \cdot P_1) \cdot t_m + 0,11 \cdot P_1 + 2,08],$$

кДж/(кг·К); (3.5),

$$(C_p D_i)_{m,2} = (0,37 - 0,37 \cdot r) [(0,00012 \cdot t_2^2 - 0,0135 \cdot t_2 + 0,31)P_m - 0,0463 \cdot t_2 + 11,19],$$

кДж/(кг·К); (3.6)

где  $r$  - содержание метана в газе, доли единиц, [приложение 3];

$t_m$  - среднее арифметическое значение температуры газа, К:

$$t_m = (t_1 + t_2) / 2; \quad (3.7)$$

$P_m$  - среднее арифметическое значение давлений газа, МПа:

$$P_m = (P_1 + P_2) / 2; \quad (3.8)$$

- определение потенциальной работы газа в нагнетателе, кДж/кг:

$$w_{1,2} = \frac{P_1 V_1 + P_2 V_2}{2} \cdot \ln \cdot \varepsilon; \quad (3.9)$$

где  $\varepsilon$  - соотношение давлений процесса сжатия газа,  $\varepsilon = P_2 / P_1$ ;

параметры  $P_1 V_1$  и  $P_2 V_2$ , кДж/кг, определяются из следующих соотношений:

$$P_1 V_1 = (1,49 \cdot r - 0,49) [(0,017 \cdot P_1 - 0,555) \cdot t_1 - 2,73 \cdot P_1 + 139,4]; \quad (3.10)$$

$$P_2 V_2 = (1,49 \cdot r - 0,49) [(0,017 \cdot P_2 - 0,555) \cdot t_2 - 2,73 \cdot P_2 + 139,4]; \quad (3.11)$$

- определение политропического КПД процесса сжатия в нагнетателе (фактического):

$$\eta_{пол} = \frac{w_{1,2}}{\Delta i}; \quad (3.12)$$

- определение паспортного политропического КПД:

Паспортный политропический КПД зависит от  $Q_{ПР}$  и определяется по приведенной характеристике нагнетателя [приложение 4];

- определение коэффициента технического состояния нагнетателя  $K_H$ :

$$K_H = \frac{\eta_{пол}}{\eta_{полн}}; \quad (3.13)$$

					Анализ надежности и технического состояния оборудования КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Расчет коэффициента технического состояния нагнетателя  $K_H$  выполнен за период с I квартала 2016 г. по IV квартал 2016 г. Расчет проведен на основании эксплуатационных данных [приложение 4].

Результаты расчета сведены в таблицу 3.3.1 и представлены графически на рисунке 3.3.1.

Пример расчета  $K_H$  для "среднего" ГПА на I квартал 2016 г.:

$$t_m = (6,6 + 32,7) / 2 = 19,65 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$P_m = (3,91 + 5,33) / 2 = 4,62 \text{ МПа};$$

$$C_{pm,1} = (0,37 + 0,63 \cdot 0,9815) [(0,003 - 0,0009 \cdot 3,91) \cdot 19,65 + 0,11 \cdot 3,91 + 2,08] = 2,471 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C});$$

$$(C_p D_i)_{m,2} = (0,37 - 0,37 \cdot 0,9815) [(0,00012 \cdot 32,7^2 - 0,0135 \cdot 32,7 + 0,31) \cdot 4,62 - 0,0463 \cdot 32,7 + 11,19] = 8,685 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C});$$

$$\Delta t = 32,7 - 6,6 = 26,1 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta P = 5,33 - 3,91 = 1,42 \text{ МПа};$$

$$\Delta i = 2,471 \cdot 26,1 - 8,685 \cdot 1,42 = 52,160 \text{ кДж}/\text{кг};$$

$$P_1 V_1 = (1,49 \cdot 0,9815 - 0,49) [(0,017 \cdot 3,91 - 0,555) \cdot 6,6 - 2,73 \cdot 3,91 + 139,4] = 122,04 \text{ кДж}/\text{кг};$$

$$P_2 V_2 = (1,49 \cdot 0,9815 - 0,49) [(0,017 \cdot 3,91 - 0,555) \cdot 32,7 - 2,73 \cdot 5,33 + 139,4] = 105,87 \text{ кДж}/\text{кг};$$

$$w_{1,2} = \frac{122,04 + 105,87}{2} \cdot \ln 1,35 = 34,186;$$

$$\eta_{пол} = \frac{34,186}{52,160} = 0,655;$$

$$\eta_{пол n} = 0,728$$

$$K_H = \frac{0,655}{0,728} = 0,899$$

					Анализ надежности и технического состояния оборудования КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 3.3.1 Коэффициент технического состояния нагнетателя  $K_H$

Год, квартал	$C_{pm,1}$	$(C_p D_i)_{m,2}$	$\Delta i$	$P_1 V_1$	$P_2 V_2$	$w_{1,2}$	$\eta_{пол}$	$\eta_{пол n}$	$K_H$
I кв. 2016	2,471	8,685	52,160	122,04	105,87	34,186	0,655	0,728	0,899
II кв. 2016	2,470	8,792	54,314	121,07	104,02	35,451	0,653	0,748	0,873
III кв. 2016	2,476	8,859	57,368	117,90	101,07	30,327	0,528	0,687	0,768
IV кв. 2016	2,467	8,784	57,853	120,31	103,36	31,873	0,551	0,701	0,786

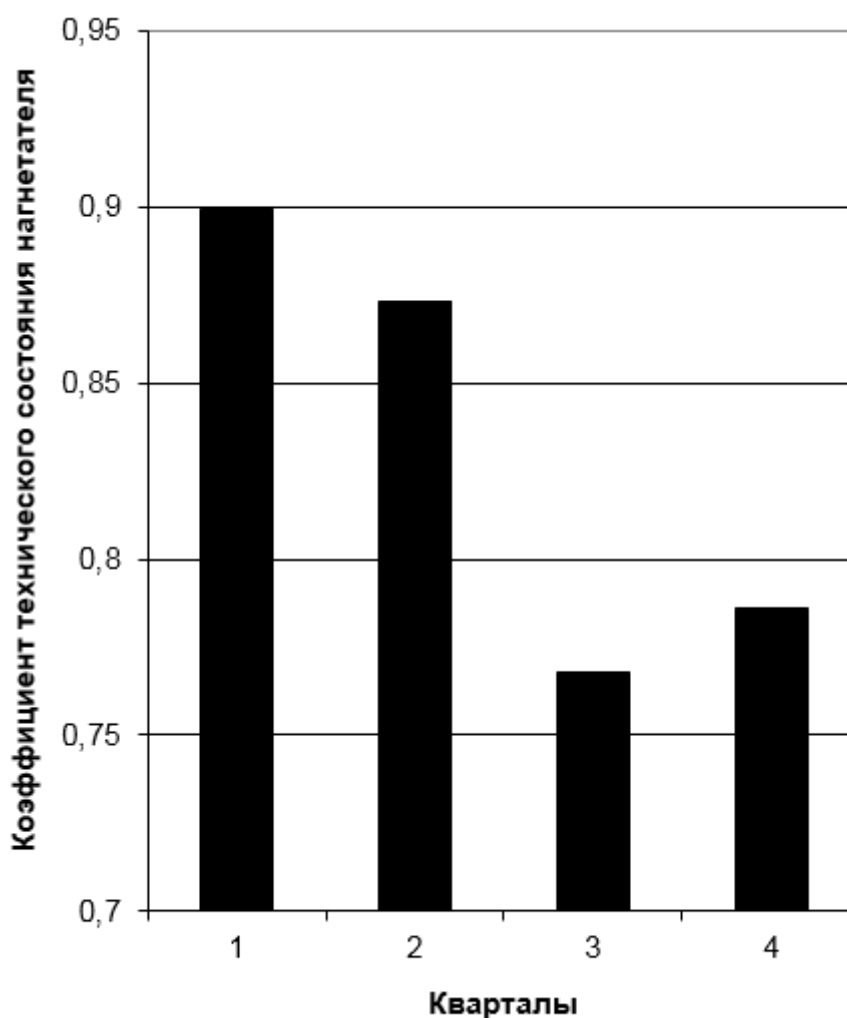


Рисунок 3.3.1. - Коэффициент технического состояния нагнетателя  $K_H$



### 3.4. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

При оценке коэффициентов надежности ЭГПА на КС-19 [REDACTED] за период с января 2016 года по декабрь 2016 года наблюдается следующее:

- состояние агрегатов находится в периоде нормальной работы,  $K_{ГОТ}$  и  $K_{ТИ}$  (соответственно коэффициенты готовности технического использования) остаются на достаточно высоком уровне за счет выполнения качественных ремонтов и увеличения межремонтного ресурса, что сократило вынужденный простой ( $T_{РЕМ}$ ) ГПА;
- техническое состояние агрегатов в целом хорошее;
- коэффициент наработки на отказ ( $T_{ОТ}$ ) почти не изменился за исследуемый период работы компрессорной станции, отказов оборудования не произошло.

					Анализ надежности и технического состояния оборудования КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

#### 4. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГПА

Определение параметров газа на входе нагнетателей [5]:

$$P_{B1} = P_{BX} - \Delta P_{BX}; \quad (4.1)$$

$$T_{B1} = T_{BX};$$

где  $T_{B1}$  - температура газа на входе нагнетателей и на входе КС, К;

$P_{B1}$  - давление газа на входе нагнетателей и КС, МПа и  $\Delta P_{BX}$  - потери давления во входных технологических коммуникациях КС, МПа.

Расчет характеристик газа при условиях на входе в нагнетатели:

- определяем газовую постоянную, Дж/(кг·К):

$$R = 287 / \Delta, \quad (4.2)$$

где  $\Delta$  - относительная плотность газа по воздуху [приложение 3];

- определяем плотность газа при условии входа в нагнетатель, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{BX} = \frac{P_{BX}}{Z_{BX} \cdot R \cdot T_{BX}}, \quad (4.3)$$

Определение объемной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup> / мин:

$$Q_V = \frac{Q \cdot \rho_{CT}}{1440 \cdot \rho_{BX}}, \quad (4.4)$$

где  $Q$  - производительность нагнетателя, млн.м<sup>3</sup>/сут.[3];

$\rho_{CT}$  - плотность газа при стандартных условиях, кг/ м<sup>3</sup>:

$$\rho_{CT} = 1,205 \cdot \Delta, \quad (4.5)$$

$$Q = \frac{Q_{КС}}{K}, \quad (4.6)$$

где  $Q_{КС}$  - производительность КС, млн.м<sup>3</sup>/сут [2],

$K$  - количество параллельно работающих нагнетателей

					Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Важенин Р.А.			Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ридаченко А.В.					73	126
Консульт.						ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.						

Для электроприводных нагнетателей с постоянной частотой вращения ротора двигателя  $n = n_H$ .

Определение приведенной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup>/мин:

$$Q_{\text{ПР}} = Q_V \cdot \frac{n_H}{n}, \quad (4.7)$$

Расчет приведенного числа оборотов ротора нагнетателя [5]:

$$[n/n_H]_{\text{пр}} = n / n_H \cdot \sqrt{\frac{Z_{\text{ПР}} \cdot R_{\text{ПР}} \cdot T_{\text{ПР}}}{Z_{\text{ВХ}} \cdot R \cdot T_{\text{ВХ}}}}, \quad (4.8)$$

где  $Z_{\text{ПР}}$ ,  $T_{\text{ПР}}$ ,  $R_{\text{ПР}}$  - параметры газа с приведенной характеристики.

Проверка удаленности режима работы нагнетателя от границы помпажа.

Нагнетателю гарантируется беспомпажная работа при соблюдении неравенства [5]:

$$\frac{Q_{\text{ПР}}}{Q_{\text{ПР}}^-} \geq 1,1; \quad (4.9)$$

где  $Q_{\text{ПР}}^-$  - значение  $Q_{\text{ПР}}$  из приведенной характеристики, соответствующее максимуму зависимости  $\varepsilon - Q_{\text{ПР}}$  для рассматриваемого значения  $[n/n_H]_{\text{пр}}$ , а при отсутствии максимума у зависимости  $\varepsilon - Q_{\text{ПР}}$  - минимальному значению  $Q_{\text{ПР}}$  из приведенной характеристики.

Определение степени сжатия нагнетателей  $\varepsilon$  и относительной приведенной внутренней мощности нагнетателей  $[N_i/\gamma]_{\text{ПР}}$  по приведенной характеристике нагнетателя.  $\eta_{\text{П}} > 0,8$

Расчет мощности, потребляемой нагнетателем кВт [5]:

$$N_i = \left( \frac{N_i}{\rho_H} \right)_{\text{ПР}} \cdot \rho_{\text{ВХ}} \cdot \left( \frac{n}{n_H} \right)_{\text{ПР}}^3; \quad (4.10)$$

Определяем требуемую мощность для привода нагнетателя, кВт:

$$N_E = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_{\text{МЭХ}}} \quad (4.11)$$

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $\eta_{мех}$  - механический КПД нагнетателя, [3]. Расчет параметров газа на выходе нагнетателей [5]:

$$P_{H1} = P_{B1} \cdot \varepsilon ; \quad (4.12)$$

$$T_{H1} = T_{B1} \cdot \varepsilon^{\frac{0,235}{\eta_{пол}}} ; \quad (4.13)$$

где  $T_{H1}$  и  $P_{H1}$  - температура и давление газа на выходе нагнетателей К, МПа.

Пример расчета для "среднего" ГПА за 1 квартал 2016 г.:

$$T_{B1} = 279,6 \text{ К}$$

$$R = 287 / 0,6821 = 420,76 \text{ Дж/(кг·К)},$$

$$\rho_{CT} = 1,205 \cdot \Delta = 1,205 \cdot 0,6821 = 0,822 \text{ кг/ м}^3 ,$$

$$P_{кр} = 0,1773 (26,831 - \rho_{ст} ) = 0,1773 (26,831 - 0,822) = 4,611 \text{ МПа} ,$$

$$T_{кр} = 156,24 (0,564 + \rho_{ст} ) = 156,24 (0,564 + 0,822) = 216,548 \text{ К} ,$$

Находим  $z_{вх}$ :

$$P_{np} = P_{вх.кц} / P_{кр} = 3,83 / 4,611 = 0,83,$$

$$P_{вх.кц} = P_{вх} - \Delta P_{пу} - \Delta P_{ком}; \Delta P_{пу} + \Delta P_{ком} = 0,08;$$

$$P_{вх.кц} = 3,91 - 0,08 = 3,83 \text{ МПа},$$

$$T_{np} = T_{вх} / T_{кр} = (6,6 + 273) / 216,548 = 1,29,$$

$$\tau = 1 - 1,68 T_{np} + 0,78 T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3 ;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,29 + 0,78 \cdot 1,29^2 + 0,0107 \cdot 1,29^3 = 0,15,$$

$$Z_{BX} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,85}{0,15} = 0,864,$$

$$\rho_{BX} = \frac{(3,91 + 0,1) \cdot 10^6}{0,864 \cdot 420,76 \cdot 279,6} = 39,45 \text{ кг/ м}^3 ,$$

Определение объемной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup> / мин:

$$Q_V = \frac{15,8 \cdot 0,822 \cdot 10^6}{1440 \cdot 39,45} = 228,62 \text{ м}^3 / \text{мин},$$

Определение приведенной производительности нагнетателя, м<sup>3</sup> / мин:

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\text{пр}} = 228,62 \cdot \frac{8200}{8200} = 228,62 \text{ м}^3 / \text{мин},$$

Расчет приведенного числа оборотов ротора нагнетателя:

$$[n/n_n]_{\text{пр}} = 8200 / 8200 \cdot \sqrt{\frac{0,9 \cdot 490,5 \cdot 293}{0,864 \cdot 420,76 \cdot 279,6}} = 1,05,$$

Проверка удаленности режима работы нагнетателя от границы помпажа.

Нагнетателю гарантируется беспомпажная работа при соблюдении неравенства:

$$Q_{\text{пр}}^- = 176 \text{ м}^3 / \text{мин},$$

$$\frac{Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{пр}}^-} = \frac{228,62}{176} = 1,29 \geq 1,1$$

По приведенной характеристике  $\varepsilon = 1,38$ ,  $\left(\frac{N_i}{\rho_H}\right)_{\text{пр}} = 217 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$ ;

Расчет мощности, потребляемой нагнетателем кВт:

$$N_i = 217 \cdot 39,45 \cdot 1,05^3 = 4955 \text{ кВт};$$

Определяем требуемую мощность для привода нагнетателя, кВт:

$$N_E = \frac{4955}{0,95 \cdot 0,99} = 5268,1 \text{ кВт};$$

Расчет параметров газа на выходе нагнетателей:

$$P_{H1} = 3,83 \cdot 1,38 = 5,3 \text{ МПа}; \quad T_{H1} = 279,6 \cdot 1,38^{0,235} = 307,35 \text{ К};$$

Таблица 4.1 - Расчетные параметры

Кварталы	I кв. 2016 г	II кв. 2016 г	III кв. 2016 г	IV кв. 2016 г
Рв1, МПа	3,83	3,84	3,95	3,82
$\varepsilon$	1,38	1,37	1,33	1,34
Рн1, МПа	5,3	5,4	5,35	5,23
Тв1, К	279,6	281,6	287,7	274,3
Тн1, К	307,35	309	315,2	311,5

Данные расчеты показали, что расчетные параметры газа на выходе нагнетателей совпадают с фактическими [2]. Можно сделать вывод, что ГПА находятся в хорошем состоянии.

					<i>Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

## 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КС

### 5.1. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГПА

При анализе коэффициентов технического состояния нагнетателя можно сделать вывод, что на компрессорной станции [REDACTED] магистрального газопровода [REDACTED] состояние агрегатов хорошее за весь исследуемый период с января 2016 г. по декабрь 2016 г.  $K_H \approx 0,786 - 0,899$ .

На КС-19 с электроприводными центробежными нагнетателями регулирование производительности может осуществляться одним из следующих способов [12]:

- дросселированием газа на входе в нагнетатель;
- путем установки входного поворотного направляющего аппарата перед колесом нагнетателя;
- байпасированием потока газа;
- заменой проточной части нагнетателя;
- изменением передаточного числа в редукторе путем замены пары колеса и шестерни;
- путем установки гидромуфты;
- изменением частоты вращения электродвигателя;
- оптимизацией режимов работы и технического состояния.

Регулирование режима работы ЭГПА путем дросселирования давления газа на входе в нагнетатель может осуществляться с помощью

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</i>		
Разраб.		Важенн Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рцдаченко А.В.				78	
Консульт.					<b>ТПУ гр. 2Б4Б</b>		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.					

специального регулятора, устанавливаемого после крана №7 и создающего дополнительное гидравлическое сопротивление, в результате чего искусственно изменяется характеристика газопровода на входе в нагнетатель. Этот способ нашел применение на некоторых станциях благодаря своей простоте. Однако дросселирование газа ведет к резкому увеличению энергозатрат и является самым неэкономичным способом регулирования производительности нагнетателя.

Регулирование потока газа путем установки регулируемого входного направляющего аппарата на нагнетателе позволяет осуществлять плавное изменение производительности нагнетателя и поддерживать при этом максимально возможный его КПД. Диапазон регулирования, который может обеспечить установка направляющего аппарата, практически соответствует диапазону регулирования оборотов и может находиться в пределах 0,8—1,0 номинальной частоты вращения. Изменение рабочей характеристики нагнетателя с помощью установки входного направляющего аппарата, как показывает опыт эксплуатации, является весьма эффективным способом регулирования режимом работы ГПА.

Простая и надежная конструкция входного поворотного направляющего аппарата была широко внедрена на агрегатах СТД-4000-2 с одноступенчатым нагнетателем типа 280-11 и неплохо зарекомендовала себя в работе.

Как показывает опыт эксплуатации агрегатов, за счет подбора сменной проточной части нагнетателя можно получить рабочие характеристики, вполне приемлемые для экономичной работы ЭГПА.

Регулирование характеристик ЭГПА в принципе можно осуществить и путем изменения передаточного числа в редукторе, однако из-за своей дороговизны этот способ применяется крайне редко, в основном при модернизации ЭГПА.

					<i>Мероприятия по повышению эффективности работы КС</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Установка разного рода гидромуфт для обеспечения регулирования режимом работы нагнетателя не нашла применения из-за очень низкого КПД гидромуфты и повышения эксплуатационных расходов, связанных с их обслуживанием и ремонтом.

Установка преобразователя частот для регулирования производительности ЭГПА изменением частоты вращения электродвигателя увеличивает производительность агрегата по сравнению с регулированием направляющими аппаратами. Это объясняется тем, что частотные преобразователи дают возможность плавно регулировать частоту вращения электродвигателя. И при малых расходах перекачиваемого газа электродвигатель вращается со скоростью, необходимой для поддержания давления. Таким образом лишняя энергия не расходуется.

Техническое состояние можно улучшить путем перехода от планово-предупредительного ремонта — обслуживание по регламенту, к обслуживанию по текущему техническому состоянию. Необходимо внедрить систему мониторинга для фиксирования изменений всех параметров в режиме реального времени. При возникновении отклонения по какому-либо параметру в срочном порядке произвести работы по устранению данного отклонения. Это мероприятие позволяет минимизировать затраты на обслуживание агрегатов и электроэнергию.

Еще одним способом по повышению ресурсоэффективности является мероприятие по выбору оптимальной схемы включения ГПА. Схема включения агрегатов зависит от необходимого давления и объемов перекачиваемого газа. Главным пунктом при любой схеме включения является обеспечение оптимального режима работы каждого ГПА. Приведенные характеристика нагнетателя агрегата представлены в [приложение 9]

					<i>Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

## 5.2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЕЙ

На эффективность работы пылеуловителей влияет техническое состояние внутренней полости и перепад давления между входом ПУ и выходом ПУ. Внутреннюю полость ПУ необходимо периодически очищать [12].

Очистка внутренней полости производится в установленные инструкцией по эксплуатации сроки. Если перепад давления между входом ПУ и выходом ПУ превышает норму установленной инструкцией по эксплуатации, то необходимо принять меры по снижению расхода газа через ПУ (включением в работу отключенных ПУ, открытие перемычек между цехами).

Если перепад давления между входом ПУ и выходом ПУ ниже нормы установленной инструкцией по эксплуатации, то необходимо увеличить расход газа через ПУ (уменьшение количества работающих ПУ; увеличением числа работающих ГПА; закрытие перемычек между смежными цехами). Таким образом достигается наибольшая очистка газа.

## 5.3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АВО

На эффективность работы АВО влияет количество работающих вентиляторов, их расположение и техническое состояние АВО [8].

При увеличении количества работающих вентиляторов увеличивается общий теплосъем и следовательно, разность температур входящего и выходящего газа. Теплосъем зависит также от технического состояния внутренней и внешней полостей АВО. При загрязнении внешней полости АВО ухудшаются технические характеристики охладителей. Для устранения этого явления необходимо периодически производить промывку АВО. При этом надо следить чтобы не происходила деформация пластин оребрения, так как в этом случае уменьшается поверхность через которую происходит теплопередача.

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если нет возможности использовать в работе все вентиляторы АВО, то взаимное расположение работающих вентиляторов может уменьшить или увеличить эффективность АВО.

Наибольшей эффективности использования всего АВО можно добиться если на каждом из АВО будет работать один вентилятор (желательно первый по ходу газа – в этом случае имеем максимальную разность температур между газом и холодильником), а оставшиеся вентиляторы будут работать через одно АВО. Таким образом, если на первом АВО работают оба вентилятора, то на втором АВО только один и т. д.

Разработанные технологии по очистке теплообменников используются для решения проблем в эксплуатации проточных кожухотрубных теплообменников, холодильников масла и аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа. При эксплуатации АВО возникает ряд проблем, связанных с загрязнением как трубного так и межтрубного пространства, особенно в аппаратах с высоким коэффициентом оребрения. В связи с этим снижается коэффициент теплопередачи (в 1,5-2 раза по сравнению с проектными данными), снижается эффективность теплопередачи, в результате снижается КПД, повышается расход электроэнергии на привод вентилятора. Также из-за снижения теплоотдачи и повышения температуры происходит коробление труб АВО газа и воды, что приводит к дополнительной неравномерности охлаждения. Для обеспечения оптимального режима работы загрязненных АВО требуется периодически проводить очистку трубного и межтрубного пространства.

Существующую проблему очистки как внутритрубного так и межтрубного пространства теплообменников, АВО газа и воды в большинстве случаев производят наружной промывкой с помощью пожарных брандспойтов, что обеспечивает только отмыв от пыли, но не обеспечивает удаление растительной составляющей ( травы, пуха, маслянистых отложений и т.д.). Внутритрубное пространство очищают

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шарошками, шомполами, что не обеспечивает очистку внутренней поверхности трубы до металла.

### 5.3.1. ОЧИСТКА АВО ГАЗА С ПОМОЩЬЮ УНИВЕРСАЛЬНОГО ПРОМЫВОЧНОГО КОМПЛЕКСА

В ВКР предлагается технология очистки наружного оребрения и внутренних поверхностей АВО газа типа 2АВГ-75"С" эксплуатирующихся на КС-19 [REDACTED].

Целью проведения работ - является проверка и демонстрация работоспособности технологии, разработанной [REDACTED] [13], для очистки наружного оребрения и внутренних АВО газа с помощью универсального промывочного комплекса (УПК). Схема очистки и промывки с помощью УПК представлена в [приложение 8].

При проведении работ следует руководствоваться требованиями, изложенными в программе и методике испытаний и инструкцией производства работ по очистке наружного оребрения и внутренних поверхностей АВО газа эксплуатирующихся на объектах ОАО «Газпром», документацией и паспортами на применяемое оборудование и соблюдать требования безопасности.

1) Объект производства работ:

КС-19 [REDACTED] ЛПУ МГ [REDACTED]  
[REDACTED]

2) Производитель работ:

Филиал [REDACTED].

3) Условные обозначения:

- УПК – Универсальный промывочный комплекс;
- АВО газа - Аппарат воздушного охлаждения газа;
- ИПР - Инструкция производства работ;
- ТМС – Техническое моющее средство

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- СНиП – Строительные нормы и правила;
- УПУ-ИТГС – Универсальная промывочная установка инженерно-тепловых и гидравлических систем

4) Расходные материалы:

- Универсальный промывочный комплекс (УПК):
- Промывочная машина марки УПУ-ИТГС: - 1 шт.;
- «KARCHER» HDS 798 C Eco: - 1 шт.;
- Смягчающее средство RM10: - 10 л.;
- Фланцы со штуцерами подачи/отбора: - комплект;
- Шланги высокого давления: - комплект;
- Емкость для слива жидкости: - 1 шт.;
- Компрессор высокого давления: - 1 шт.

Количество и объем расходных материалов определяется по результатам дефектации оборудования:

- ✓ Моющее средство Байканол-12М: - ориентировочно 40-80 л для очистки внутренних поверхностей одного теплообменника АВО газа;
- ✓ Моющее средство CLASSIC: - ориентировочно 40-80 л для очистки наружного оребрения одного теплообменника АВО газа;
- ✓ Холодная вода: - ориентировочно 2000-6000 л.

5) Подготовительные работы:

- В соответствии с порядком допуска и организацией безопасного порядка работ сторонних организаций на объектах ОАО «Газпром» провести работы по допуску.

- Допустить к работе на объекты ОАО «Газпром» только специалистов, прошедших обучение по:

- ✓ Электро и промбезопасности;
- ✓ Пожарной безопасности;
- ✓ Охране труда;
- ✓ Технике безопасности;

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

✓ Изучению местных требований по допуску к работе. Провести диффектацию по объему работ.

- Снять показания тепловизионным прибором на входе и выходе АВО до очистки.

- Обеспечить наличие вблизи промываемого АВО газа электроснабжения 220 и 380 Вольт, общей мощностью не менее 6 кВт.

б) Работы по очистке наружного оребрения секции АВО газа:

- Вывести секцию АВО газа в ремонт. На входе и выходе АВО запорную арматуру установить в положение закрыто, стравить газ из полости.

- Обесточить (с видимым разрывом эл. цепи) электродвигатель промываемой секции с вывешиванием предупредительных плакатов, укрыть электродвигатель для предотвращения попадания жидкости в его корпус при выполнении промывки.

- Подготовить к работе УПК.

- Заполнить всю поверхность наружного оребрения теплообменных секций АВО газа с подачей моющего раствора сверху вниз при низком давлении подающей струи. Выдержать заполненную техническим моющим средством CLASSIC теплообменную секцию АВО газа в течение 15 – 45 минут, после чего промыть секцию АВО газа водой (допустимо применение технической воды) до состояния отсутствия пенообразования. Промывку осуществить струей воды низкого давления.

- Выполнить все пункты, приведенные выше для всех оставшихся непромытых теплообменных секций установки АВО газа.

- Привести запорную арматуру в исходное положение, заполнить газом и проверить на герметичность.

- Выполнить контрольный анализ состояния воздушной среды на объекте проведения работ.

- Восстановить рабочее состояние отключенного электродвигателя.

Выполнить контроль технического состояния секций АВО газа:

					<i>Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА</i>	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

✓ визуальный контроль состояния (загрязнений). При недостаточной чистоте поверхности теплообменных трубок и межтрубного пространства процедуру промывки повторить;

✓ расчет эффективности охлаждения;

✓ тепловизионный контроль теплообменных поверхностей с целью определения области загрязнения.

#### 7) Работы по очистке внутренних поверхностей секции АВО газа

• Для определения целесообразности выполнения очистки внутренних поверхностей АВО газа необходимо выполнить контроль технического состояния секций АВО газа:

✓ расчет эффективности охлаждения;

✓ тепловизионный контроль теплообменных поверхностей с целью определения области загрязнения;

✓ визуальный контроль состояния (загрязнений) внутренних полостей.

• Вывести секцию АВО газа в ремонт. На входе и выходе АВО запорную арматуру установить в положение закрыто, стравить газ из полости.

Выполнить контрольный анализ состояния воздушной среды на объекте проведения работ, как до вскрытия трубопроводов (фланцевых соединений), так и в процессе производства работ, согласно периодичности указанной в акте-допуске на газоопасные работы.

• Отсоединить подводящие/отводящие трубопроводы от теплообменных секций АВО газа. Обеспечить чистоту и защиту внутренних полостей подводящих/отводящих трубопроводов от посторонних предметов.

• Установить переходной фланец со штуцером подачи/отбора моющей жидкости и заглушку на теплообменную секцию АВО газа.

Настроить промывочную машину и заполнить ее моющим раствором.

					<i>Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

- Подключить промывочные УПК к штуцеру подачи моющего раствора и приемочную емкость к штуцеру слива.
- Установить запорную арматуру гидравлической системы для начала очистки теплообменной секции АВО газа в надлежащее положение (открыть кран подачи и кран контроля заполнения моющего раствора, закрыть кран слива моющего раствора ).
- Заполнить теплообменную секцию АВО газа техническим моющим средством Байканол-12М с помощью УПК до появления моющего раствора из крана контроля заполнения. Закрыть кран контроля заполнения и кран подачи моющего раствора.
- В соответствии с инструкцией по эксплуатации ХО 28.00.00.000 РЭ на УПУ-ИТГС [13] выполнить Импульсную очистку внутренних поверхностей теплообменника АВО газа техническим моющим средством CLASSIC.
- ✓ Установить запорную арматуру гидравлической системы теплообменника АВО газа в соответствии с требованиями Импульсной очистки;
- ✓ Нажатием кнопки «ИМПУЛЬС» произвести впрыск реагента в теплообменник АВО газа. Процесс впрыскивания Реагента производится до полного опустошения емкости. При необходимости реагент надо дополнительно заливать и повторить операцию;
- ✓ Количество ИМПУЛЬСОВ, необходимое для полной очистки, определяется визуально. Момент, когда после очередного ИМПУЛЬСА сразу течет просветленная вода, считается окончанием очистки.
- Выдержать теплообменную секцию АВО газа, заполненную моющим раствором, после чего открыть краны подачи /слива и промыть теплообменную секцию водой (допустимо применение технической воды) до состояния отсутствия пенообразования. Слив воды из секции осуществлять в емкость для слива воды.

					<i>Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



- После очистки внутренних поверхностей теплообменной секции АВО газа в случае необходимости выполнить ее сушку горячим воздухом через штуцеры подачи/слива. Подаваемый автономный воздух должен быть чистым с температурой 15-60 °С.

- Отсоединить промывочную машину (штуцеры подачи/слива и заглушку) от теплообменной секции АВО газа и обеспечить чистоту и защиту внутренних полостей теплообменной секции от посторонних предметов.

- Выполнить все пункты, приведенные выше для всех оставшихся непромытых теплообменных секций установки АВО газа.

- Установить на штатное место подводящие/отводящие трубопроводы АВО газа. Проверить качество болтовых соединений.

- Привести запорную арматуру в исходное положение, заполнить газом и проверить на герметичность.

- Выполнить контрольный анализ состояния воздушной среды на объекте проведения работ.

- Выполнить контрольный анализ состояния влажности газа.

- Восстановить рабочее состояние отключенного электродвигателя.

Выполнить контроль технического состояния секций АВО газа:

- ✓ визуальный контроль состояния (загрязнений) внутренних полостей;

- ✓ расчет эффективности охлаждения;

- ✓ тепловизионный контроль теплообменных поверхностей с целью определения области загрязнения.

Если очистка не принесла видимых результатов при визуальном осмотре, требуется повторить очистку.

8) Заключительные положения:

По результатам работ оформить акт выполненных работ и сделать заключение об эффективности промывки наружного оребрения и

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

внутренних поверхностей теплообменных секций АВО газа с применением  
технического моющего средства: Байканол-12М, CLASSIC.

					Расчет эксплуатационных режимов работы ГПА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ по повышению энергоэффективности компрессорной станции, 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.

### 6.1 Производственная безопасность

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

Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья.

Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</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>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Ридаченко А.В.</i>					90	126
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брцсник О.В.</i>						
						<b>ТПУ гр. 2Б4Б</b>		

Таблица 6.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению энергоэффективности компрессорной станции

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтновосстановительные работы при выполнении работ по повышению эксплуатационной надежности газотурбинного газоперекачивающего агрегата	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ
	Электрический ток		ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Повышенное значение напряжения	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ
		Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 2.04.05.86
		Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
		Превышение уровней вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566-96

Продолжение таблицы 6.1

	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СП 52.13330.2011
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

6.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Таблица 6.2 – Санитарно – гигиенические условия в производственных помещениях

Параметры	Компрессорный цех	Диспетчерская
Метеорологические условия, категория работ, t, °C	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

Продолжение таблицы 6.2

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.

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 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.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

### 6.3.2 Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону

Перекачиваемый газ, почти на 98% состоит из метана [приложение3], в таблице 6.3 приведены его токсичные и пожароопасные свойства.

Таблица 6.3 – Токсичные и пожароопасные свойства газа

Основные параметры газа	Значение
Температура воспламенения, °С.	537
ПДК, мг/м <sup>3</sup> .	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%.

## 6.4 Экологическая безопасность

### 6.4.1 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:

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



- сбора ТБО и других твердых отходов - площадки с контейнерами,
- сбора избыточного активного ила - иловые площадки;
- сбора нефтяных отходов - специальные емкости;
- сбора жидких нефтесодержащих отходов - закрытые емкости.

#### 6.4.2 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. 6.5.

Таблица 6.4. – 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 <sup>2-4</sup>	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).

### 6.4.3 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 6.5.

Таблица 6.5 - 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 0,47
- фланцевые и резьбовые соединения	2,9
- предохранительные клапаны	7,67
- уплотнения затвора свечной запорной арматуры	2,81 1,29
- уплотнения компрессоров	
- другое технологическое оборудование	
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 беспродувочных технологий;
- поддержание запорной арматуры в герметичном состоянии;
- соблюдение технологической дисциплины;
- другие конструкторско-технологические решения.

## 6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – ситуация, сложившиеся 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.

### *Пожаровзрывоопасность*

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.

Распределение по категориям взрыво- и пожароопасности основных зданий и помещений компрессорной станции приведено в табл. 6.6.

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.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.6 – 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>В</i>	П-I
аккумуляторная	<i>А</i>	В-Ia
котельная на газовом топливе	<i>Г</i>	-
химическая лаборатория	<i>В</i>	П-I

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 пирофорных отложений, работающие двигатели внутреннего сгорания, разряды

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

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.

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;

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

- для того чтобы обеспечить пожаровзрывобезопасность работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты.

- 

## 6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 6.6.1 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.

Охрану труда рабочих следует обеспечивать путем выдачи администрацией необходимых средств индивидуальной защиты (специальной одежды, обуви и др.), выполнения мероприятий по коллективной защите рабочих (ограждения, освещение, вентиляция, защитные и предохранительные устройства и приспособления и др.), установки санитарно-бытовых помещений и устройств в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ

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

## 6.6.2 Организационные мероприятия по 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.

Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля [38]:

- проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- проведение периодического оперативного контроля, который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям;
- проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

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.

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.

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 7. 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.

### 7.1. Расчет себестоимости транспорта газа на КС

Величина затрат на транспорт газа характеризуется двумя основными показателями [15]:

- 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 [15]:

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</i>		
Разраб.		Важенн Р.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Ридаченко А.В.				104	126
Консульт.					<b>ТПУ гр. 2Б4Б</b>		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.					

- амортизационные отчисления;
- прочие денежные расходы.

#### 7.1.1 Материальные расходы

В компрессорном цехе КС-19 [REDACTED] используются следующие основные материалы [2]:

- 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 2016 год, согласно [2] сведены в таблицу 7.1.

На КС-19 [REDACTED] установлены 8 газоперекачивающих агрегатов, среднее число работающих ГПА за 2016 год, составило 4 агрегата, учитывая, что затраты на материалы для ГПА составляют 70% от общих затрат на материалы используемые на компрессорном цехе (табл. 7.1), проведем расчет затрат материалов на 4 работающие ГПА:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережения	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_M = (1410,9921/8) \cdot 4 = 705,5 \text{ тыс.руб.} \quad (7.1)$$

Таблица 7.1 - Расчет затрат на материалы, используемые в КЦ за 2016 год

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

### 7.1.2. Энергоресурсы

Электроэнергия с учетом двухставочного тарифа определяется по формуле:

$$Z_{\text{Э}} = N \cdot T_M + \text{Э} \cdot T_{\text{Э}}, \quad (7.2)$$

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

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

### 7.1.3. Расходы на оплату труда

Фонд заработной платы работников каждой категории рассчитывается по формуле:

$$\Phi ЗП = З \cdot Ч, \quad (7.3)$$

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

$$З=387171 \text{ руб};$$

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

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

### 7.1.4. Отчисления на социальные нужды

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

$$З_{\text{с.ст.}} = 0,302 \cdot \Phi ЗП, \quad (7.4)$$

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

### 7.1.5. Амортизационные отчисления

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

$$A_i = C_{\text{офи}} \cdot H_{\text{Аи}}, \quad (7.5)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережения	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

$$C_{офi} = 375338100, \text{ руб.}$$

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

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

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

#### 7.1.6. 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:

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

Смету затрат на транспорт газа через КС-19 XXXXXXXXXX сносим в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 - 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

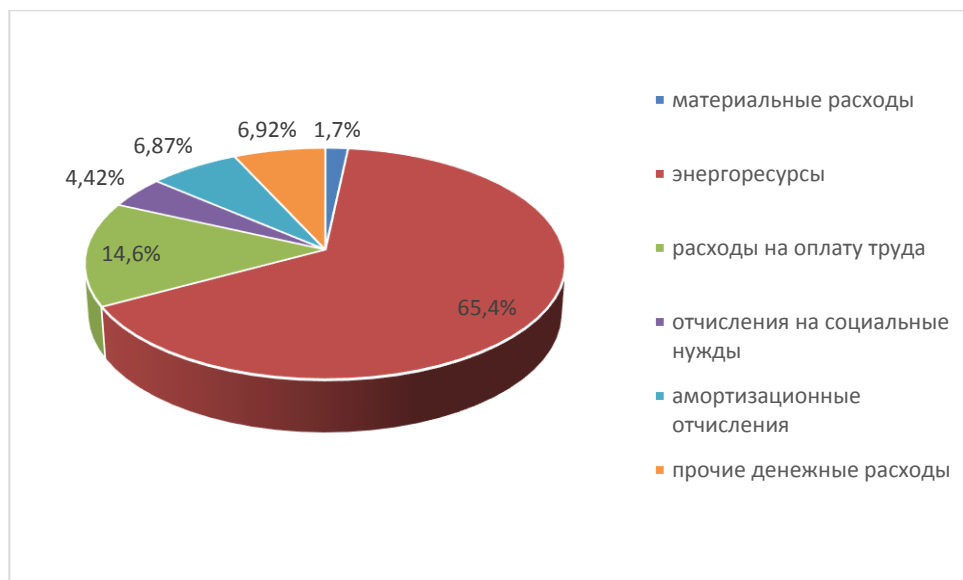


Рисунок 7.1 – Структура затрат на транспортировку газа

## 7.2. Оценка экономической целесообразности очистки АВО

Экономия эксплуатационных затрат определяется по формуле:

$$\Delta U = \Delta \mathcal{E}_{\text{ЭК,ЭЛ}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{ДОП}}, \quad (7.6)$$

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

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

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 [15]:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ДОП}} = \Delta \mathcal{Z}_{\text{ПЛ}} + \Delta \mathcal{Z}_{\text{ПРОЧ}}, \quad (7.7)$$

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:

$$\Delta Z_{\text{пл}} = \left( \sum_{i=1}^n r_i \cdot T_i \right) \cdot \mathcal{E}_\phi, \quad (7.8)$$

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

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

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

Состав рабочих и часовые тарифные ставки приведены в таблице 7.3.

Состав рабочих и часовые тарифные ставки (на 2016 г.)

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

$$\Delta Z_{\text{пл}} = 48,2 + (35,7 \cdot 4) \cdot 80 = 15280 \text{ руб.}$$

С учетом районного коэффициента  $K_p = 1.5$ :

$$\Delta Z_{\text{пл}} = 15280 \cdot 1,5 = 22920, \text{ руб.};$$

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

Стоимость аренды установки УПК:

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

Тогда дополнительные эксплуатационные затраты будут складываться:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{доп}} = 22920 + 72800 + 6921,84 = 102641,84, \text{ руб.}$$

Таблица 7.3 - 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	48,2
Слесарь по ремонту и обслуживанию технологических установок	4	4	35,7
Всего	5	-	83,9

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:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{эл.эн.}} = T_{\mathcal{E}} \cdot n \cdot \Delta \mathcal{E}_{\text{эл.эн.год}}, \quad (7.9)$$

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

$n$  - количество вентиляторов;

$N_{\text{ВЕНТ}}$  - мощность потребляемая одним вентилятором, кВт·час.

Определим экономию электроэнергии за 1 год:

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

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

Тогда по формуле (7.6) определяем экономию эксплуатационных затрат:

$$\Delta U = 2722608 - 102641,84 = 2619966,16, \text{ руб.}$$

Следовательно, экономия эксплуатационных затрат согласно формуле (4.6) от очистки наружной поверхности АВО газа составляет за 1 год 1627157,48 руб. Рассчитаем чистую прибыль:

$$\Delta \Pi_{\text{чист}} = 0,80 \cdot \Delta U = 0,80 \cdot 2619966,16 = 2095972,928 \text{ руб.}$$

Для наглядности покажем разницу затрат на диаграмме (рисунок 7.2)



Рисунок 7.2 –Ресурсоэффективность очистки АВО



*Вывод:* очистка наружной поверхности АВО обуславливает улучшение технико-экономических показателей работы компрессорной станции, в частности уменьшение затрат на электроэнергию, что в свою очередь приводит к уменьшению эксплуатационных затрат.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема повышения энергоэффективности компрессорной станции на сегодняшний день является актуальной. В ходе выполнения данной работы:

- Проведен анализ использования оборудования КС;
- Проведен анализ надежности и технического состояния оборудования КС;
- Рассчитан эксплуатационный режим работы;
- Разработаны рекомендации повышения энергоэффективности оборудования КС.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Пути повышения энергоэффективности			
Разраб.		<b>Важенин Р.А.</b>			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<b>Рыдаченко А.В.</b>					113	126
Консульт.								
Рук-ль ООП		<b>Брисник О.В.</b>						
					<b>ТПУ гр. 2Б4Б</b>			

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Волков М. М., Михеев А. Л., Конев К. А. Справочник работника газовой промышленности. - 2-е изд., - М.: Недра, 1989. - 286 с.
2. Годовой отчет КС-19 “Красногорской” за 2016 год.
3. Руководство по технической эксплуатации ЭГПА-Ц-6,3. - СМПО, Сумы, 1993.
4. Земенков Ю.Д., Хойрыш Г.А., Федорова Л.Я., Гульков А.Н. Нефтегазовая промышленность и топливно-энергетический комплекс. Учебно-методический комплекс. Тюмень, 2004.
5. Земенков Ю.Д. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие. Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2002.- 528 с.
6. Антонова Е.О., Иванов И.А., Степанов О.А., Чекардовский М.Н. Мониторинг силовых агрегатов на компрессорных станциях. – СПб.: ОАО «Издательство Недра», 1998-216 с.
7. СТО 2007.12.18 - «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов». М.: ПАО "ГАЗПРОМ", ООО «НИИ природных газов и газовых технологий - ВНИИГАЗ», 2007.
8. Бахмат Г.В., Ерёмин Н.А., Степанов О.А. Аппараты воздушного охлаждения на компрессорных станциях. – СПб: «Недра»,1994.
9. Зубарев В.Г. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов. Учебное пособие. Электронный вариант. ТюмГНГУ, 2001.
10. ВРД 39-1.14-021-2001. Система нормативных документов в газовой промышленности. ЕСУОТ и ПБ в ОАО "ГАЗПРОМ".

					<i>Пути повышения энергоэффективности</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>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>					114	126	
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брисник О.В.</i>					<b><i>ТПУ гр. 2Б4Б</i></b>		

11. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: Справочное пособие/ А.В. Громов, Н.Е. Гузанов и др. М., Недра, 2007.
12. Икусов А.Е., Черников А.В., Шибнев А.В. Организационные и технические методы повышения эффективности работы газопроводов // М.: НТО НГ им. Акад. И.М. Губкина. – 2004.-с. 224.
13. Программа и методика аттестационных испытаний. «Технология гидродинамической очистки от отложений на внутренних и наружных стенках теплообменного оборудования аппаратов воздушного охлаждения газ». М.: ООО «Газхолдтехника», 2010.
14. Бренц А. Д., Колядов Л. В. и др. Экономика транспорта и хранения нефти и газа. - М.: Недра, 1989.
15. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности / РГУ им. И.М. Губкина; ред. В.Ф. Дунаев.-М. 2004.
16. ГОСТ 30319.1-96.2 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки».
17. ПБ 08-624-03 Правила Госгортехнадзора России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
18. Пособие к СНиП 11-01-05 по разработке раздела «Охрана окружающей среды» / Госстрой России. - М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 32 с.
19. СанПиН 2.16.575-96 Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населённых мест / Госкомсанэпиднадзора.-М.: ГУПЦ ПП, 1996.-24 с.
20. СанПиН 2.2.1/2.1.1984-00 Санитарно защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов / Госкомсанэпиднадзора. - М.: ГУПЦ ПП, 2000.- 47 с.
21. Промышленная и экологическая безопасность объектов газовой промышленности / ред. В.С. Сафронов.-М.:ВНИИГАЗ, 2008.
22. Экология нефтегазового комплекса / под общ. ред. А.И. Владимирова, В.В. Ремезова-М. 2003

					Список использованных источников	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов // М.: Нефть и газ, 1999.-463 с.
24. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (Докипедия: ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация)
25. ГОСТ Р 56111 – 2014. Номенклатура показателей эксплуатационно-технических
26. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
26. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
27. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
28. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
29. 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. Цибулькикова и др. - Томск: Томский политехнический университет, 2017. -166 с.

					Список использованных источников	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А  
**ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТА**

Физико-географическая характеристика КС-19

№ п/п	Наименование характеристики	Ед. измер.	Величина
1	<i>Климатическая зона</i>	Ю. Урал	
2	Высота объекта над уровнем моря	м	252.75
3	Рельеф местности (возвышение, ложбины и др.)		
	- расстояние до объекта	м	4500
4	Реки:		
	- название	Увелька	
	-расстояние до объекта	м	1200
	- направление расположения ближайшего берега		
	- глубина	м	1,2-2,7
	- скорость течения		
5	Водоемы	нет	
6	Лесные массивы		
	- преобладающие породы деревьев	Лиственные	
	- расстояние до объекта	м	800
	- направление	Вокруг	
7	Заболоченные участки	нет	
8	Характеристика грунтов в зоне расположения объекта	Суглинок	
9	Наличие пустот, карстов, подземных выработок под объектом	нет	
10	Наличие многолетнемерзлых пород в районе расположения объекта	нет	
11	Наличие природных опасностей:		
	- землетрясения	нет	
	- наводнения	нет	
	- оползни	нет	
	- горные лавины, обвалы	нет	
	- селевые потоки	нет	
	- потопления	нет	
	- обледенение	нет	
	- прочие опасности (назвать)	нет	

					<i>Пути повышения энергоэффективности компрессорной станции</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Важенин Р.А.				Приложения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Ридаченко А.В.						117	126
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брцсник О.В.					<b>ТПУ гр. 254Б</b>		

Приложение Б

Характеристика климатических условий КС-19

№ п/п	Наименование характеристики	Ед. измер	Величина
1	Верхний уровень температуры наружного воздуха наиболее жаркого месяца года (по средним многолетним данным)	Т °С	18.1
2	Абсолютный максимум температуры наружного воздуха	Т °С	38
3	Нижний уровень температуры наружного воздуха наиболее холодного месяца года (по средним многолетним данным)	Т °С	-16.4
4	Нижний уровень температуры наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92)	Т °С	-34
5	Абсолютный минимум температуры наружного воздуха	Т °С	-42
6	Наиболее жаркий месяц года	Июнь	
7	Наиболее холодный месяц года	Январь	
8	Среднегодовая роза ветров		
	С		27
	СВ		15
	В		9
	ЮВ		12
	Ю		27
	ЮЗ		50
	З		22
	СЗ		38
9	Продолжительность времени года с положительными суточными температурами	сут	200
10	Преобладание ветра в теплое время года		СЗ
11	Средняя скорость ветра в теплое время года	м/сек	3,2
12	Продолжительность времени года с отрицательными суточными температурами	сут	167
13	Преобладающие ветры в холодное время года		ЮВ
14	Средняя скорость ветра в холодное время года	м/сек	4,5

Приложение В

**КОМПОНЕНТНЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПРИРОДНОГО  
ГАЗА**

Компонентный химический состав газа, транспортируемого по газопроводу «Бухара-Урал» на КС-19 «Красногорская»

№ п/п	Наименование компонента	Единица измерения	Диапазон измерений	Результат измерений	Расширенная неопределенность, (±)
1	Метан*	% мол.	40-99,97	97,40	± 0,06
2	Этан	% мол.	0,001-15	0,91	± 0,04
3	Пропан	% мол.	0,001-6,0	0,144	± 0,009
4	и - Бутан	% мол.	0,001-4,0	0,0238	± 0,0017
5	н - Бутан	% мол.	0,001-4,0	0,0209	± 0,0015
6	нео - Пентан	% мол.	0,0005-0,05	0,00057	± 0,00027
7	и - Пентан	% мол.	0,001-2,0	0,0052	± 0,0006
8	н - Пентан	% мол.	0,001-2,0	0,0029	± 0,0004
9	Гексаны	% мол.	0,001-1,0	0,0023	± 0,0004
10	Диоксид углерода	% мол.	0,005-10,00	0,132	± 0,009
11	Азот**	% мол.	0,005-15,0	1,32	± 0,05
12	Кислород	% мол.	0,005-2,0	0,0160	± 0,0022
13	Водород***	% мол.	0,001-0,5	<0,001	± 0,0003
14	Гелий ***	% мол.	0,001-0,5	0,0177	± 0,0013
15	Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	0,682-1,210	0,6844	± 0,00038
16	Теплота сгорания низшая	МДж/ м <sup>3</sup>	31,8-52,5	33,29	± 0,039
17	Число Воббе высшее	МДж/ м <sup>3</sup>	43,0-49,7	49,99	± 0,059

\* способ определения молярной доли метана: по разности;

\*\* азот измеряется индивидуально;

\*\*\* результаты определения компонентов водорода и гелия, получены в ПСЛ ИТЦ.

					Приложения	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Приложение Г

**ДАННЫЕ О РАБОТЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КС**

Режим работы компрессорного цеха с января по декабрь 2016 года

Месяц, год	Среднее число работающих ГПА	Транспорт газа, млрд. м <sup>3</sup>	Давление газа, МПА		Степень сжатия газа	Температура газа, °С			Расход топливного газа всего КЦ тыс.м <sup>3</sup>	Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	Режим работы АВО	
			До КС	После КС		Вход в КС	За КЦ	За КС			Раб.	Резерв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2016 г январь		1,997	3,89	5,28	1,35	7	32	30				
2016 г февраль		1,743	3,88	5,24	1,34	7	34	31				
2016 г март		1,961	3,97	5,47	1,37	6	32	30				
I кв. 2016 г	4,00	5,701	3,91	5,33	1,35	6,6	32,7	30,3		8114		
2016 г апрель		1,965	3,80	5,37	1,40	7	34	32				
2016 г май		1,913	4,00	5,47	1,36	7	35	33				
2016 г июнь		1,864	3,97	5,47	1,37	12	39	33				
II кв. 2016 г	4,17	5,742	3,92	5,44	1,37	8,6	36	32,7		8114		
2016 г июль		1,782	4,01	5,45	1,35	14	44	27				
2016 г август		1,919	4,00	5,30	1,31	13	42	25				
2016 г сентябрь		1,944	4,07	5,40	1,30	17	42	24				
III кв. 2016 г	3,94	5,645	4,03	5,38	1,32	14,7	42,7	25,3		8114		
2016 г октябрь		1,836	4,10	5,24	1,27	13	37	32				
2016 г ноябрь		2,057	3,77	5,16	1,36	10	40	34				
2016 г декабрь		2,090	3,85	5,25	1,35	8	39	33				
IV кв. 2016 г	4,32	5,983	3,90	5,20	1,33	10,3	38,7	33		8114		
за 2016 г	4,11	23,071	3,94	5,33	1,34	10,1	37,5	30,3				

Приложение Д

Итоговый учет работы ГПА с I кв. 2016 г. по IV кв. 2016 г.

Квартал, год	№ ГПА	Фактическая наработка с начала эксплуатации, ч	Наработка за отчетный период			Количество отказов
			Время работы, ч	Время резерва, ч	Время ремонта, ППР/Вн. ч	
1	2	3	4	5	6	7
<b>I кв. 2016 г.</b> Среднее количество работающих ГПА: 4,00 Коэф-т технического использования: 0,985 Коэффициент готовности: 1,000	1	20198	1190	970	0 / 0	
	2	19241	640	1520	0 / 0	
	3	21057	420	1740	0 / 0	
	4	16903	1453	510	197 / 0	
	5	22416	2160	0	0 / 0	
	6	22426	258	1902	0 / 0	
	7	27125	2160	0	0 / 0	
	8	20397	360	1800	0 / 0	
<b>За I кв. 2016 г.</b>			8641	8442	197 / 0	0
<b>II кв. 2016 г.</b> Среднее количество работающих ГПА: 4,17 Коэф-т технического использования: 0,906 Коэффициент готовности: 1,000	1	20802	604	1580	0 / 0	
	2	21149	1908	276	0 / 0	
	3	22790	1733	451	0 / 0	
	4	18448	1545	639	0 / 0	
	5	23033	617	1567	0 / 0	
	6	22710	284	1027	863 / 0	
	7	29309	2184	0	0 / 0	
	8	20639	242	1942	0 / 0	
<b>За II кв. 2016 г.</b>			9117	7482	863 / 0	0
<b>III кв. 2016 г.</b> Среднее количество работающих ГПА: 3,94 Коэф-т технического использования: 0,680 Коэффициент готовности: 0,875	1	22833	2031	177	0 / 0	
	2	21518	369	1839	0 / 0	
	3	23294	504	995	709 / 0	
	4	20158	1710	498	0 / 0	
	5	24832	1799	409	0 / 0	
	6	22710	0	0	2208 / 0	
	7	29647	338	1870	1056 / 0	
	8	22579	1940	268	528 / 0	
<b>За III кв. 2016 г.</b>			8691	6056	2917 / 0	0

1	2	3	4	5	6	7
<b>IV кв. 2016 г.</b> Среднее количество работающих ГПА: 4,32 Коэф-т технического использования: 0,875 Коэффициент готовности: 1,000	1	24892	2059	149	0 / 0	
	2	22772	1254	954	0 / 0	
	3	24189	895	1313	0 / 0	
	4	21992	1834	374	0 / 0	
	5	26374	1542	666	0 / 0	
	6	22710	0	0	2208 /0	
	7	30903	1256	952	0 / 0	
	8	23277	698	1510	0 / 0	
<b>За IV кв. 2016 г.</b>			9538	5918	2208 / 0	0
<b>За 2016 г.</b> Среднее кол-во работающих ГПА: 4,11 Коэф-т технического использования: 0,861 Коэффициент готовности: 0,968			35987	27943	6185 / 0	0

					Приложения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Приложение Е

Характеристика циклонного пылеуловителя ГП - 628

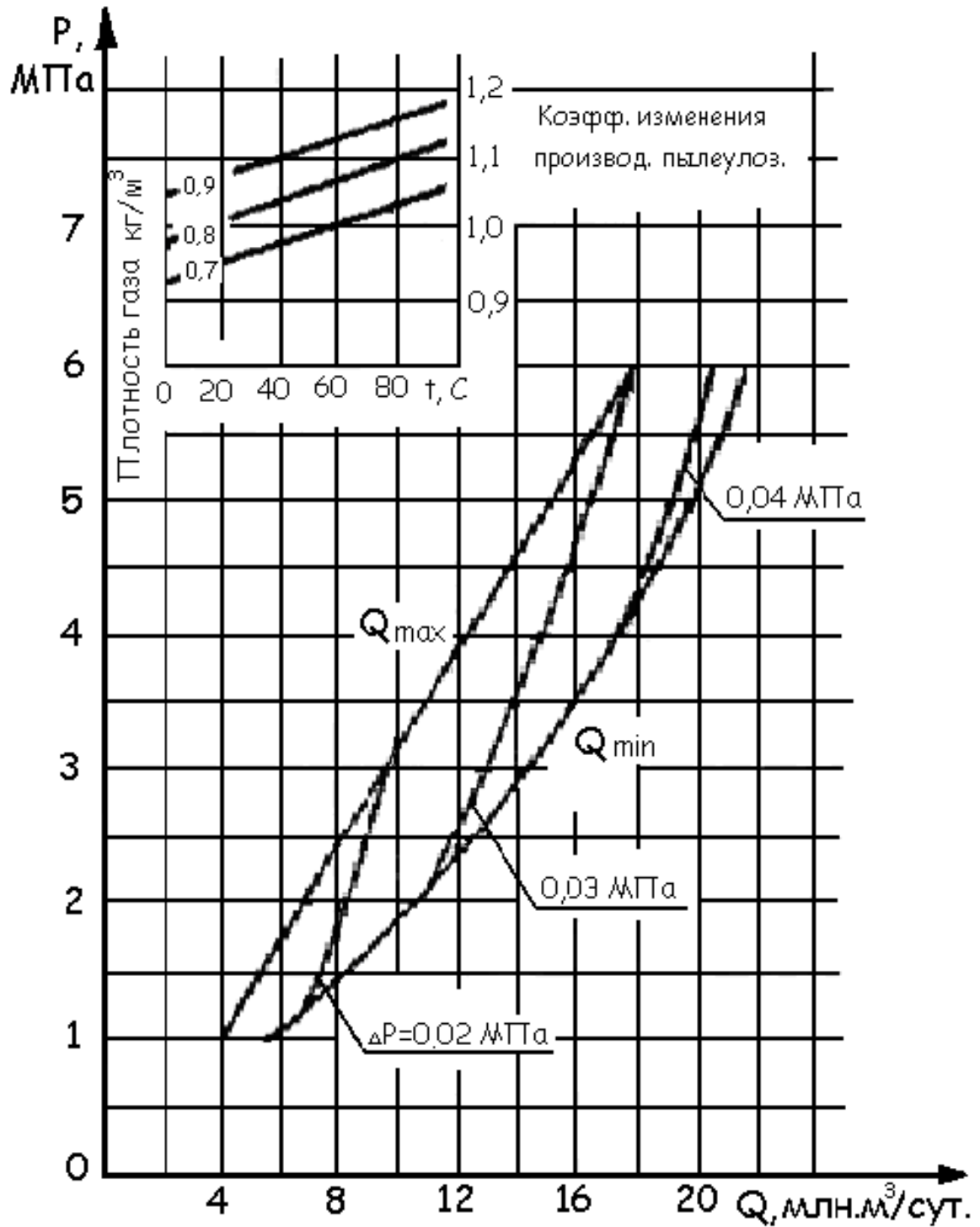


Рисунок 1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Приложение Ж

Рабочая характеристика АВО газа типа 2АВГ-75 "С"

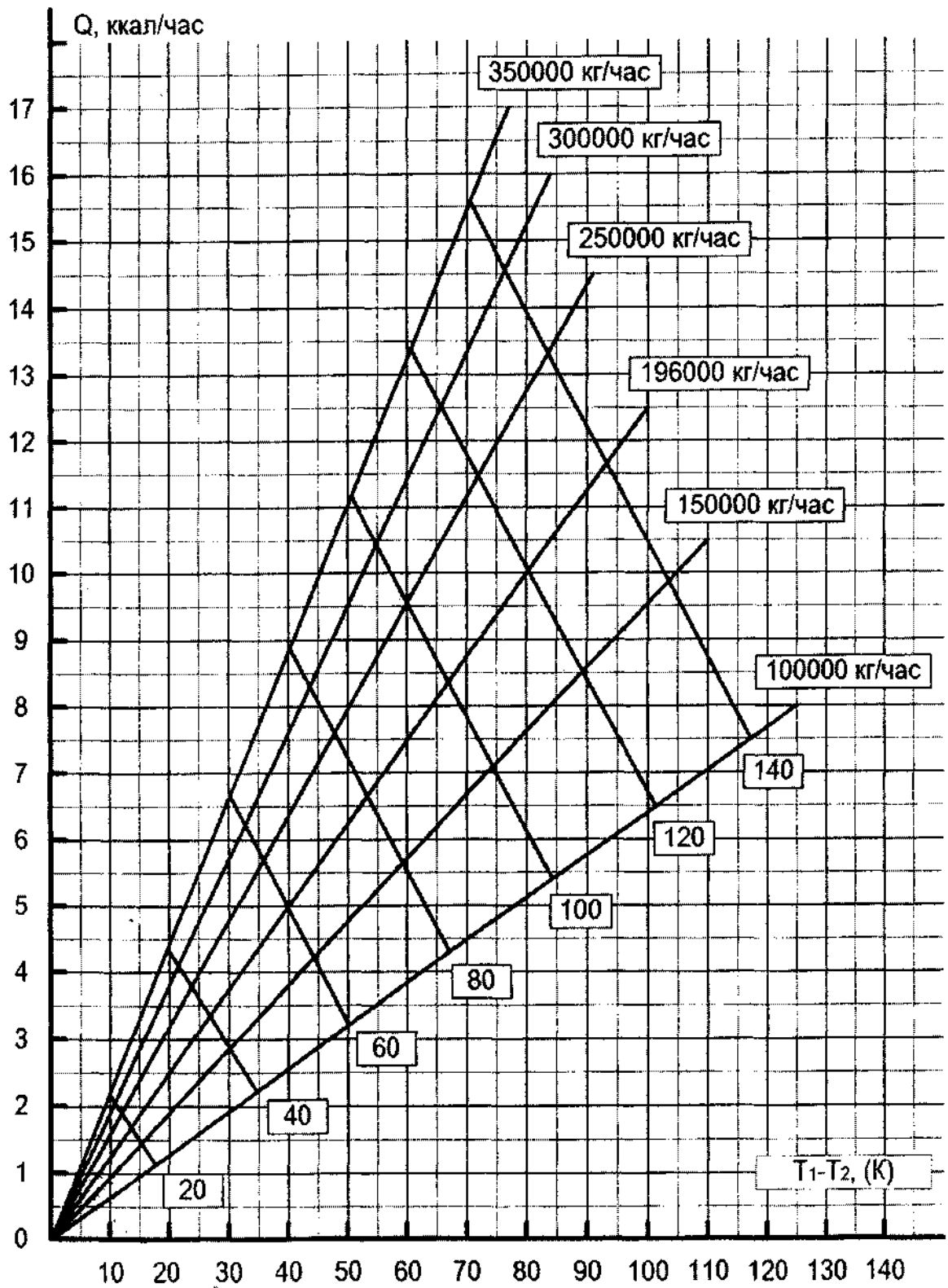


Рисунок 2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Схема подключения УПК

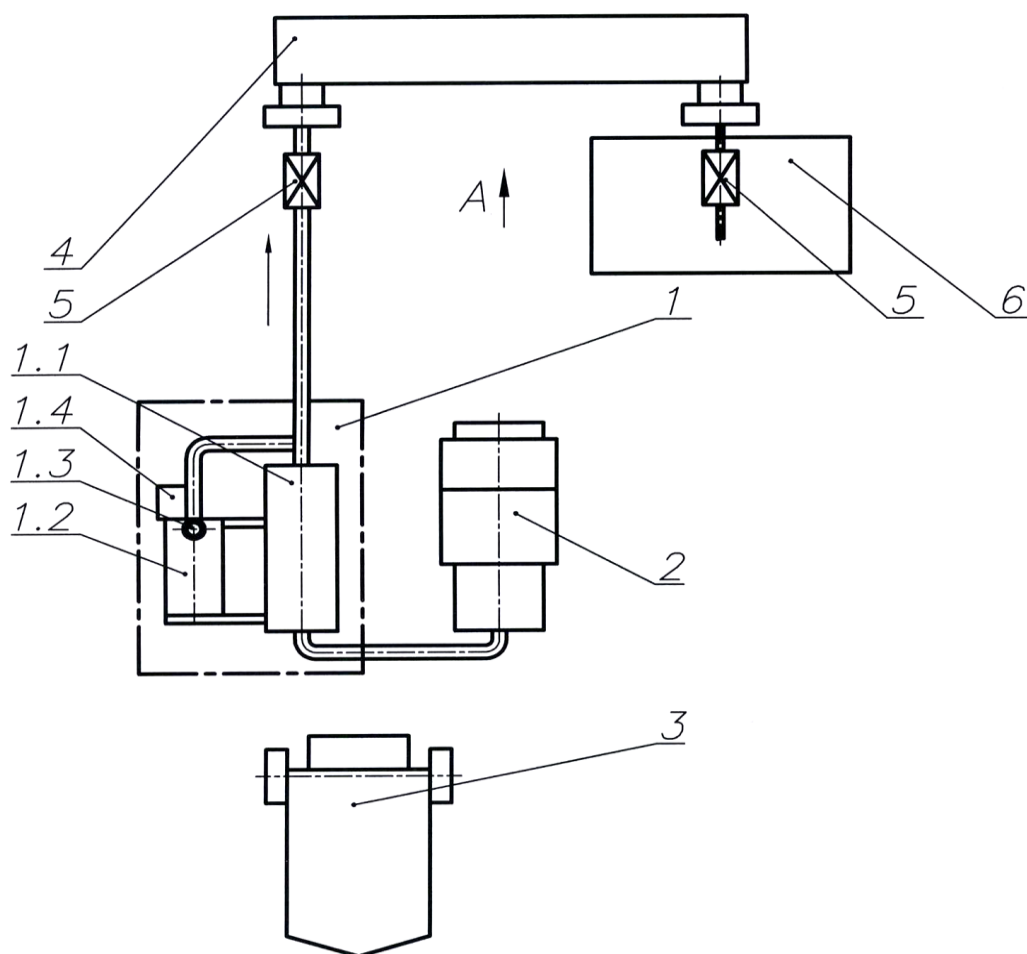


Рисунок 3

- 1.1- Ресивер
- 1.2- Емкость для реагента
- 1.3- Воронка для реагента
- 1.4- Блок управления пневмоклапоном
- 1- Компрессор
- 2- KARCHER HDS
- 3- Теплообменная секция
- 4- Шаровые краны
- 5- Емкость

## Приложение И

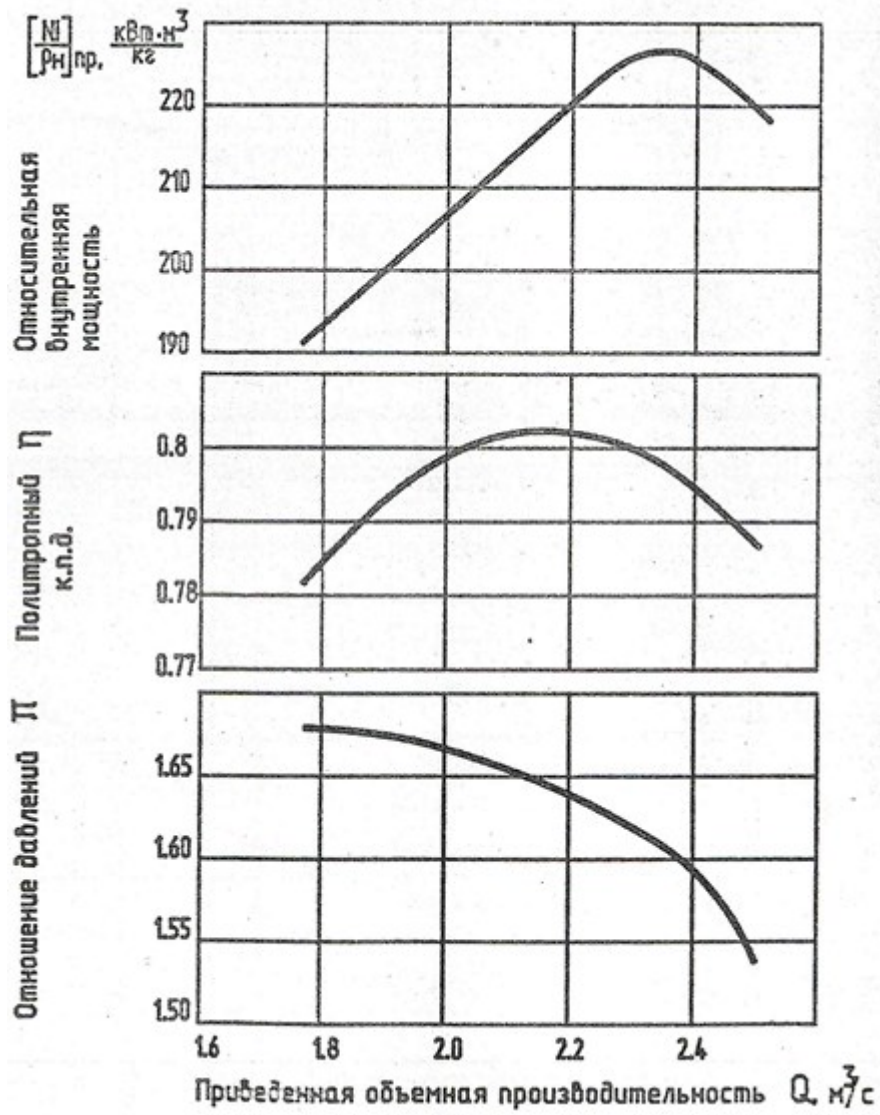


Рисунок 4