

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический университет  
имени К.И.Сатпаева

ИГН и ГД им К.Турысова

УДК 665.038:622.053 (043)

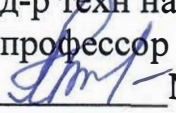
На правах рукописи


**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

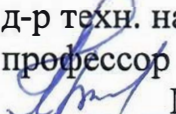
На соискание академической степени магистра

Название диссертации «Организация эксплуатации компрес-  
сорной станции на магистральном  
газопроводе»

Направление подготовки Нефтяная инженерия

Научный руководитель,  
д-р техн наук, ассоц.  
профессор  
 Молдабаева Г.Ж.  
«03» 06 2021 г.

Рецензент,  
д-р техн. наук, профессор,  
Академик НАН РК  
 Н.С. Буктуков  
«04» 05 2021 г.

Нормоконтроль,  
д-р техн. наук, ассоц.  
профессор  
 Молдабаева Г.Ж.  
«04» 06 2021 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой НИ  
\_\_\_\_\_ Ж.К.Дайров  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефтегазового и горного дела им. К.Турысова

Кафедра: «Нефтяная Инженерия»

**УТВЕРЖДАЮ**  
Заведующий кафедрой «НИ»

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту *Садвакасов Мукан*

Тема: *«Организация эксплуатаций компрессорной станций на магистральном газопроводе»*

Утверждена приказом ректора университета

Срок сдачи законченной диссертации

Исходные данные к магистерской диссертации: *Поставленные в работе цели и задачи решались с использованием действующих методик проведения экспериментальных исследований и применением современных средств.*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

*1 На основе анализа организационной структуры АО «Самрукказына» определить основные факторы, влияющие на эффективность работы служб эксплуатации компрессорных станций.*

*2 Разработать методику количественной оценки эффективности эксплуатации компрессорных станций на основе определенных основных факторов, влияющих на эффективную работу газотранспортных предприятий.*

*3 Оценить эффективность проведения мероприятий, необходимых для безотказного функционирования системы эксплуатации компрессорных станций с учетом показателей работоспособности основного оборудования.*

*4 Определить основные принципы организации и выполнения экспертных работ, а также степень возможности использования экспертных систем для оценки эффективности функционирования служб эксплуатации компрессорных станций.*

Перечень графического материала:

*Графический материал данной работы представлен в презентации.*

Рекомендуемая основная литература:

1 Кожевников Н.Н., Чинакаева Н.С., Чернова Е.В. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение. — М.: МЭИ, 2000. — 129 с.

2 Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: Нефть и газа, 1999. - 463 с.

3 Методика проведения энергоаудита компрессорных станций, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА. -М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2007. -115 с.

4 Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций /Б.П. Поршаков, А.С. Лопатин, А.М. Назарьина, А.С. Рябченко. -М.: Недра, 1992.-207 с.

5 Щуровский В.А. Выбор энергопривода для компрессорных станций магистральных газопроводов // «Газовая промышленность», 2005, № 11. -с. 23-26.

**ГРАФИК**  
**подготовки магистерской диссертации**

Наименование разделов	Научный руководитель, консультанты, срок сдачи	Замечания
Анализ показателей надежной организационной структуры газо-транспортных предприятий	<i>Моурабаева Т. К.</i>	
Изучение метода повышения эффективности организации работы системы эксплуатации компрессорной станции	<i>Моурабаева Т. К.</i>	
Анализ обслуживания при эксплуатации компрессорной станций	<i>Моурабаева Т. К.</i>	
Определение по совершенствованию организационной системы эксплуатации компрессорных станций	<i>Моурабаева Т. К.</i>	

**Подписи консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов.**



## ПОДПИСИ

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Анализ показателей надежной организационной структуры газотранспортных предприятий	М.Урабаева Т. К. д-р техн. наук, ассист. профессор	11.05.2021	
Изучение метода повышения эффективности организации работы системы эксплуатации компрессорной станции	М.Урабаева Т. К. д-р техн. наук, ассист. профессор	11.05.2021	
Анализ обслуживания при эксплуатации компрессорных станций	М.Урабаева Т. К. д-р техн. наук, ассист. профессор	11.05.2021	
Определение по совершенствованию организационной системы эксплуатации компрессорных станций	М.Урабаева Т. К. д-р техн. наук, ассист. профессор	11.05.2021	
Нормоконтроль	М.Урабаева Т. К.	11.05.2021	

Научный руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению магистрант \_\_\_\_\_

(подпись)

Дата « 11 » 05 2021 г.

## АНДАТПА

Диссертацияда магистралды газ құбырындағы компрессор станциясын пайдалануды ұйымдастыру қарастырылған. Бұл жұмыс төрт тараудан, тұжырымдардан және қорытындыдан тұрады.

Алдымыздағы қойылған мақсаттың шешімін табу үшін пайдаланылған зерттеу кешенді әдісімен қатар, әдебиеттер көздеріне шолу жасай отырып, зерттеудің тиімді мақсатына жету, сондай-ақ өндірістік тәжірибе сынақтары және негізгі қолданыстағы стандартқа сәйкес есептік негіздемелер қолданыста болды.

Атап айтқанда, көптеген беделді зерттеушілердің тұжырымдары бойынша, қосалқы оңтайлы салыстырмалы шығындарды күрт ұлғаюы ретінде, материалдық ағындарының көлемін ұлғайту, еңбек, энергия, қаржы ресурстарының шығындарын азайтусалдары ретінде газ құбырларының компрессорлық станцияларының жұмысының тиімділігін арттыру қажет.

Осылайша, зерттеу, ұйымдастырушылық және жұмысты бағалау бойынша ғылыми еңбектерді, математикалық модельдеу, күрделі жүйелердің сенімділігі теориясының, жаппай қызмет көрсету теориясы, қолданбалы және математикалық статистика зерттеуге сарапшы жүйелерді, компрессорлық станциялардың өндірістік үдерісті басқару жұмысына аса назар аударылды.

Жаңа математикалық модельдерді қолдана отырып, магистральдық газ тасымалдаудың компрессорлық станцияларының газ айдау қондырғыларының жұмыс режимдерін есептеуді жетілдіру нұсқасы қарастырылды.

## АННОТАЦИЯ

В диссертации проанализированы организация эксплуатаций компрессорной станций на магистральном газопроводе. Данная работа состоит из четырех глав, выводов и заключений.

Для решения поставленных задач был использован комплексный метод исследований, включающий: аналитический обзор литературных источников для постановки и конкретизации задач исследований; опытно-промышленные испытания; расчетные обоснования на основе действующих стандартов.

В частности, многими авторитетными исследователями показана необходимость повышения эффективности функционирования служб эксплуатации компрессорных станций, как структурной единицы газотранспортного предприятия, обосновывается увеличением расхода материальных, трудовых, энергетических, финансовых ресурсов и, как следствие, столь же резким увеличением относительных потерь при внедрении неоптимальных (или даже нерациональных) методов организации производства и эксплуатации.

Таким образом, в ходе исследования было уделено внимание изучению научных работ по вопросам оценки организационно-управленческого труда, математического моделирования, теории надежности сложных систем, теории массового обслуживания, прикладной и математической статистики, теории экспертных систем, управления производственными процессами эксплуатации компрессорных станций.

Рассмотрен вариант совершенствования расчета режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа с использованием новых математических моделей.

## ANNOTATION

In the dissertation, to solve the problems, a complex method of investigation was used, including: an analytical survey of the literary sources for fixing and coverization of the extraction probes; Experienced-experienced experiments; The increase in the number of active students.

In a number of large-scale testers, the need to improve the efficiency of the operation of compressor stations operating units as a structural unit of a gas transportation enterprise is justified by an increase in the expenditure of material, labor, energy, financial resources and, as a result, an equally sharp increase in relative losses in the introduction of suboptimal (or even irrational ) Methods of organization of production and operation.

Thus, in the course of the study, attention was paid to the study of scientific papers on the evaluation of organizational and managerial work, mathematical modeling, the theory of reliability of complex systems, queuing theory, applied and mathematical statistics, theory of expert systems, and management of production processes of compressor stations.

A variant of improving the calculation of the operating modes of gas-pumping units of compressor stations of main gas transport using new mathematical models is considered.



## СОДЕРЖАНИЕ

	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	10
1	<b>АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОЙ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ</b>	12
1.1	Анализ работ по энергосбережению на компрессорных станциях магистральных газопроводов	12
1.2	Особенности планирования и реализации энергосберегающих мероприятий на компрессорных станциях магистральных газопроводов	17
1.3	Анализ показателей надежности газоперекачивающих агрегатов при переходе к обслуживанию по фактическому техническому состоянию	24
	<b>ВЫВОДЫ</b>	36
2	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b>	37
2.1	Определение оценки функционирования системы эксплуатации компрессорной станции	38
2.2	Изучение оценки функционирования системы эксплуатации компрессорной станции	52
2.3	Особенности моделирования режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа в современных условиях эксплуатации	40
	<b>ВЫВОДЫ</b>	45
3	<b>АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЙ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ</b>	46
3.1	Обеспечение безопасности при эксплуатации оборудования компрессорных станций	46
3.2	Техническое обслуживание и ремонт оборудования компрессорных станций по техническому состоянию	52
	<b>Выводы</b>	54
4	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ</b>	55
4.1	Классификация мероприятий, направленных на повышение эффективности организации системы эксплуатации компрессорных станций	55
4.2	Определение методики принятия решения о выборе мероприятий направленных на повышение эффективности организации служб эксплуатации компрессорных станций	60
	<b>ВЫВОДЫ</b>	73
	Заключение	74
	Список использованной литературы	75

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** При сложившейся политической и экономической ситуации в настоящее время особое внимание уделяется вопросам организации производства газотранспортных предприятий на различных уровнях управления. Начат второй этап реформирования АО ФНБ «Самрук-Казына», который заключается в повышении эффективности работы Фонда как вертикально интегрированной компании, объединяющей все циклы: разведку, добычу, транспортировку, переработку, хранение и сбыт. В связи, с чем наиболее актуальные и важные задачи это повышение эффективности основной деятельности и оптимизация структуры управления на уровне дочерних Обществ. Необходимость повышения эффективности функционирования служб эксплуатации компрессорных станций, как структурной единицы газотранспортного предприятия, обосновывается увеличением расхода материальных, трудовых, энергетических, финансовых ресурсов и, как следствие, столь же резким увеличением относительных потерь при внедрении неоптимальных (или даже нерациональных) методов организации производства и эксплуатации.

**Теоретической и методологической основой исследования** послужили материалы по вопросам анализа функционирования и развития сложных систем управления, труды отечественных и ряда зарубежных специалистов. В ходе исследования было уделено внимание изучению научных работ по вопросам оценки организационно-управленческого труда, математического моделирования, теории надежности сложных систем, теории массового обслуживания, прикладной и математической статистики, теории экспертных систем, управления производственными процессами эксплуатации компрессорных станций.

**Цель и задачи исследования.** Целью работы является повышение эффективности эксплуатации компрессорных станций газотранспортных предприятий на основе оценки их функционирования с позиции организации производства.

**Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:**

- На основе анализа организационной структуры дочернего предприятия Фонда - АО КазТрансГаз, определить основные факторы, влияющие на эффективность работы служб эксплуатации компрессорных станций.
- Определить методику количественной оценки эффективности эксплуатации компрессорных станций на основе определенных основных факторов, влияющих на эффективную работу газотранспортных предприятий.
- Оценить эффективность проведения мероприятий, необходимых для безотказного функционирования системы эксплуатации компрессорных станций с учетом показателей работоспособности основного оборудования.
- Определить основные принципы организации и выполнения экспертных работ, а также степень возможности использования экспертных систем для оценки эффективности функционирования служб эксплуатации компрессорных станций.

станций.

- Определить методику принятия решений по проведению мероприятий, направленных на повышение эффективности работы служб эксплуатации компрессорных станций на различных уровнях организационной структуры предприятия.

**Научная новизна.** На основании выполненных исследований получены следующие результаты.

- Определена методика оценки эффективности эксплуатации компрессорных станций на основе установленных в результате анализа организации производства основных факторов, влияющих на эффективную работу газотранспортных предприятий.

- Построена количественная оценка эффективности проведения мероприятий, необходимых для безотказного функционирования системы эксплуатации компрессорных станций, учитывающая основные показатели и характеристики работы газоперекачивающих агрегатов с позиции организации производства.

- Определена методика принятия организационно-управленческих решений, направленных на повышение эффективности функционирования газотранспортного предприятия на основе количественной оценки показателей функционирования служб эксплуатации компрессорных станций.

- Построена оболочка экспертной системы, в которой определены правила вывода суждений на базе формулы расчёта количественной оценки функционирования системы эксплуатации компрессорных станций, для оценки влияния отдельных факторов с целью улучшения их значений.

Рассмотрен вариант совершенствования расчета режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа с использованием новых математических моделей.

**Практическая ценность работы** заключается в том, что результаты разработанных методических положений позволяют адекватно планировать деятельность служб эксплуатации компрессорных станций, с текущим контролем и внесением своевременных изменений в организацию производства.

Диссертация состоит из введения, четырех глав, изложена на 80 страницах текста, содержит 18 рисунков, список использованных источников из 97 наименования.

# 1 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

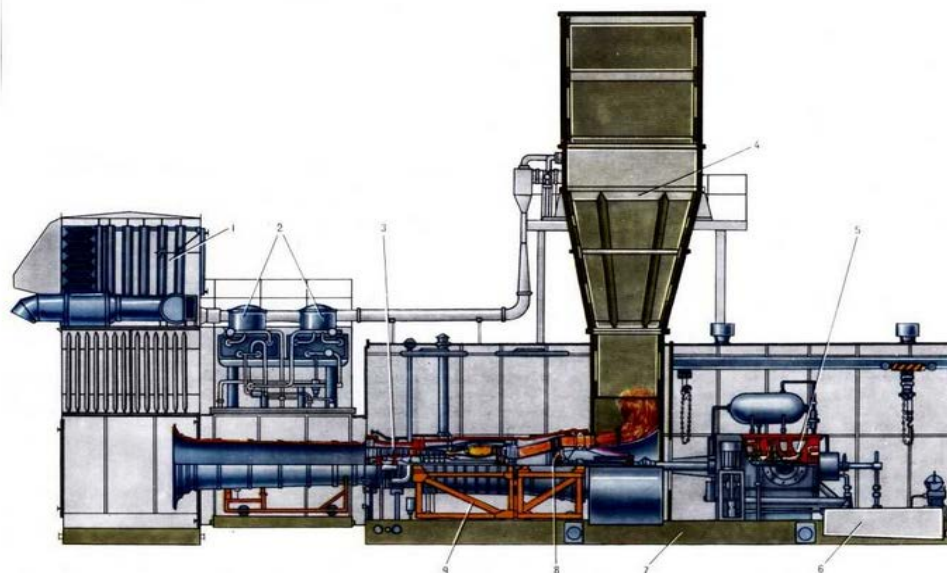
## 1.1 Анализ работ по энергосбережению на компрессорных станциях магистральных газопроводов

Природный газ перекачивается по газотранспортной системе через компрессорные станции и работает непрерывно. В связи с этим в условиях длительной эксплуатации газотранспортной системы необходимо внедрять мероприятия по поддержанию энергетической эффективности работы объектов магистральных газопроводов.

Одним из приоритетных направлений деятельности Оператора является повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) - природного газа, электрической энергии.

В условиях применения разнотипного оборудования на компрессорных станциях, имеющих индивидуальные характеристики, актуальным является задача разработки способов моделирования см синтетических зависимостей оборудования с учетом фактического технического состояния. Оптимизация технологических режимов транспортировки природного газа повысит энергоэффективность компрессорных станций магистрального газопровода.

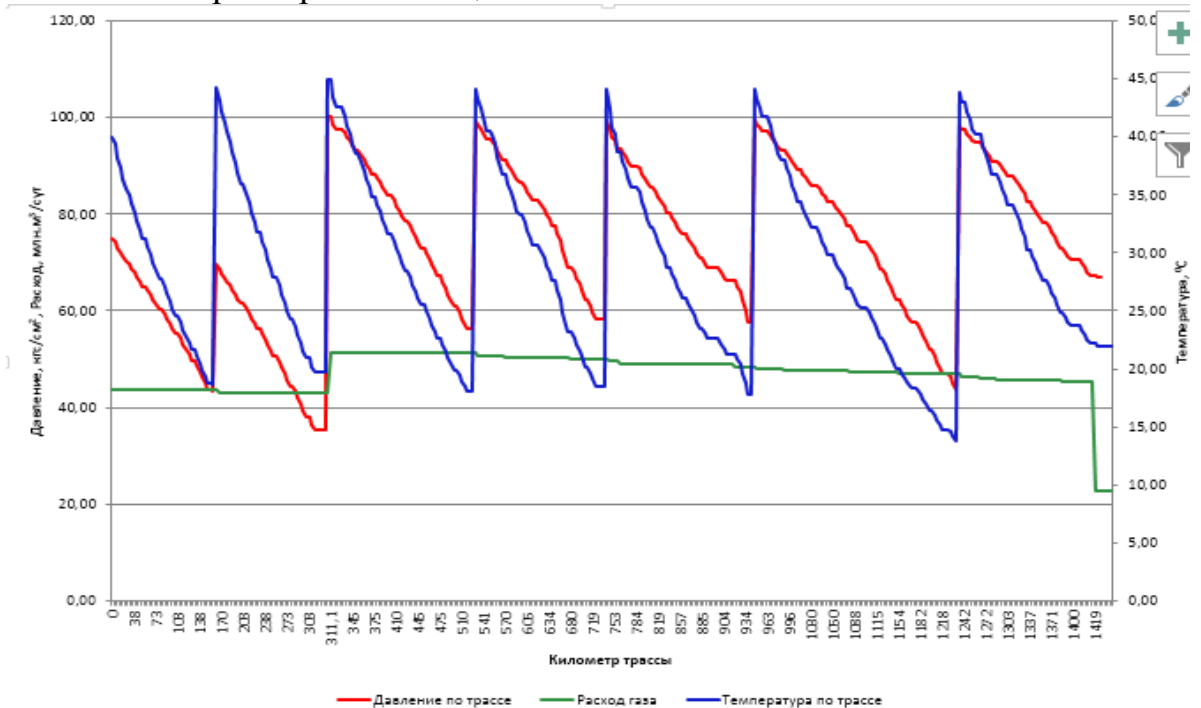
Для эффективного решения задач по управлению, контролю, расчету и оптимизации режимов работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорные станции (КС) необходимо применять адаптированные математические модели, которые описывают взаимосвязь между технологическими параметрами с учетом технического состояния. [7]



**Рис. 1.1 Газоперекачивающий блочно-контейнерный агрегат ГПА-Ц-16 с авиаприводом: 1 - входное воздухоочистительное устройство; 2 - масляные радиаторы; 3 - авиационный привод НК-16 СТ; 4 - выхлопное устройство с шумо глушителем; 5 - нагнетатель природного газа; 6 - маслобак агрегата; 7 - фундаментная металлическая рама агрегата; 8 - силовая турбина агрегата; 9 - подмоторная рама авиапривода.**

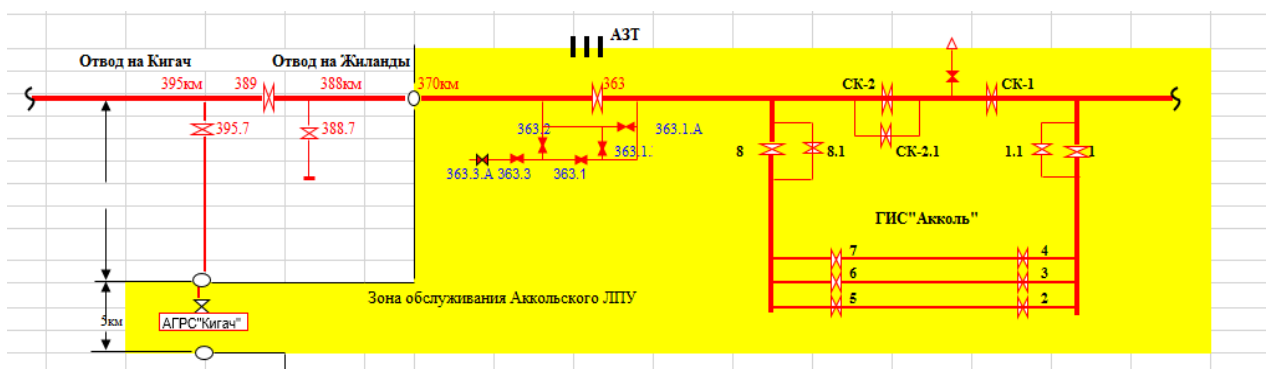
Компрессоры низкого давления (0,3-2 МПа) в основном используются на главных компрессорных станциях для транспортировки природного газа.

Также они используются для подачи искусственных горючих газов низкого давления на компрессорные станции.



**Рис 1.2** Изменение давления, температуры по трассе МГ Бейнеу-Акарыс

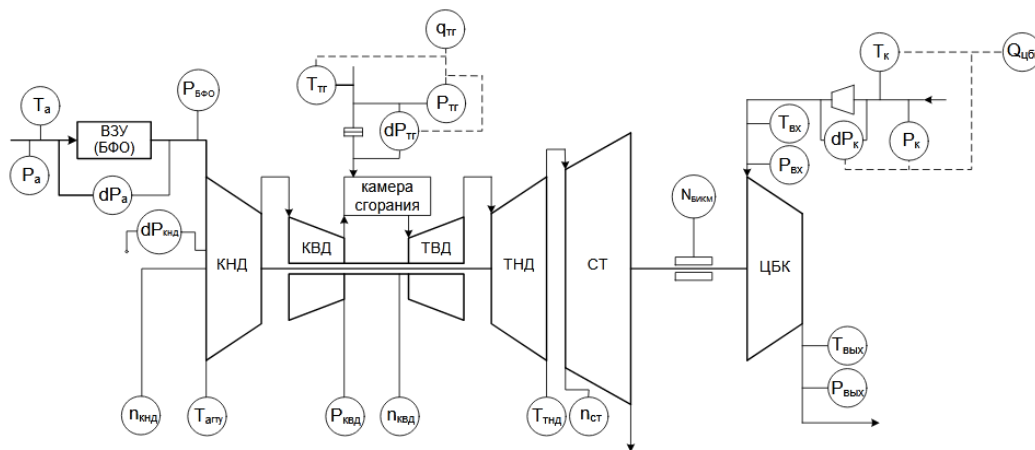
Компрессоры среднего давления (2-5 МПа) работают в основном на промежуточных компрессорных станциях для увеличения пропускной способности газопроводов. На компрессорных станциях устанавливаются агрегаты высокого давления (9,8-12 МПа) для перекачки газа в подземные хранилища. [5]



**Рис 1.3** Технологическая схема участка МГ "Макат-Северный Кавказ" с 362 - 370 км.

Каждый тип компрессора имеет свои конструктивные и функциональные характеристики. Поэтому, когда вы выбираете компрессор или компрессор ускорителя для своего графического процессора, важно полностью учитывать его условия эксплуатации и требования к его характеристикам.





**Рисунок 1.4 Принципиальная схема измерения технологических параметров штатными средствами с использованием САУиР.**

В соответствии с Концепцией энергосбережения одним из направлений реализации политики энергосбережения и повышения энергетической эффективности является повышение эффективности управления энергосбережением, в том числе совершенствование его организационной структуры, контроля за уровнем энергосбережения и энергетической эффективности и развитие нормативной базы энергосбережения. В настоящее время энергосбережение в отрасли реализуется в соответствии с нормативными документами.

При эксплуатации объектов газотранспортных систем для обеспечения задач энергосбережения на КС магистральных газопроводов необходимо оценивать основные технологические показатели работы ГПА: мощность ГТУ, расход топлива, эффективный КПД, коэффициенты технического состояния и проточных частей газотурбинных установок и центробежных компрессоров.

При управлении режимами работы технологического оборудования КС решается сложный комплекс задач: информационно-программного обеспечения диспетчерских служб; организации учета расхода газа на собственные и технологические нужды КС; оперативного взаимодействия диспетчерской службы с производственно-диспетчерской службой оператора в вопросах обеспечения технологии компримирования при транспорте газа.

В информационно-программном обеспечении диспетчерских задач для расчета обычно используют диаграммы приведенных характеристик ГПА. Эти диаграммы имеют ряд недостатков: приведенные характеристики не постоянны (с наработкой агрегатов подвергаются деформации), кроме того они получены по ряду допущений.

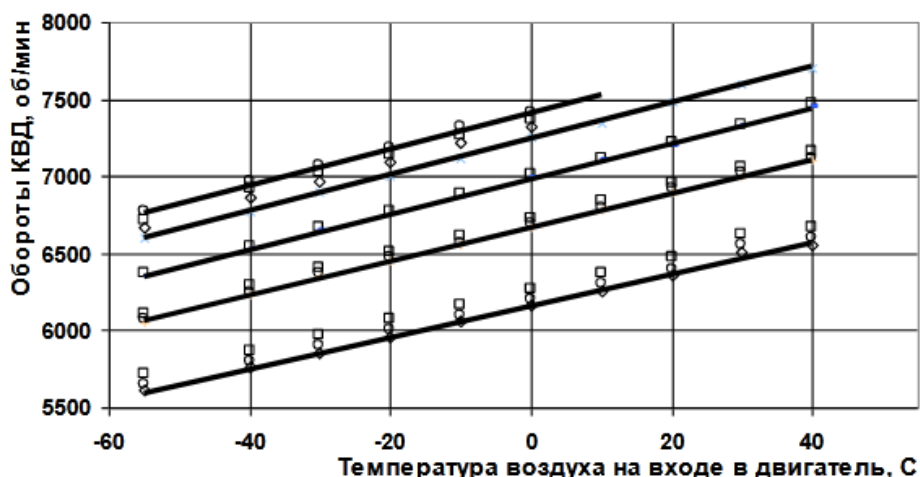
В связи с этим применяют альтернативный аналитический метод расчета эксплуатационных характеристик ГПА компрессорных станций, разрабатывают систему исходных и преобразованных значений топливно-энергетических показателей ГПА, решают задачу влияния адиабатного КПД осевого компрессора и турбины, КПД камеры сгорания на выходные показатели ГТУ - эффективную мощность и КПД, расход топливного газа и коммерческую

производительность ГПА.

Ухудшение КПД основных элементов в разной степени влияет на ухудшение основных характеристик ГПА. Так, при снижении адиабатного КПД осевого компрессора на 5-10% эффективная мощность и коммерческая производительность снижаются на 15-32% соответственно, а при уменьшении адиабатного КПД газовой турбины на 5 и 10% мощность и производительность снижаются на 20 и 39%. Коммерческая производительность в большей степени зависит от адиабатных КПД осевого компрессора и турбины, чем от политропного КПД центробежного нагнетателя, например, при снижении последних на 5% коммерческая производительность также снижается на 5%. [10, 7]

Повышение КПД газотурбинных установок нового поколения может быть достигнуто за счет повышения температуры газа перед турбиной ТЗ и степени повышения давления осевого компрессора, однако реализация таких показателей осложняется снижением ресурса ГТУ и обеспечение назначенного ресурса ГТУ становится затруднительным без применения новых конструктивных решений и материалов с повышенной жаропрочностью.

На примере регулирования режимов работы трехвальной установки ГПУ - 10 «Волна» используются характеристики  $n_{кпд} = f(t_{вх}, N)$  в графическом виде (рис 1.5)



**Рисунок 1.5** Зависимость частоты вращения каскада высокого давления от температуры воздуха на входе в двигатель.

В работе для повышения эффективности ГПА рассматривается вариант смешивания природного газа с водородом, обладающим более высокой скоростью распространения пламени, более широкими пределами

Руководствуясь общепринятыми нормами проектирования в нефтегазовой промышленности, рекомендуемое количество ГПА, их единичная мощность, технологические характеристики должны определяться по результатам соответствующих расчетов и сравнительных анализов.

Количество агрегатов должно рассчитываться исходя из расчетной мощности для КС в целом с учетом располагаемой мощности одного ГПА. Располагаемая мощность ГПА зависит от условий работы (температура

окружающей среды, высотного расположения ГПА), а также характеристики самого ГПА, предоставляемых заводом изготовителем.

Для транспортировки природного газа на дальние расстояния по трубопроводу в основном применяется центробежный компрессор.

Компрессор центробежного типа относится к агрегатам скоростного типа, эффективная работа которых возможна только в условиях применения высоких скоростей вращения. Выбранный привод может быть газотурбинной установкой, или электродвигателем. Для транспортировки больших объемов газа на дальние расстояния, в качестве привода центробежного компрессора ГПА применяются в основном газотурбинные установки.

Внедрение автоматизированных систем управления энергосбережением, далее АСУЭ предназначена для контроля и учета объектов энергоснабжения КС. [10]

Система управления КС строится, как распределенная с децентрализацией отдельных функций управления. Целями создания интегрированной АСУЭ ТП и ЭС являются:

- повышение оперативности и качества принятия решений по управлению энергоснабжением и системой газоснабжения;

- повышение надежности газоснабжения и энергоснабжения, быстрая ликвидация предаварийных и аварийных режимов, с последующим анализом аварийных ситуаций;

- технический и коммерческий учет расхода газа и электроэнергии; введение диагностики работы оборудования.

АСУЭ КС предназначена для автоматизированного контроля и управления в реальном времени энергообеспечением компрессорной станции, а также для передачи необходимой информации в АСУ ТП КС. [9]

Важное значение имеет правильный учет и анализ удельного расхода электроэнергии на единицу продукции. Это один из основных показателей, характеризующих технико-экономический уровень производства в целом и степень рационального ведения электрохозяйства. Нормы удельных расходов электроэнергии позволяют контролировать состояние производства сравнением фактического расхода с рекомендуемым или нормированным, полученным за большой период эксплуатации на аналогичном производстве или отдельном производственном процессе. [3]

Расчет и выбор основного электроэнергетического оборудования должен выполняться с учетом максимальной экономии и уменьшения потерь электроэнергии за счет подбора оптимальных технических характеристик, возможных эксплуатационных режимов работы оборудования.

Должно предусматриваться применение электрооборудования, отвечающего современным требованиям международных стандартов.

Например, меры по подогреву и повышению температуры топливного газа на входе газо-поршневых электростанций обеспечивают меньший расход газа на выработку электроэнергии. Современная система управления параллельной работы генераторов обеспечит равномерное распределение нагрузки между установками, сохранит оборудование от преждевременного износа, увеличит

межремонтные периоды.

Также повышению эффективности использования газо-поршневых электростанций может служить утилизация теплоты уходящих газов для подогрева воздуха, подаваемого для смешивания с топливным газом. Рациональная загрузка генераторов при работе КС не на полную мощность позволяет экономить топливный газ, продлевать ресурс оборудования.

## **1.2 Особенности планирования и реализации энергосберегающих мероприятий на компрессорных станциях магистральных газопроводов**

Повышение энергоэффективности компрессорных станций (КС) – актуальная проблема в газовой отрасли, так как компримирование газа является наиболее энергоемким теплоэнергетическим процессом в магистральном транспорте газа. Применение на КС газоперекачивающих агрегатов (ГПА) нового поколения с высоким эффективным КПД газотурбинных установок (ГТУ); применение модульной компоновки ГПА; повышение эффективности установок воздушного охлаждения газа (АВО). Использование предложенных подходов при проектировании и реконструкции компрессорных станций позволит улучшить энергоэффективность КС, уменьшить потребляемую мощность компрессорных станций и снизить затраты топливного газа.

Учитывая, что компримирование газа на КС является наиболее энергоемким теплоэнергетическим процессом в газовой отрасли, проблема снижения затрат энергоресурсов в первую очередь должна быть направлена на повышение эффективности работы компрессорных станций, как основных потребителей топливно-энергетических ресурсов. Эта задача в значительной степени усиливается, если принять во внимание, что КПД эксплуатируемых на газопроводах ГТУ, суммарная мощность которых составляет свыше 80% от мощности всех других установленных видов энергопривода, в ряде случаев, по разным объективным причинам находится на уровне 20-22% [2].

Энергоэффективным режимом работы компрессорной станции является режим, при котором обеспечиваются необходимые технологические показатели магистрального газопровода (производительность, рабочее давление и температура) при минимуме затрат электроэнергии (для КС с электроприводным парком газоперекачивающих агрегатов (ГПА)) и минимум затрат топливного газа (для КС с газотурбинным парком ГПА).

Основными методами повышения энергоэффективности работы КС, применяемыми при реконструкции и новом строительстве, являются: выбор оптимального количества и типоразмера ГПА, обеспечивающий снижение энергозатрат (замена морально устаревших и физически изношенных ГПА на агрегаты нового поколения с высоким эффективным КПД ГТУ, применение на КС агрегатов с различной удельной мощностью и т.д.); применение модульной компоновки ГПА; повышение эффективности установок воздушного охлаждения газа (АВО).

Компрессорные цеха и компрессорные станции, реальное техническое состояние которых не обеспечивает компримирование планируемых объемов

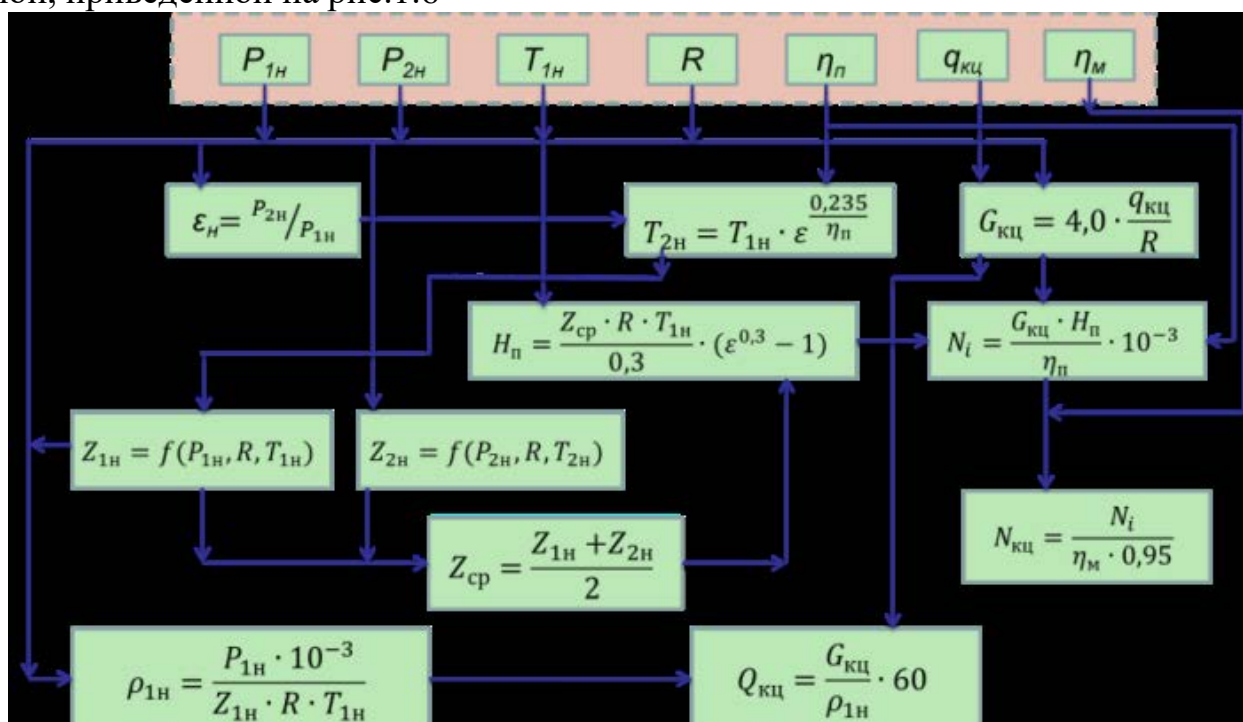
транспортируемого газа, выступают в качестве «узких мест» магистральных газопроводов.

В настоящее время значительная часть ГПА на КС имеют эксплуатационный КПД, существенно ниже паспортного значения, что приводит к значительному перерасходу топливного газа на перекачку.

Это связано с двумя факторами - снижением технического состояния ГПА (что, в конечном счете, приводит к необходимости их замены) и их недозагрузкой, что требует решения задачи оптимизации режима работы КС.

Периодическое обновление ГПА на КС – необходимый и закономерный путь улучшения показателей транспорта газа в целом и уменьшения энергозатрат на его осуществление.

Первый этап выбора оптимального количества и типоразмера компримирующего оборудования предусматривает применение расчетно-оценочного метода [3] для определения потребляемой мощности компрессорного цеха (КЦ). Расчеты осуществляются в соответствии с блок-схемой, приведенной на рис.1.6



**Рис. 1. 6** Блок-схема определения параметров работы КЦ расчетно-оценочным методом, где:  $P_{1н}$  ( $P_{2н}$ ) – давление на входе (давление на выходе) КЦ, МПа;  $T_{1н}$  ( $T_{2н}$ ) – температура на входе (температура на выходе) КЦ, К;  $q_{кц}$  – производительность, млн.м3/сут.;  $Z_{1н}$  ( $Z_{2н}$ ) – коэффициент сжимаемости на входе (коэффициент сжимаемости на выходе) КЦ;  $Z_{ср}$  – средний коэффициент сжимаемости;  $\epsilon_n$  – степень повышения давления;  $R$  – газовая постоянная, кДж/кг·К;  $\eta_p$  – политропный КПД;  $\eta_m$  – механический КПД;  $G_{кц}$  – массовый расход КЦ, кг/с;  $N_i$  – внутренняя мощность сжатия КЦ, кВт;  $Q_{кц}$  – объемный расход КЦ, м3/мин;  $\rho_{1н}$  – плотность газа на входе, кг/м3;  $N_{кц}$  – мощность, потребляемая КЦ, МВт;  $H_p$  – политропный напор, кДж/кг



Предварительный типоразмер ГПА выбирается на основе значения среднегодовой мощности КЦ в режиме проектной производительности с учетом того, что в отечественной практике применяется мощностной ряд газотурбинных установок 2,5-4-6,3(8)-10(12,5)-16-25 МВт.

На следующем этапе расчеты проводятся по конкретным характеристикам ЦБН и ГТУ: определяются величины КПД ЦБН и ГТУ на всех заданных режимах; проверяются условия соответствия потребляемой и располагаемой мощностей ГТУ с целью обеспечения их соотношения в пределах от 0,9 до 0,95 для среднегодового режима; определяются частоты вращения ЦБН и ГТУ на всех заданных режимах и проверяются положения режимных точек в зонах допустимой длительной эксплуатации.

Выбор типа привода компрессора. Применение компрессоров центробежного типа с электроприводом, оснащенных соответствующей системой электроснабжения, распределения, снабжения энергией может вполне удовлетворить потребности работы с различными изменениями обстановки на трубопроводе. Обычно наличие нескольких источников дешевой электроэнергии в районе строительства КС может служить основанием для принятия решения о использовании электропривода.

Применение поршневого привода сложно в эксплуатации и не обеспечивает большую производительность и поэтому практически не используются в магистральных газопроводах. Паровые турбины значительно сложнее в эксплуатации и требуют наличия пресной воды, которая отсутствует в аридных зонах и по этим причинам паровые турбины также не могут быть использованы в нашем случае.

Самым распространенным на сегодняшний день типом привода является газотурбинный привод. Основное преимущество газотурбинного привода - высокая эффективность и надежность. Топливом является перекачиваемый газ, что исключает зависимость от внешних ресурсов. Он соответствует современным экологическим требованиям и обеспечивает возможность эксплуатации в любых климатических зонах при температуре окружающей среды от  $-55^{\circ}$  до  $+45^{\circ}$ С;

Выбор типа компрессора

Для транспортировки природного газа на дальние расстояния по трубопроводу применяются два типа компрессоров: центробежный компрессор и поршневой.

Компрессор центробежного типа относится к агрегатам скоростного типа, эффективная работа которых возможна только в условиях применения высоких скоростей вращения. Основным преимуществом центробежного компрессора является большой объем перекачки, большая мощность единичного агрегата, небольшой относительный вес, простота конструкции, небольшая занимаемая площадь, высокая эффективность работы, стабильный объем потока газа, низкий уровень шума, удобное управление, продолжительный срок службы, небольшие расходы на обслуживание, при этом сжимаемый газ не контактирует со смазочным маслом механизмов компрессора, чем в случае поршневого, поэтому обеспечивается высокое качество транспортировки газа. Диапазон

регулирования объемов газа небольшой, что в случае перепада объемов поставки газа может привести к возникновению помпажа, ступени компрессора имеют относительно низкое повышение давления, изменения параметров объема перекачки и выходного давления находятся в узком диапазоне рабочих характеристик, что также сопровождается резким снижением КПД при изменении параметров.

Основным преимуществом поршневого компрессора является сравнительно высокая степень сжатия, хорошие характеристики даже при изменении давления поступающего газа, отсутствие помпажа, высокий КПД.

Сравнительно низкий объем производительности поршневого компрессора по отношению к центробежному, мощность единичного компрессора низкая, агрегат по весу относительно тяжелый, конструкция сложная, наблюдаются явления неуравновешенности, неустойчивости потоков энергии и пульсации потока газа, сильная вибрация. Данные факторы делают неблагоприятными режимы постоянной работы, короткие интервалы для ремонта, расходы по обслуживанию высокие, сжатый газ может подвергаться загрязнению от смазочного масла. Это оказывает неблагоприятное влияние на транспортировку газа, имеются и другие недостатки. В основном поршневые компрессоры применяются для внутренних нужд месторождений для транспортировки по веткам и обратной закачки газа в пласт.

На сегодняшний день, исходя из мирового опыта использования ГПА в сфере магистрального транспорта природного газа, в основном широкое применение получили центробежные компрессоры.

Современные центробежные компрессоры имеют широкий диапазон производительности, являясь машинами с минимальными затратами на сервисное обслуживание с большим сроком службы, обладают эффективной системой сухого газового уплотнения (СГУ), не требуют редуцирования числа оборотов или могут быть соединены с валом привода через муфту. Также, при необходимости, есть возможность замены сменной проточной части компрессора для изменения в нужную сторону характеристик его работы.

Существуют также разновидности центробежного компрессора типа «спина к спине» или так называемый компрессор типа В. Компрессор типа В представляет из себя два отдельных компрессора (секции) по 4 рабочих колеса каждый на одном валу и в одном корпусе. Конструкция компрессора типа В позволяет подключить его секции в общую схему КС как последовательно, так и параллельно и изменять коэффициент компрессии и производительность в широком диапазоне. Именно такой тип центробежного компрессора был применен на КС «Бозой».

Учитывая необычность КС «Бозой», которая должна: 1. Принимать газ из двух газопроводов с разными давлениями; 2. Иметь возможность переключаться с одного потока на другой из-за изменения производительности подходящих газопроводов. Было принято нетипичное для линейных компрессорных станций решение при выборе типа компрессора для данной станции. Основным техническим критерием была универсальность каждого ГПА, который можно использовать, как при низком входном давлении 3,2 МПа так и при давлении 6,4

МПа.

Был рассмотрен вариант применения компрессора типа В (Back to Back или Спина к Спине). Данный компрессор представляет из себя, двухсекционный компрессор, состоящий из секции низкого давления и высокого давления в одном корпусе и на одном валу. В каждой секции расположено по 4 импеллера. Эти секции можно соединять между собой последовательно (с промежуточным охлаждением газа) и параллельно (если необходима меньшая степень сжатия и большая производительность). При применении данного типа компрессора температура газа на выходе будет составлять 98-1000С, что ведет к снижению энергетических затрат на сжатие, а, следовательно, к снижению расхода топливного газа и снижению критических температур на выходном патрубке компрессора в случае работы через «малое кольцо».

Рассмотрим в качестве примера подбора ГПА для КС «Бозой» МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Обоснование выбора единичной мощности

Для решения задач по выбору ГПА и строительству КС применяются следующие технико-экономические критерии: минимум ввода мощностей (ГПА); максимум надежности работы КС при заданной производительности, минимум капитальных затрат на оборудование и эксплуатационных затрат по КС.

Руководствуясь общепринятыми нормами проектирования в нефтегазовой промышленности, рекомендуемое количество ГПА, их единичная мощность, технологические характеристики определяются по результатам соответствующих расчетов и сравнительных анализов.

По результатам технико-экономического сравнения определено, что применение ГПА с единичной мощностью 7-10 МВт приведет к увеличению количества требуемых ГПА на КС. Располагаемая мощность ГПА, как правило должна быть выше номинальной, так как КПД газовой турбины, зависит от температуры окружающего воздуха. Поэтому в летнее время КПД ГТ значительно снижается. Кроме того, требуется минимум 1 резервный ГПА. Это обстоятельство приводит к большому количеству ГПА, а это обстоятельство ведет к увеличению капитальных затрат, эксплуатационных расходов и, в результате к ухудшению экономических показателей проекта при единичной мощности от 7-10 МВт.

По вопросу использования ГПА мощностью 25-30 МВт.

Расчеты на пропускную способность МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» и его технические параметры показали, что ГПА мощностью порядка 25-30МВт имеют некоторую привлекательность для их применения. Однако, технико-экономические преимущества достигаются, когда на КС отсутствует резервный агрегат, что влияет на надежность поддержание заданного режима. Кроме того, применение ГПА большой мощности в данном случае влияют на «гибкость» работы всего магистрального газопровода, связанную с сезонными неравномерностями потребления газа.

На основании вышеуказанных критериев анализа, была выполнена оценка возможного к применению в проекте ряда ГПА различных производителей из

Европы, США и др. В результате был определен перечень заводов-производителей ГПА, выпускаемая продукция которых, обладает наилучшими технико-технологическими характеристиками с интервалом единичной мощности ГПА в пределах 10-16 МВт, которые в наибольшей степени удовлетворяли бы требованиям рациональной работы проектируемого газопровода.

Характеристики ГТУ различных производителей для справки приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1

Характеристики ГТУ

№	Наименование параметров	Ед. изм.	Titan 130	GE10-2 DLE	SGT- 400
1	Мощность расчетная единичная	МВт	15,3	11,982	13,4
2	К.П. Д. ГТУ	%	36,2	33,3	36,2
3	Расход топливного газа при номинальном режиме на агрегат	м <sup>3</sup> /час	4271	3725	3846
4	Расход топливного газа в год на 1 ГПА (350 дней)	млн. м <sup>3</sup> /год	35,9	31.29	32.3
5	Полный моторесурс	час	150 000	150 000	200 000
6	Моторесурс до капитального ремонта	час	30000	32000	48 000
7	Выбросы NOx	ppm	38	25	15
8	Количество агрегатов находящихся в эксплуатации	ед.	Более 100	Более 100	Более 100

Применение модульной компоновки ГПА и КС. Понятие «модульная КС» и «модульный ГПА» обозначают агрегатный принцип формирования оборудования и систем, т.е. ГПА включает в себя аппараты воздушного охлаждения газа (АВОГ), пылеуловитель и вспомогательные системы. В настоящее время имеется необходимость для дальнейшего развития проектных решений, которые можно сформулировать в виде концепции «модульной» КС [4].

В настоящее время на компрессорных станциях России преобладает классическая схема технологической обвязки оборудования и трубопроводов (рис. 2). К особенностям классической обвязки можно отнести разбивку основного технологического оборудования на три основные функциональные группы:

- 1) группу пылеуловителей;
- 2) группу газоперекачивающих агрегатов;
- 3) группу аппаратов воздушного охлаждения газа.

Каждая группа оборудования объединена между собой через коллекторную трубопроводную обвязку компрессорного цеха. Недостатками классической

коллекторной обвязки, помимо высокой металлоемкости трубопроводной обвязки и значительной площади территории КС, являются высокие газодинамические потери в технологических трубопроводах.

Основной акцент при проведении реконструкции компрессорных станций с применением технологических модулей сделан на следующем: снижении гидравлических потерь в технологическом оборудовании и трубопроводах; повышении технико-экономических показателей КС, в том числе увеличении надежности оборудования и трубопроводов КС; уменьшении сроков и стоимости строительства, снижении эксплуатационных затрат.



**Рис. 1.7. Блочно-модульная схема обвязки основного технологического оборудования КС**

Особенностями компоновки КС с применением блочно-модульной установки (рис. 1.7) являются:

- размещение линии рециркуляции газа непосредственно в технологическом модуле, что позволяет исключить общецеховую линию рециркуляции газа и значительно сократить общую длину станционных трубопроводов;
- индивидуальная поагрегатная обвязка АВО газа, что ведет к снижению турбулентной, вибрационной составляющей и позволяет повысить надежность технологических трубопроводов.

Переход на блочно-модульную компоновку КС позволит снизить суммарные потери давления газа в фильтр-сепараторах и в АВО газа от 0,17 до 0,05 МПа [4], что приведет к снижению необходимой степени повышения давления в нагнетателе газа, потребляемой мощности нагнетателя и позволит за счет этого получить экономию до 8–9 % топливного газа на каждом ГПА.

Повышение эффективности установок воздушного охлаждения газа (АВО) на линейных компрессорных станциях магистральных газопроводов (МГ) развивается в двух направлениях.

С одной стороны, в плане конструктивного совершенствования разработаны



новые аппараты воздушного охлаждения (АВО) с увеличенным количеством вентиляторов, для которых понижена мощность приводного двигателя.

Традиционная общецеховая схема компоновки компрессорного цеха (КЦ) станции (рис. 1.7) предполагает объединение технологических агрегатов по функциональному признаку и установку их на отдельных площадках. Таким образом, выделяется установка очистки газа, площадка ГПА, установка воздушного охлаждения газа, а также вспомогательные установки (подготовка топливного и импульсного газа, емкость сбора продуктов очистки газа и др.).

При этом для выравнивания производительности по элементам установок и снижения возможных пульсаций давления в основном применяется кольцевая схема обвязки технологических установок. На каждой установке необходимо наличие резервного агрегата, подключенного параллельно рабочим, для поддержания необходимого режима работы КС в случае остановки одного из рабочих агрегатов для планового осмотра или ремонта.

Для снижения затрат на строительство и увеличения эффективности в последнее время применяются компрессорные станции с модульной компоновкой КЦ (рис. 1.7). Данное техническое решение подразумевает объединение аппарата очистки (пылеуловитель – ПУ), ГПА и аппарата воздушного охлаждения (АВО) в единый технологический модуль (ТМ), который является самостоятельной составляющей КЦ.

В более узком смысле понятие «модульный КЦ» и «модульный ГПА» обозначают агрегатный принцип формирования оборудования и систем, т.е. ГПА включает в себя АВО, пылеуловитель и вспомогательные системы.

Преимущества модульной компоновки по сравнению с классической общецеховой заключаются в основном в легко наращиваемой мощности КЦ КС, снижении газодинамических потерь в трубопроводах, в повышении эффективности использования энергетического оборудования, снижении стоимости и сроков строительства КС, снижении площади КЦ и эксплуатационных затрат.

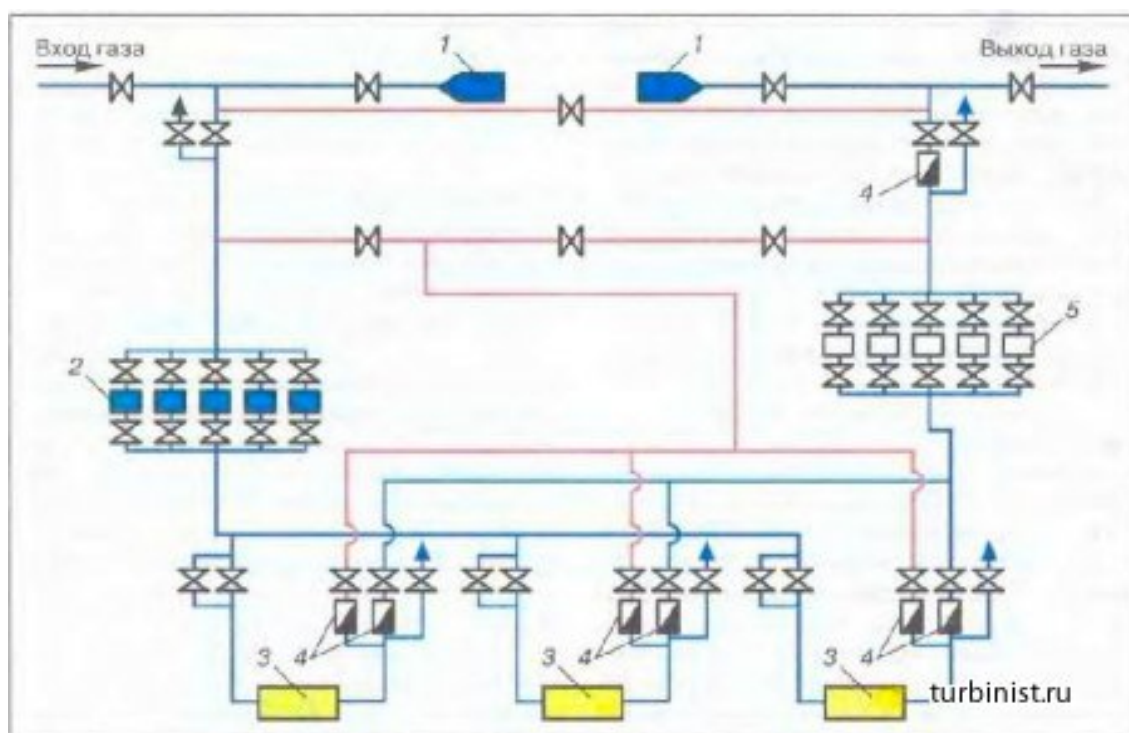
Применение рассмотренных подходов при проектировании и реконструкции компрессорных станций позволит улучшить показатели энергоэффективности КС, уменьшить потребляемую мощность компрессорных станций и снизить затраты топливного газа.

### **1.3 Анализ показателей надежности газоперекачивающих агрегатов при переходе к обслуживанию по фактическому техническому состоянию**

Взаимодействие линейной части магистрального газопровода и КС осуществляется через узел подключения, обеспечивающий следующие режимы работы газопровода: подача газа по газопроводу с компримированием его на подключаемой КС – основной режим; подача газа по газопроводу без компримирования на КС – временный режим работы газопровода при вынужденной остановке (отключении) КС или сокращении подачи газа по газопроводу; подача газа по газопроводу при периодической очистке его полости очистными устройствами от механических примесей,

влагии конденсата –временный режим. Принципиальная схема КС представлена на рисунке 1.10.

В состав производственной зоны КС входят все производственные и вспомогательные сооружения непосредственно связанные с технологическим процессом сжатия газа: площадка газоперекачивающих агрегатов (ГПА), размещенных в индивидуальных или общем зданиях; установка очистки газа; установка охлаждения газа с трансформаторной подстанцией; установка подготовки топливного, пускового и импульсного газов; производственно-энергетический блок (операторная диспетчерская, котельная, аккумуляторная, компрессорная, дизельная электростанция, помещения персонала и др.); блок маслохозяйства; склад горюче-смазочных материалов: резервуар пенного пожаротушения [21].



**Рисунок-1.8 – Принципиальная технологическая схема компрессорной станции:**

**1 – установка очистки газопровода; 2 — установка очистки газа; 3 - газоперекачивающий агрегат; 4 — обратный клапан; 5 – установка охлаждения газа**

В зависимости от типа привода, мощности и технологии, назначения состав сооружений КС и их взаимное расположение могут изменяться. По функциональному назначению и с учетом технологии, и противопожарных требований площадки КСобычно разделяются на 2 зоны: производственную и служебно-производственного комплекса.

В состав служебно -производственного комплекса КС входят: водопроводные сооружения с резервуарами противопожарного запаса воды; электро-подстанция, служебно-эксплуатационный и ремонтный блок (ремонтно-

механические мастерские, гараж, узел связи, мастерские и лаборатории служб КИП и автоматики, энергетические помещения персонала линейно-производств. управление магистрального газопровода и др.); столовая и ее вспомогательное здание склад материалов; открытая стоянка автомашин и тяжелой техники; очистные сооружения хозяйственно-бытовой канализации; склад метанола мойка машин с очистными сооружениями.

Компрессорный цех состоит из группы ГПА установленных в общем или индивидуальных зданиях (укрытиях), систем и сооружений, обеспечивающих его функционирование (технологии. коммуникации с запорной арматурой, установка очистки газа, установка охлаждения газа, система топливного, пускового и импульсного газа, электрические устройства цеха, система автоматического управления, системы маслоснабжения, пожаротушения, отопления, вентиляция, канализации, сжатого воздуха и др.). Для запуска и останова ГПА предусматривается рециркуляционный контур. В зависимости от типа привода на КС могут использоваться газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. электроприводные газоперекачивающие агрегаты или поршневые.

Установка очистки газа на КС предназначена для очистки компримируемого газа от жидкостей и механических примесей с целью предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов. В зависимости от конкретных условий установка включает одну или две последовательные ступени очистки. В качестве 1-й ступени используются циклонные пылеуловители, в качестве 2-й ступени фильтры-сепараторы. Кол-во пылеуловителей и фильтров-сепараторов выбирается так, чтобы при отключении одного аппарата для техобслуживания и ремонта оставшиеся в работе обеспечивали необходимую степень очистки газа и находились в пределах их рабочей зоны (обычно 4-6 аппаратов каждой ступени). Система сбора уловленных жидкостей и механических примесей установки очистки может быть выполнена отдельной или объединенной с системой их сбора на установке приема и запуска очистных устройств для линейной части газопровода.

Охлаждение газа после компримирования осуществляется в аппаратах воздушного охлаждения (подробно см. в ст. Теплообменный аппарат). Степень охлаждения газа и количество аппаратов выбираются т. о., чтобы обеспечить устойчивость линейной части и сохранность изоляции газопровода, а также увеличить его пропускную способность. Обычно производится охлаждение газа до температуры газа на 10-12 °С выше температуры атм. воздуха.

Для обеспечения надежной работы на газотурбинных КС, как правило, предусматриваются два внеш. источника электроснабжения и аварийная электростанция. В случае одного внеш. источника или его отсутствия используются электростанции собственных нужд на газовом топливе (газотурбинные или поршневые электроагрегаты) [22-25].

Автоматизация КС предусматривает их оснащение комплексом технических средств, обеспечивающих выполнение след, основных задач: автоматического управления, регулирование и защита всех

технологических объектов; диспетчерский контроль и оперативный анализ фактического режима технологических объектов; сбор и подготовка оперативно-диспетчерской и статистич. информации для передачи па верх, уровень АСУ технологии, процессами газопровода.

Этот комплекс технических средств может включать системы: автоматического управления ГПА; централизованного контроля и управления компрессорными цехами и КС; управления общестанционными технологическими кранами; автоматического регулирования режима цеха; диспетчерской связи; местные системы автоматизации вспомогательных установок и объектов цеха и станции.

Для многоцеховых газотурбинных КС предусматривается структура управления: диспетчерский пункт операторная (гл. щит управления) цеха. Диспетчерский пункт совмещается с операторной 1-ю цеха.

В разные периоды развития газовой промышленности выбор энергопривода для КС определялся уровнем развития топливно-энергетический и машиностроительного комплексов. До нач. 1950-х гг. на КС применялись поршневые ГПА.

При формировании н сер. 1950-х гг. мощной газотранспортной системы Западного Казахстана– Центр (диам. газопровода 720 и 820 мм) особенности поршневого привода (небольшая единичная мощность, высокие капитальные затраты, трудности автоматизации и большие трудозатраты квалифицированного персонала при эксплуатации) уже не соответствовали предъявляемым требованиям. [26-30].

Российской промышленности серийно выпускает ГПА нового поколения с газотурбинным приводом типоразмерного ряда 2,5-4-6,3-10 (12,5)-16-25 МВт, а также ГПА с электроприводом мощностью до 12,5 МВт

При проектировании и эксплуатации технологические параметры КС определяются системными расчетами в соответствии с нормами технологического проектирования [31].

Объемная производительность при параметрах на входе в газовый компрессор  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{мин}$ ) определяется по формуле 1.1:

$$Q = \frac{0,24 \times Q_k \times Z_1 \times T_1}{P} \quad (1.1)$$

где,  $Q_k = Q_{кц}/n$  - производительность газового компрессора, млн.  $\text{м}^3/\text{сут}$  (при стандартных условиях),  $Q_{кц}$  - производительность компрессорного цеха, млн.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $n$  - кол-во рабочих ГПА;  $Z_j$ ,  $P_j$ ,  $T_j$  - соответственно коэф. сжимаемости, абс. давление (МПа) и темп-ра (К) газа на входе в газовый компрессор.

Степень повышения давления (степень сжатия) компрессора ГПА определяется отношением абс. давлений газа на входе ( $P_1$ ) и выходе ( $P_2$ ) по формуле 1.2:

$$P_2/P_1 \quad (1.2)$$

Баланс потребляемых и располагаемых мощностей определяется след. образом. Мощность  $N$  (кВт), потребляемая компрессором, вычисляется по формуле 1.3:

$$N = \frac{N_i}{0,95 \eta_m}, \quad (1.3)$$

где,  $N_i$  - внутр. мощность газового компрессора (мощность, затрачиваемая на сжатие газа); 0,95 - коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние;  $\eta_m$  - механич. КПД компрессора (0,98-0,995).

Внутр. мощность компрессора определяется по его паспортным характеристикам и зависимости от заданных параметров газа ( $Q_v$ ,  $P_1$ ,  $T_1$ ) и его компонентного состава.

При отсутствии паспортных характеристик нагнетателя внутр. мощность можно оценить по формуле 1.4:

$$\begin{aligned} N_i &= \frac{13,34 \times Z_1 \times T_1 \times Q_{k, \text{пол}} \times (0,3 - 1)}{\eta_{\text{пол}}} = \\ &= \frac{55,6 \times P_1 \times Q_{k, \text{пол}} \times (0,3 - 1)}{\eta_{\text{пол}}}, \end{aligned} \quad (1.4)$$

$\eta_{\text{пол}}$  - политропный КПД (для линейных модификаций компрессора 0.81-0.85).

Температура газа (К) на выходе из нагнетателя определяется по формуле 1.5:

$$T_2 = T_1^{0,35 / \eta_{\text{пол}}}. \quad (1.5)$$

При наличии паспортных, газодинамических характеристик компрессора и спец. номограмм потребляемая мощность, производительность, политропный КПД могут быть получены графич. путем, минуя их расчетное определение, по характеристикам газового компрессора в виде зависимостей по формуле 1.6:

$$N_{i, \text{пол}}, Q_{k, \text{пол}} = f(Q_v, \eta, P), \quad (1.6)$$

где,  $n$  частота вращения компрессора.

Мощность газотурбинного привода является функцией условий его работы.

Располагаемая мощность - это макс. рабочая мощность на муфте, к-рую может развивать привод в конкретных станционных условиях. Располагаемая мощность газотурбинной установки (ГТУ) определяется по ее паспортным характеристикам. При отсутствии паспортных характеристик располагаемая мощность может быть оценена по формуле 1.7:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{тр}}^h \times K_{\text{тр}} \times \left( 0,75 \times \frac{N}{N_e^h} + 0,25 \times \sqrt{\frac{N}{N_e^h}} \times \frac{P_a}{0,1013} \right), \quad (1.7)$$



где,  $N_e^H$  - номинальная мощность ГТУ, кВт;  $K_N$ ; - коэффициент, учитывающий допуски и технич. состояние ГТУ (обычно 0,9-0,95);  $K_t$  - коэффициент, учитывающий влияние темп-ры наружного воздуха (2,0-3,2);  $T_3^H$ ,  $T_3$  - расчетная и номинальная темп-ры воздуха на входе ГТУ, К;  $K_{укоэф.}$ , учитывающий влияниесистемы утилизации тепла выхлопных газов (учитывается при использовании утилизационных теплообменников, обычно 0,985);  $P_a$  - расчетное давление наружного воздуха, МПа (функция высоты КС над уровнем моря) [32-35].

Номинальная мощность ГТУ  $N_e^H$  обычно устанавливается для след. условий: температура на входе ГТУ +15 °С, барометрическое давление 0,1013 МПа, относительная влажность 60%.

Расход топливного газа  $q_{тр}$  (тыс. м<sup>3</sup>/ч) при стандартных условиях для ГТУ определяется по формуле 1.8:

$$q_{тр} = q_{тр}^H \times K_{тр} \times \left( 0,75 \times \frac{N}{N_e^H} + 0,25 \times \sqrt{\frac{T_3}{T_3^H}} \times \frac{P_a}{0,1013} \right), \quad (1.8)$$

где,  $q_{тр}^H$  - номинальный расход топливного газа, тыс. м<sup>3</sup>/ч;  $N$  - мощность, потребляемая нагнетателем, полученная в результате расчета параметров, кВт;  $K_{тр}$  коэффициент, учитывающий допуски и технич. состояние ГТУ (обычно 1,03-1,05).

Номинальный расход топливного газа (тыс. м<sup>3</sup>/ч) определяется по формуле 1.9:

$$q_{тр}^H = \frac{3,6 \times N_e^H}{Q_p^H} \quad (1.9)$$

где,  $\eta_e^H$  номинальный КПД ГТУ, определяемый в технической документации;  $Q_p^H$  низшая теплотасгорания топливного газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Компрессорная станция ПХГ (КС ПХГ) - обеспечивает закачку газа в летний период и компрессорный отбор его в зимний период. Тем самым создает необходимые объемы хранимого газа в районе его потребления. Годовой цикл работы подземного хранилища газа (ПХГ) состоит из повторяющихся периодов закачки газа в летнее время (150 дней), отбора газа зимой (120 дней) и нейтрального периода весной и осенью. Как правило, компрессорная станция работает в период закачки газа, обеспечивая повышение давления в ПХГ к концу этого периода до 12-21 МПа. Отбор газа осуществляется обычно бескомпрессорным способом. Компрессорный отбор газа осуществляется в ряде случаев с целью увеличения объема активного газа на ПХГ относительно низким уровнем пластового давления, включая ПХГ, которые создаются на базе выработанных мест природного газа.

Технологии, схема КС ПХГ представляет собой цеховую структуру, где компрессорные цеха (рис.) представляют собой ряд последовательных ступеней сжатия, включаемых в работу по мере технологич. необходимости и

обеспечивающих возможность промежуточного охлаждения газа. Мощность компрессорной станции до 180-200 МВт. производительность 50-60 млн. м<sup>3</sup> газа в сут. Оптимальная единичная мощность газоперекачивающего агрегата 4-25 МВт [36].

Регулирование и изменение режима работы компрессорной станции осуществляются изменением числа цехов, а в каждом компрессорном цехе - изменением числа рабочих перекачивающих агрегатов . частоты вращения газотурбинных газоперекачивающих агрегатов от 0,75 до 1,05 от номинальной частоты вращения . Регулирование электроприводных газоперекачивающих агрегатов с нерегулируемой частотой вращения осуществляется перестановкой входных направляющих аппаратов центробежных компрессоров природного газа. Температурный режим компилирования поддерживается применением аппаратов воздушного охлаждения газа, находящихся в компрессорном цехе.[37-40].

*Общесведения о диагностике ГПА.* Накопленный опыт диагностирования магистральных газопроводов позволил обозначить два взаимосвязанных направления его развития:

- непрерывное диагностирование ГПА комплексными автоматизированными системами диагностики (КАСД), создаваемыми на базе технических средств АСУТП;

- централизованное диагностическое обслуживание силами оперативных бригад; это обслуживание требует использования специальной анализирующей аппаратуры и участия специалистов высокой квалификации.

Основные требования к методам и техническим средствам, предназначенным для диагностического обслуживания, сводятся к следующему:

- простота и надежность, а для внешних аппаратурных средств – простота их подключения, тарирования, малая масса, удобство транспортировки;

- чувствительность, достаточная для выявления неисправностей.

Методы теплотехнического контроля должны предусматривать в основном штатные измерения, не требовать трудоемких расчетов и иметь достаточную точность расчета располагаемой мощности и КПД газотурбинной установки (ГТУ) и центробежного нагнетателя (ЦБН), т. е. показателей, интегрально отражающих их техническое состояние. Централизованное диагностическое обслуживание не может заменить КАСД, так как не обеспечивает выполнения ряда функций, необходимых для формирования эксплуатации ГПА по фактическому состоянию. В частности, практически исключается возможность достоверного прогнозирования изменения технического состояния, так как при диагностическом обслуживании диагностирование ГПА проводится не непрерывно, а эпизодически. По этой же причине отсутствует возможность использования методов статистической обработки входной и «сглаживания» выходной информации, направленных на повышение чувствительности диагностирования при заданных метрологических характеристиках технических средств диагностирования. Указанные функции в процессе диагностирования, характерные для КАСД, позволяют идентифицировать неисправности ГПА даже при использовании

штатных измерений и применительно к газоздушному тракту ГТУ и газовому тракту ЦБН решать задачи многофакторного диагностирования. При отсутствии автоматизированного сбора диагностической информации уровень чувствительности в большинстве случаев позволяет проводить только интегральную оценку состояния трактов в целом.

В сфере ремонта методы и алгоритмы диагностирования должны обеспечивать оценку качества ремонта, управление качеством в процессе ремонта. В первом случае алгоритмы диагностирования должны основываться на сопоставлении одноименных диагностических признаков в процессе эксплуатации до и после ремонта или либо на установленном агрегате.

На работающем агрегате для оценки качества ремонта применимы методы и алгоритмы диагностирования, используемые при диагностическом обслуживании и (или) в КАСД. Однако чувствительность диагностирования в этом случае выше, так как определяется несобственно техническое состояние ГПА, а его изменение при ремонте.

Управление качеством в процессе ремонта подразумевает пооперационный контроль за изменением структурных параметров ГПА при ремонте и контроль их соответствия заданным (эталонным) величинам. При этом могут широко использоваться известные и разрабатываться новые методы и средства неразрушающего контроля. Если же говорить об острой системе контроля качества, то она должна предусматривать возможность прогнозировать состояние ГПА после ремонта по изменению структурных параметров, происходящему в процессе ремонта, например, оценивать располагаемую мощность ГТУ по изменению зазора в компрессоре, турбине, уплотнениях, а КПД ЦБН – по изменению зазора уплотнения, ликвидации эрозионного подреза лопаток и т. д [41].

*Параметрическая диагностика ГПА.* Параметрическое обследование проводится с целью определения технического состояния проточной части ГПА, мощности, КПД, определения причин их снижения.

Результат диагностирования учитывается для определения возможности повышения мощности при ремонте. Например, если причиной снижения показателей является неэффективная работа регенератора, то без устранения утечек ремонт не принесет результата.

Практика показала эффективность применения параметрических обследований для оценки качества ремонта ГПА и для определения технико-экономической эффективности проводимой модернизации ГПА. Так, например, при оценке эффективности замены пластинчатых регенераторов на трубчатые и замены теплоизоляции в Мокроусском ЛПУ на ГПА № 8 было отмечено повышение регенерации с 58 до 82 %. КПД повысился с 27 до 29 %, коэффициент технического состояния – с 0,85 до 0,96. До проведения монтажных работ наработка агрегата после среднего ремонта составляла 973 ч.

Проведенная работа позволяет получить данные для анализа, получить экономическую оценку эффективности проведенных работ за счёт экономии топливного газа, в данном случае, по примерным подсчетам, расход т.г. снизился в среднем на 200 м<sup>3</sup>/ч.

Отслеживание динамики уменьшения коэффициента технического состояния позволяет определить срок вывода ГПА в ремонт «посостоянию». Значение коэффициента 0,8 выбрано как низшая граница экономической целесообразности использования ГПА. По результатам ежегодных плановых испытаний ГПА рассчитывается и корректируется время вывода конкретного агрегата в ремонт по параметрическим показаниям, проводится качественная оценка проведения ремонтно-восстановительных работ. Так, в Башмаковском ЛПУ на агрегате ГТК-10 при оценке качества проведения капитального ремонта было отмечено снижение коэффициента технического состояния.

Проведенный анализ показал, что зазоры по проточной части компрессора на некоторых ступенях осевого компрессора увеличились в сравнении с состоянием до ремонта [42].

КПД ГТУ – это технико-экономический показатель, определяющий топливные затраты и затраты на ремонт. Поэтому задачей параметрической диагностики является не только определение эффективности работы ГПА и эффективности проведения ремонтных мероприятий, но и технико-экономическое обоснование оптимальных объемов и сроков проведения ремонтов.

Кроме эффективности необходимо помнить и освоевременности ремонтных мероприятий, т. к. некоторые отклонения могут привести к тому, что принятые меры не смогут полностью восстановить начальное техническое состояние. Например, коробление корпуса турбины вследствие большой неравномерности температурного поля перед ТВД или либо нарушения системы охлаждения турбины.

*Вибрационный контроль технического состояния ГПА.* Элементы машины динамически взаимодействуют друг с другом, и через конструкцию происходит рассеивание энергии в виде механических колебаний. По мере износа машины, в результате оседания фундамента, деформации деталей и т. д. В конструкции машины начинают происходить неуловимые изменения. Нарушается центровка валов, детали начинают изнашиваться, нарушается баланс роторов, увеличиваются зазоры. Все эти факторы приводят к еще большему увеличению рассеивания энергии в виде механических колебаний. Причины и следствия усиливают и дополняют друг-друга, состояние ухудшается все с большей скоростью, все быстрее приближается момент полного выхода агрегата из строя.

Необходимо всегда четко представлять, что при изменении вибрации регистрируется не сила, возбуждающая эти вибрации, и не параметр, пропорциональный этой силе, а реакция элементов конструкций оборудования на воздействие этой силы (линейные перемещения контролируемой точки).

Собственно сила, вызывающая вибрации, есть результат отклонений от идеальности в состоянии конструкции. Вектор этой силы изменяется во времени по величине и направлению, периодически, а иногда и по случайному закону, описывая в пространстве сложную кривую.

Для разработки методов диагностики, с помощью которых можно было бы определить состояние объекта без его разборки, необходимо установить

диагностические симптомы, объективные диагностические признаки, в результате исследования которых можно измерить диагностические параметры, характеризующие состояние узла и объекта. Последними принято называть параметры, определяемые посредством диагностирования и косвенно характеризующие техническое состояние объекта. К ним относятся мощность, давление, температура, параметры шума и вибрации и т. д.

Эффективность диагностирования в значительной мере зависит от правильности выбора параметров, подлежащих контролю.

При установлении перечня параметров, подлежащих контролю, составляют схемы возможных состояний элементов машины. Располагая данными по отказам, определяют вероятность появления каждого из возможных состояний элементов в машины. Затем на основе анализа закономерностей изменения технического состояния элементов выбирают только те параметры, которые могли бы характеризовать состояние объектов контроля в любой момент времени.

Правильный выбор минимального числа диагностических параметров позволяет значительно упростить и ускорить процесс выполнения комплекса технической диагностики [43].

Среди множества методов технической диагностики (рентгенография, виброакустическая диагностика, радиоволновое диагностирование, интроскопия, диагностика по спектральному анализу масла и выпускных газов, радиоактивных изотопов, по угару масла и др.) для газотурбинных ГПА наиболее эффективна виброакустическая диагностика, сущность которой заключается в следующем. Во время работы машины движение деталей сопровождается их соударением, в результате которого по механизмам распространяются упругие колебания. Эти колебания называются структурным шумом в отличие от воздушного шума, который возбуждается механизмом и в окружающей среде. При износе механизмов или возникновении в них дефектов нарушаются кинематические связи между деталями, в следствие чего меняется характер шума и вибрации. Это свойство используется для оценки технического состояния объектов по параметрам шума и вибрации.

В зависимости от того, в какой размерности измеряет вибрацию каждый конкретный вибродатчик, их подразделяют на три основных типа:

- датчики, измеряющие вибрацию в зависимости от виброперемещения (вибросмещение);
- датчики, измеряющие вибрацию в размерности виброскорости;
- наиболее распространенные в настоящее время датчики, измеряющие вибрацию в размерности виброускорения.

*Датчики виброперемещения.* В качестве датчиков виброперемещения и осевого сдвига в настоящее время преимущественно используются в их ретоковые индикаторы, называемые датчиками смещения или в некоторых источниках – проксиметрами.

Принцип действия в их ретоковых датчиков достаточно прост. Непосредственно сам вибродатчик конструктивно представляет собой катушку индуктивности, подключенную к высококачественному генератору.

Внешне катушка напоминает резьбовую шпильку, что сделано для удобства установки необходимого начального зазора сконструированным валом. При приближении к торцу катушки стального массива, например вала или другого элемента конструкции, происходит изменение индуктивности катушки-датчика за счет изменения величины в их ревых потоков рассеивания, замыкающихся через массив. Выходной сигнал в их ревого датчика нелиней но связан с расстоянием между катушкой и массивным элементом конструкции, чаще всего с валом, что является его недостатком.

Такие датчик и в настоящее время считаются эталоном и широко используются для контроля осевого сдвига мощных компрессоров и для контроля виброперемещения валов в них. Катушка крепится на корпусе компрессора. В их ретоковый датчик в этом случае контролирует относительное перемещение вала относительно корпуса компрессора в направлении оси датчика-шпильки.

При общепринятом, стандартном способе монтажа датчика неподвижная система координат связана с корпусом компрессора.

С одной стороны, это, конечно, достоинство установки проксиметра, т. к. Происходит прямое измерение зазора между валом и корпусом, но, с другой—это и очень большой недостаток, резко снижающий возможности диагностики состояния компрессора.

В этом недостатке два аспекта:

Во-первых, необходимо отметить что, при установке в качестве вибродатчиков проксиметров в регистрируемый вибросигнал вносится значительная погрешность, большое количество помех. Причина этих помех заключается в том, что вибрации корпуса компрессора с закрепленным датчиком представляются такой системой, как вибрации вала, и разделить их не представляется возможным.

Во-вторых, при использовании в качестве вибродатчиков проксиметров из рассмотрения и диагностирования исключается большой и информативный класс высокочастотных вибраций. Это происходит потому, что частотный диапазон даже самых лучших проксиметров является очень узким и обычно не превышает 1000 Гц. Для высокоскоростного компрессора, например при 15000 об/мин, могут регистрироваться только гармоники, максимум, до третьей-четвертой. Как результат, половина и более всех возможных причин возникновения повышенной вибрации в компрессоре выпадает из рассмотрения. Например, нет возможности контролировать состояние зубчатой пары мультипликатора. Также не могут быть рассмотрены многие проблемы монтажа компрессора, связанные с вибрацией непосредственно корпуса компрессора, на котором монтируется датчик-катушка.

Оптимальная область применения вихретоковых датчиков-проксиметров в вибродиагностике там, где они в настоящее время незаменимы и откуда их пока ни один из других типов датчиков не может вытеснить—это контроль осевого сдвига валов. Здесь они вневсякой конкуренции.

*Датчики виброскорости.* Это достаточно узкий в настоящее время класс вибродатчиков, называемых так потому, что выходной сигнал с этих



вибродатчиков пропорционален виброскорости.

К достоинствам этого датчика можно отнести его просто ту и стабильность основных параметров. Недостатком является ограниченный диапазон частот, от 10 и до не более, чем 1000 Гц, а также большую массу постоянного магнита, существенно затрудняющую крепление датчика и проведение экспериментов, особенно с оборотованием небольшой мощности.

Такие датчики были широко распространены несколько десятков лет назад. В настоящее время они практически неприменяются, вытеснены из практики пьезокерамическими акселерометрами [44-45].

*Датчики виброускорения.* Это наиболее распространенный в настоящее время вид вибродатчика, имеющий наиболее широкий частотный диапазон. Датчики этого типа очень просты по своему устройству, в результате чего надежны, имеют небольшую массу и габариты.

*Пьезоакселерометр.* Конструктивно пьезоакселерометр представляет собой пьезокристалл с укрепленной сверху небольшой фиксированной массой. Вибрации оборудования передаются на корпус датчика, он перемещается вместе с кристаллом. Масса, укрепленная на кристалле, в соответствии с классическим законом Ньютона, при этом воздействует на кристалл с силой, пропорциональной произведению ускорения на величину этой массы. На поверхностях кристалла, в результате пьезоэффекта, возникает заряд, также пропорциональный ускорению контролируемой точки.

Проблема достоверности измерений и корректности поставленных диагнозов во многом определяется качеством датчиков и, что особенно важно, постоянством их внешних параметров и внутренних свойств. Несмотря на кажущуюся простоту конструкции, изготовление пьезодатчиков – сложный и трудоемкий процесс. Только фирмы с очень высокой современной технологией производства в силах изготавливать качественные по показателям пьезоакселерометры, обеспечивающие стабильные показания в течение всего срока эксплуатации.

В последнее время появилось несколько типов трех координатных датчиков, в которых в одном корпусе устанавливается три пьезокристалла, ориентированных в разных осях. Это хорошее техническое решение, особенно удобное для систем стационарного вибромониторинга, но относиться к нему нужно осторожно.

Обычно у трех осевых пьезокристаллических вибродатчиков частота собственного резонанса невелика и не превышает нескольких килогерц. Это есть результат использования корпуса сложной конструкции. Не следует использовать трех координатные датчики без проверки их резонансных свойств.

*Емкостные вибродатчики.* Распространение датчиков такого типа только начинаются, но вероятнее всего они займут свою значительную нишу в сфере потребления вибродатчиков.

Устройство, принцип действия достаточно просты. На кристалле микросхемы методами микроэлектроники формируется упруго перемещаемый элемент. При перемещениях такого элемента под действием внешних ускорений меняется расстояние до неподвижных электродов, выполняющих функции

электродов конденсатора. Все электроды включены в колебательные контуры генератора, который сформирован на этом же кристалле микросхемы. Далее сигнал с переменной частотой преобразуется в переменное выходное напряжение. Внешние размеры микросхемы такого датчика, реализующей все функции преобразования, малы, обычно площадь ее корпуса меньше 0,5 см.

При вибрации микросхемы на ее выходе появляется напряжение, пропорциональное виброускорению. Выходное напряжение у емкостного датчика определяется в заимным положением обкладок конденсатора, поэтому его рабочий диапазон начинается с очень малых частот, практически с 0 Гц. Датчик даже регистрирует ускорение свободного падения, чего не может сделать пьезоакселерометр [46].

Достоинством является его незначительная стоимость и более высокая технологичность в изготовлении. Специализированными электронными фирмами поставляется несколько модификаций микросхем, которые другие фирмы, даже необладающие высокими технологиями, могут монтировать в различные корпуса, придающие датчикам нужные свойства.

Недостатком является сравнительно невысокая рабочая граница в области высоких частот, обычно 200-1000 Гц. [49-51].

## **ВЫВОДЫ**

1. Определение методики оценки эффективности эксплуатации компрессорных станций на основе установленных основных факторов, влияющих на эффективную работу газотранспортных предприятий.

2. Определение особенностей планирования и реализации энергосберегающих мероприятий на компрессорных станциях магистральных газопроводов применение рассмотренных в данной работе подходов при проектировании и реконструкции компрессорных станций позволит улучшить показатели энергоэффективности КС, уменьшить потребляемую мощность компрессорных станций и снизить затраты топливного газа.

3. Проведение анализа работ по энергосбережению на компрессорных станциях магистральных газопроводов сделан вывод, что расчет и выбор основного электроэнергетического оборудования должен выполняться с учетом максимальной экономии и уменьшения потерь электроэнергии за счет подбора оптимальных технических характеристик, возможных эксплуатационных режимов работы оборудования.

4. Определение повышения эффективности использования газо-поршневых электростанций, утилизация теплоты уходящих газов для подогрева воздуха, подаваемого для смешивания с топливным газом. Рациональная загрузка генераторов при работе КС не на полную мощность позволяет экономить топливный газ, продлевать ресурс оборудования.ё

## **2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ**

### **2.1 Определение и анализ основных факторов, влияющих на организационную структуру системы эксплуатации компрессорной станции**

Структура и численность аппарата управления для каждого предприятия зависят от многих факторов, которые можно сгруппировать следующим образом: технические (масштаб производства, сложность продукции, технологических процессов и оборудования, уровень автоматизации производства и управления); организационно-экономические (степень централизации функций, характер связи между различными ступенями и звеньями управляющей системы, между объектом и субъектом управления); внешние связи и условия (уровень кооперации, системаснабжения и сбыта, климатические и природные условия); организационно-правовые отношения (полное товарищество, обществосограниченной ответственностью, акционерное общество).

Организационная структура управления месторождения включает в себя:

Начальник МГПУ - руководит коллективом через своих заместителей, а также через соответствующие отделы.

Заместитель начальника ГПУ - обеспечивает руководство материально-техническим снабжением, складским хозяйством, административно-хозяйственной работой, жилищно-бытовым хозяйством, транспортными и прочими работами.

Главный инженер - руководит всей производственной деятельностью служб входящих в состав управления.

Инженер по ТБ - проводит проверку знаний рабочих и контролирует условия безопасной работы людей на предприятии, а также все службы предприятия.

Диспетчерская служба - осуществляет оперативное руководство транспортом газа. Службасвязывает между собой работу объектов ЛПУМГ.

Служба ЛЭС - является подразделением МГПУ. В ведении службы находятся следующие основные объекты:

- магистральные газопроводы и основные отводы от них со всем оборудованием, устройствами и приборами;
- аварийный запас труб, арматуры и материалов;
- охранный зона и полоса отчуждения вдоль магистральных газопроводов и отводов;
- запорная арматура, конденсатосборники;
- дома обходчиков-ремонтников и т.д.

- Служба СКИП и АП - входит в состав ГПУ, как самостоятельное структурно подразделение, функционирующее под техническим руководством главного инженера. В составе службы могут создаваться специализированные группы. Основной задачей службы является

обеспечение бесперебойной и экономичной работы устройств автоматики, контрольно-измерительных приборов и аппаратуры телемеханики путем организации правильной эксплуатации выполнения ремонтов, испытаний и проверки всех закрепленных заслужбой технических средств.

Служба ЭХЗ (электрохимзащита) - основные задачи службы:

- эффективное использование и эксплуатация полного объема средств комплексной защиты от коррозии газопроводов и сооружений с целью обеспечения их безаварийной работы;

- контроль защитного покрытия магистральных газопроводов и отводов.

- Служба связи - является структурным подразделением МППУ и организуется в каждом ГПУ. Служба подчиняется начальнику ГПУ и соподчиняется соответствующим вопросам производственному отделу по эксплуатации.

## **2.2 Определение оценки функционирования системы эксплуатации компрессорной станции**

Компрессорные станции являются составной частью магистрального газопровода и предназначены для увеличения его производительности за счет повышения давления газа на выходестанции путем его сжатия с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА). КС разделяются на линейные, дожимные (ДКС) и станции подземного хранения газа (КС ПХГ). На КС осуществляются следующие основные технологические процессы: очистка газа от жидких и механических примесей, сжатие газа, охлаждение газа после сжатия, измерение и контроль технологических параметров, управление режимом газопровода путем изменения количества и режимов работы ГПА.

КС размещаются на ограждаемой площадке, удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий в соответствии с требованиями СНиП (глава «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования»). [53].

Компрессорный цех включает в себя группу ГПА, установленных в общем или индивидуальных зданиях (укрытиях), и следующие системы, установки и сооружения, обеспечивающие его функционирование:

- а) узел подключения к магистральному газопроводу;
- б) технологические коммуникации с запорной арматурой;
- в) установку очистки газа;
- г) установку охлаждения газа;
- д) системы топливного, пускового и импульсного газа;
- е) систему охлаждения смазочного масла;
- ж) электрические устройства цеха;
- з) систему автоматического управления и КИП;

и) вспомогательные системы и устройства (маслоснабжения, пожаротушения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, канализации, сжатого воздуха для технологических целей и др.).

Каждый ГПА наряду с заводским должен иметь стационарный порядковый номер, нанесенный краской или изображенный крупной выпуклой цифрой.

Устройства и механизмы, предназначенные для обслуживания одного агрегата, должны иметь станционный номер этого агрегата.

Территория КС должна быть ограждена и иметь не менее двух выездов на дороги общего пользования. Охрана территории КС осуществляется на основании действующих положений с учетом местных условий и использованием охранной сигнализации.

Строительство зданий и сооружений на территории охранной зоны КС может осуществляться только при наличии проекта и с разрешения руководства ПО [54].

Производственные здания и сооружения КС должны содержаться в исправном состоянии, обеспечивающем длительное надежное использование их по назначению, безопасные условия труда обслуживающего персонала.

Кроме систематического наблюдения здания и сооружения должны 2 раза в год (весной и осенью) подвергаться общему техническому осмотру для выявления дефектов и повреждений и внеочередным осмотрам послестихийных бедствий (землетрясений, ураганных ветров, ливней, больших снегопадов, пожаров) или аварий.

На компрессорной станции необходимо вести журнал наблюдений и осмотров строительных конструкций, в который должны заноситься следующие данные:

- а) результаты осмотров, замеченные повреждения конструкций и сведения об осадке фундаментов с указанием даты осмотра;
- б) дата и содержание проведенных ремонтных работ;
- в) краткое содержание сущности актов расследования аварий конструкций;
- г) фамилия и должность лица, производившего осмотр или ремонт.

При весеннем техническом осмотре уточняют объемы работ по ремонту зданий и сооружений, предусмотренному для выполнения в летний период, и определяют объемы работ капитального ремонта для включения в план следующего года. При осенних технических осмотрах проверяют, как подготовлены здания и сооружения к зиме.

При появлении в строительных конструкциях трещин, изломов и других повреждений за ними должно быть установлено наблюдение с помощью маяков и инструментальных измерений. Если появление трещин в фундаментах и других конструкциях вызвано вибрацией, эти конструкции должны быть обследованы на вибропрочность и резонансные колебания.

Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии; эффективность этой защиты должна контролироваться при осмотрах. Окраска помещений и технологического оборудования КС должна соответствовать проекту и требованиям промышленной эстетики и санитарии.

Фундаменты оборудования должны быть покрыты масляной краской или жидким стеклом и тщательно оберегаться от попадания на них масла, газового конденсата и других жидкостей [55].

В местах прохода трубопроводов через стены и фундаменты должны предусматриваться патроны, которые не должны касаться стенок

трубопроводов. Зазоры между патронами и стенкой трубы должны контролироваться при осмотрах.

Для поддержания нормального эксплуатационного состояния зданий и сооружений необходимо:

а) организовывать и проводить подготовку зданий и сооружений к зимней эксплуатации;

б) обеспечивать исправное содержание и своевременный ремонт кровли (протечки воды через кровлю не допускаются), фрамуг, оконных переплетов, остекления оконных проемов и фонарной части кровли, кабельных и вентиляционных каналов и т.п.;

в) проводить систематическую очистку остекления оконных проемов и фонарной части кровли, очистку кровли от избыточного снега, поддерживать работоспособность водостоков; работы на кровле должны выполняться персоналом только в мягкой обуви, применение железных лопат при очистке наледей воспрещается;

г) поддерживать в исправном состоянии основное и аварийное освещение в производственных помещениях и вне их; освещенность всех объектов КС должна соответствовать установленным нормам и гарантировать безопасность обслуживания; аварийное освещение должно включаться автоматически при выключении основного освещения;

д) поддерживать в исправности и постоянной готовности средства пожаротушения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средства автоматической сигнализации предельной загазованности и автоматического включения вентиляции;

е) следить за состоянием теплоизоляции трубопроводов, очисткой и утеплением канализационных устройств перед наступлением холодов.

Производственные и складские помещения должны иметь выходы в соответствии с противопожарными нормами. Двери помещений должны иметь пружины и открываться в направлении ближайших выходов наружу.

Загромождать проходы и выходы оборудованием и другими предметами запрещается [56].

### **2.3 Особенности моделирования режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа в современных условиях эксплуатации**

В работе рассмотрен вариант совершенствования расчета режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа с использованием новых математических моделей. Разработанный подход может применяться для решения задач производственно-диспетчерского управления в процессе магистрального транспорта газа и оперативного регулирования режимов работы газо-перекачивающих агрегатов.

Эффективное управление промышленными объектами трубопроводного транспорта топливно-энергетического комплекса и предупреждение аварийных



ситуаций являются актуальными задачами устойчивого развития газовой промышленности.

В настоящее время на предприятиях газовой промышленности обращают серьезное внимание на проблемы оптимального управления газотранспортной системой, а также вопросы достоверной оценки и прогноза режима транспорта газа в процессе оперативного регулирования с учетом фактического технического состояния оборудования [15].

Одной из главных задач диспетчера одноцеховой (многоцеховой) КС является контроль и анализ режимов работы газоперекачивающих агрегатов (далее – ГПА), установок охлаждения природного газа (аппаратов воздушного охлаждения газа), установок очистки газа от механических примесей (пылеуловителей, сепараторов, адсорберов), трубопроводной обвязки в составе КС, а также поддержанию такого режима функционирования, который обеспечит требуемые параметры транспорта газа при минимальных затратах газа на собственные технологические нужды (топливного газа) на компримирование.

В свою очередь, контроль за энергоэффективностью режимов работы ГПА сводится к анализу режимов работы привода и нагнетателя.

В фактических условиях транспорта газа, в силу режимно-технологических причин или ограниченного технического состояния оборудования, не всегда возможно добиться оптимальных показателей транспорта газа, тогда задача оптимизации сводится к определению условий рационального режима работы.

Постановка задачи. Как отмечено выше, одна из главных задач диспетчера (инженера, машиниста ГКС) филиала газотранспортного предприятия сводится к контролю и анализу показателей работы ГТУ и ЦБК в составе ГПА в процессе магистрального транспорта газа на основе показаний технологических параметров, которые непрерывно измеряются на работающем оборудовании и отображаются на стойках управления ГПА КС.

Управление и контроль режимов работы ГПА КС в процессе магистрального транспорта газа заключается: в определении фактических рабочих точек ГТУ и ЦБК, политропного коэффициента полезного действия (далее – КПД) ЦБК, эффективного КПД ГТУ, удаленности от зон помпажа (ГТУ и ЦБК), удаленности технологических параметров режимов работы ГПА (ГТУ и ЦБК) от значений предупредительных и аварийных уставок (по оборотам ЦБК и ГТУ, температуре за турбинами ГТУ, давлению воздуха за осевым компрессором ГТУ, вибрации опор и корпусов, давлению масла, осевому сдвигу и др.); поддержании заданных параметров транспорта газа на основе выбранных критериев регулирования (максимальное давление на выходе КС, максимальная или номинальная загрузка ГПА, поддержание постоянных оборотов ЦБК и т.д.) в допустимых пределах, контроль параметров режимов работы вспомогательных систем (маслоснабжения и уплотнения, автоматизации и энергоснабжения).

Для разработки адаптированных математических функций использовались статистические данные по технологическим параметрам режимов работы оборудования в процессе промышленной эксплуатации ГПА типа ГПУ-10 «Волна», которая используется у нас.

Для оценки возможности расчета, моделирования и синхронизации режимов работы ГТУ и ЦБК в составе ГПА методом баланса мощностей произведена оценка технического состояния по мощности ГТУ и ЦБК на основании данных промышленных эксплуатационных замеров (рис. 2.1 – 2.4). В качестве эталонных значений потребляемой мощности на турбине нагнетателя

$$N_E = N_i + \Delta N_M + N_T \quad (2.1)$$

Где  $N_i$  - внутренняя мощность ЦБК, кВт;

$\Delta N_M$  - механические потери в ЦБК, кВт;

$N_T$  - тепловые потери ЦБН в окружающую среду, кВт.

$$N_i = H_i \cdot G_H \quad (2.2)$$

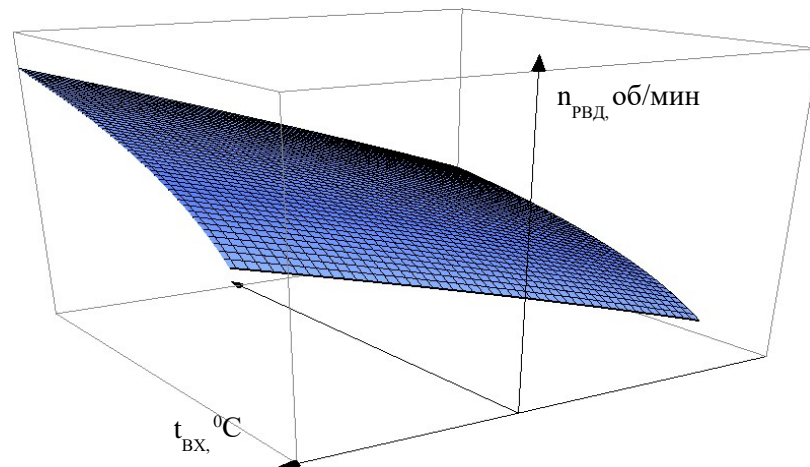
Где  $H_i$  - внутренняя удельная работа ЦБК, кДж/кг

$G_H$  – массовый расход газа через проточную часть ЦБК, кг/с.

$$H_i = i_{2H} - i_{1H} \quad (2.3)$$

где  $i_{1H}$  и  $i_{2H}$  – энтальпия перекачиваемого природного газа в сечениях входного и выходного патрубков ЦБК, кДж/кг

$$N_T = \alpha_T \cdot F \cdot (T_H - T_A) \cdot 10^{-3} \quad (2.4)$$



**Рис. 2.1** Формулярная характеристика ГТУ ДР 59Л ГПУ-10 в»в трехмерной системе координат при  $p_0=760$  мм.рт.ст.

Формулярная (теоретическая) мощность, развиваемая ГТУ  $N_{ГТУ}$  (кВт) по известным измеренным значениям оборотов РВД и температур окружающего воздуха, определялась по модифицированной степенной функции Кобба-Дугласа, которая примет вид:

$$N_{ГТУ} = N_{НОМ} \cdot \left( \frac{1}{A_1} \cdot n_{РВД} \cdot (t_{ВХ} + 273,15)^{-\alpha_1} \right)^{\frac{1}{\beta_1}} \quad (2.5)$$

где  $N_{НОМ}$  – номинальная нагрузка ГТУ (10 000 кВт для ГПУ-10 «Волна»).

Формулярная мощностная характеристика ЦБК Н-370-18-1 с моделью проточной части Н-370-76-1,24 (узкая проточная часть) аппроксимирована методом наименьших квадратов [3, 4, 13] и представлена в виде модифицированного уравнения:

$$N_i^{\text{ЦБК}} = \rho_{\text{вс}} \cdot (C_0 + C_1 \cdot \frac{A \cdot K \cdot Q_{\text{ст}}}{x} + C_2 \cdot (\frac{A \cdot K \cdot Q_{\text{ст}}}{x})^2 + C_3 \cdot (\frac{A \cdot K \cdot Q_{\text{ст}}}{x})^3) \cdot (\frac{n_{\text{ТН}}}{n_{\text{Н}}})^3, \quad (2.6)$$

где  $C_0, C_1, C_2, C_3$  – коэффициенты аппроксимации, индивидуальные для каждого типа ЦБК;

$\rho_{\text{вс}}$  – плотность транспортируемого природного газа при рабочих условиях в сечении входного трубопровода ЦБК, кг/м<sup>3</sup>

$Q_{\text{ст}}$  – расход перекачиваемого газа через проточную часть ЦБК, приведенный к стандартным условиям (рис. 6), млн м<sup>3</sup>/сут.

$K$  – переводной коэффициент, учитывающий размерность величин, входящих

формулу (если приведенный расход  $Q_{\text{пр}}$  в м<sup>3</sup>/мин, то  $K = 694,44444$ );

$n_{\text{Н}}$  – номинальное значение оборотов ротора ЦБК (ТН);

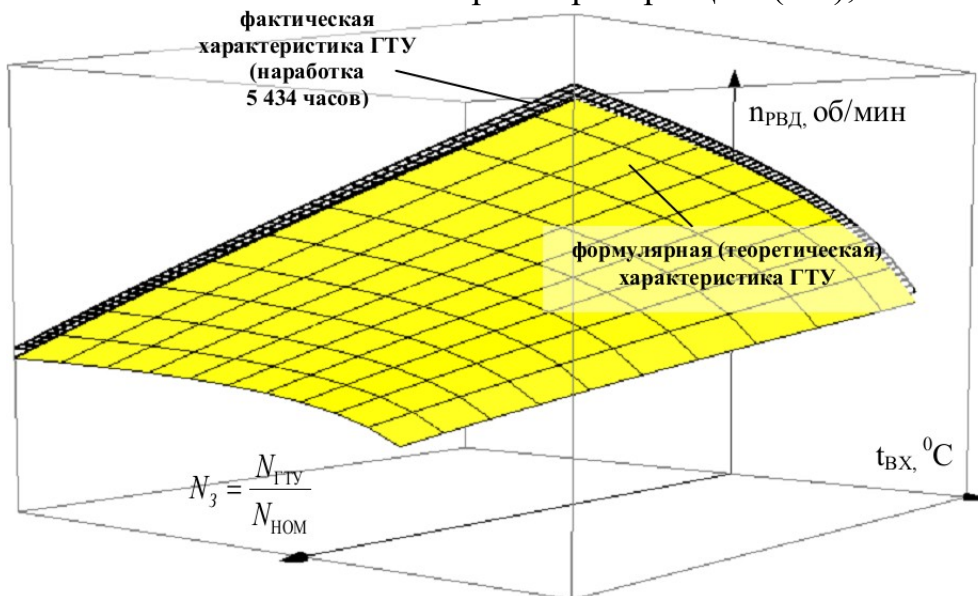
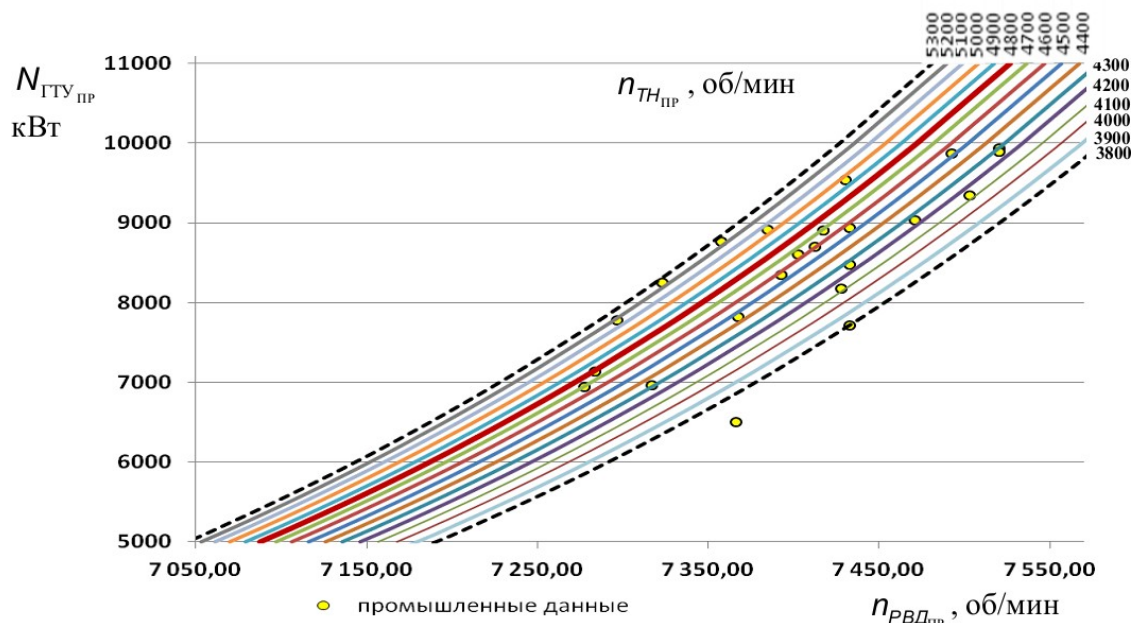


Рис. 2.2 «Смещение» характеристики ГТУ после наработки



**Рис. 2.3 Приведенная характеристика ГТУ ГПУ-10 «Волна» с приводом ДР 59Л**

Определенную сложность представляет процесс определения расхода транспортируемого газа через проточную часть ЦБК. Для решения указанной задачи существует несколько способов:

- использование штатных конфузоров на входе ЦБК;
- использование ультразвуковых расходомеров (датчиков);
- монтаж измерительных диафрагм (сужающих устройств);
- расчетный метод по газодинамическим параметрам газа и оборотам

ЦБК. Использование штатных конфузоров на входе ЦБК предполагает их точную тарировку и качественное определение коэффициента конфузора ( $A_k$ ).

Применение ультразвуковых расходомеров (датчиков) или измерительных диафрагм осложняется большими материальными затратами и определенными требованиями к технологической обвязке (в том числе наличием прямых участков). Несмотря на существующие проблемы, указанные методы в современное время могут реализовываться на КС ОАО «Газпром» в рамках программ реконструкции, модернизации и технического перевооружения.

Для технологических расчетов может применяться расчетный метод [3, 4] для определения расхода газа через проточную часть ЦБК по газодинамическим параметрам газа и оборотам ТН (СТ) по уравнению:

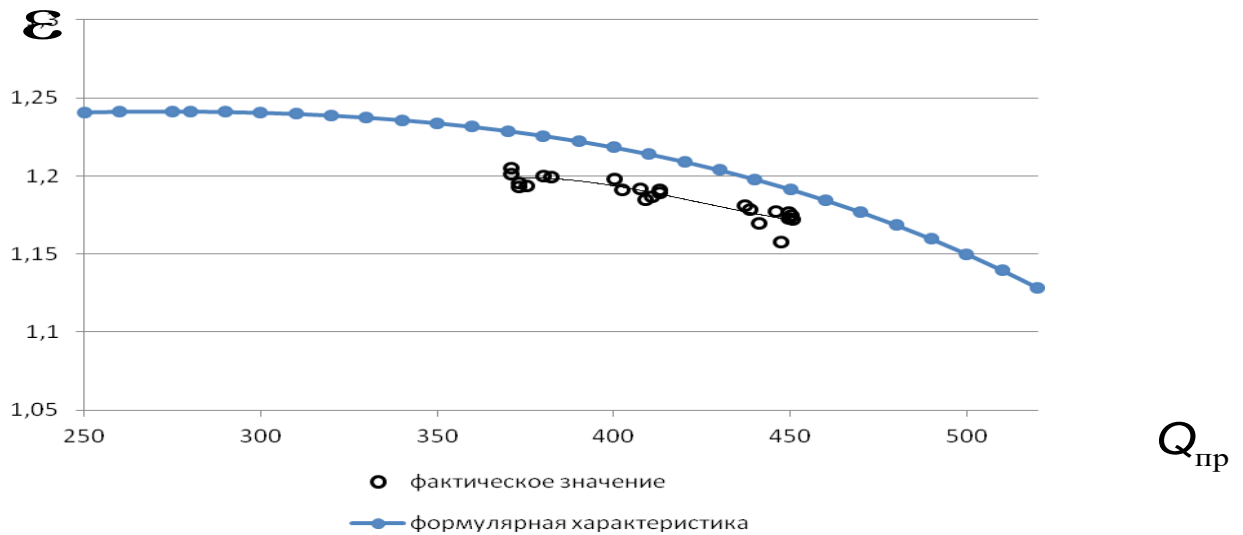
$$\varepsilon^2 = \left\{ \left[ \frac{n_{TH}}{n_H} \right]_{PP}^2 \cdot \left( (a_0 + a_1 \cdot [Q_{PP}] + a_2 \cdot [Q_{PP}]^2 + a_3 \cdot [Q_{PP}]^3)^{\frac{k-1}{2k\eta}} - 1 \right) + 1 \right\}^{\frac{2k\eta}{k-1}} \quad (2.7)$$

или с учетом преобразования

$$\varepsilon^2 = \left\{ A^2 \cdot \left( \frac{n_{TH}}{n_H} \right)^2 \cdot \left( \frac{p_{ВС}}{p_{СТ}} \right)^2 \cdot \left( a_0 + a_1 \cdot \left[ \frac{p_{СТ} \cdot K \cdot Q_{СТ} \cdot n_H}{p_{ВС} \cdot n_{TH}} \right] + a_2 \cdot \left[ \frac{p_{СТ} \cdot K \cdot Q_{СТ} \cdot n_H}{p_{ВС} \cdot n_{TH}} \right]^2 + a_3 \cdot \right. \right.$$

$$\left[ \frac{\rho_{ст} \cdot k \cdot Q_{ст} \cdot n_H}{\rho_{вс} \cdot n_{ТН}} \right]^3 \left( \frac{k-1}{2k\eta} - 1 \right) + 1 \Big)^{\frac{2k\eta}{k-1}} \quad (2.8)$$

где  $a_0, a_1, a_2, a_3$  – коэффициенты аппроксимации, индивидуальные для каждого типа ЦБК (определяются по формулярным характеристикам или экспериментальным данным с использованием инструментальных замеров).



**Рис. 2.4. Расходная характеристика ЦБК в приведенном виде при единичных приведенных относительных оборотах ТН**

## ВЫВОДЫ

1. Определена оценка эффективности проведения мероприятий, необходимых для безотказного функционирования системы эксплуатации компрессорных станций с учетом показателей работоспособности основного оборудования, взаимодействия систем более высокого иерархического уровня на основе прикладной статистики.

2. Построена оболочка экспертной системы, в которой установлены правила вывода суждений на базе формулы расчёта количественной оценки функционирования системы эксплуатации компрессорных станций;

3. Рассмотрен вариант совершенствования расчета режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа с использованием новых математических моделей. Разработанный подход может применяться для решения задач производственно-диспетчерского управления в процессе магистрального транспорта газа и оперативного регулирования режимов работы газо-перекачивающих агрегатов.

### 3 АНАЛИЗ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИЙ

#### 3.1 Обеспечение безопасности при эксплуатации оборудования компрессорных станций

Сжатый воздух как энергоноситель находит самое широкое применение в различных системах автоматического регулирования, технологических процессах, приводах исполнительных механизмов. Воздухосборники – одна из важных частей компрессорных установок. Их назначение: снижение пульсации потока, улавливание влаги и масла из поступающего воздуха, аккумуляция запасов сжатого воздуха, необходимого для компенсации пиков нагрузки и при аварийных ситуациях (выход из строя компрессоров, обесточивание).

При проведении экспертизы промышленной безопасности (технического диагностирования) воздухосборников экспертно-технические организации, как правило, руководствуются требованиями, изложенными в Методических указаниях по техническому диагностированию и продлению срока службы сосудов, работающих под давлением, и (или) Инструкции по диагностике воздухосборников в условиях эксплуатации.

Выбирая методы и объемы дефектоскопии учитывают, что при определении возможности и условий продолжения эксплуатации воздухосборников, изготовленных из малоуглеродистых сталей, применение их ограничено температурой стенки – 20 °С, так как при более низких температурах они могут быть склонны к хрупкому разрушению. Число таких воздухосборников, используемых на различных промышленных объектах, достаточно велико. Немалая их доля работает на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях в районах, где абсолютная температура наружного воздуха ниже – 20 °С, т.е. в условиях, когда под воздействием окружающего воздуха температура стенки воздухосборника, находящегося под давлением, при определенных условиях также может стать ниже – 20 °С.

В Западном регионе Казахстана зон абсолютной минимальной температурой наружного воздуха ниже – 20 °С достаточно много, что следует из СНиП 2.01.01–82 (Строительная климатология и геофизика).

Ранее, согласно ГОСТ 9028, изготавливали вертикальные воздухосборники вместимостью от 0,5 до 25 м<sup>3</sup>, предназначенные для стационарных поршневых компрессоров общего назначения, для эксплуатации под избыточным рабочим давлением не более 0,8 МПа. Срок их службы составлял не менее 10 лет. В зависимости от средней температуры наиболее холодной пятидневки района эксплуатации для изготовления обечаек, днищ, люка, опор, патрубков и фланцев воздухосборников применяли сталь ВСтЗсп4, ВСтЗпс4, ВСтЗсп5, ВСтЗпс5 по ГОСТ 380, а также 20К, 19Г2С, 10Г2С1 и 16ГС по ГОСТ 5520. При этом для воздухосборников, выполненных из стали ВСтЗсп4, ВСтЗпс4, ВСтЗсп5, ВСтЗпс5 по ГОСТ 380 и 20К по ГОСТ 5520 и эксплуатируемых под давлением на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях, должен



соблюдаться специальный регламент проведения в зимнее время ступенчатого пуска, остановки и испытания [57].

Регламент прилагался к каждому паспорту воздухоборника. Пуск (остановка) или испытание на герметичность в зимнее время, т.е. повышение (снижение) давления в сосуде при нагреве (охлаждении) стенки, должны были осуществляться в соответствии с графиком, приведенным на рисунке ( $P_1$ ,  $P_2$  – давлении соответственно пуска и рабочее;  $t_1$ — минимальная температура воздуха, при которой допускается пуск сосуда под давлением  $P_1$ ,  $t_2$ — минимальная температура, при которой сталь и еесварные соединения допускаются к работе под давлением в соответствии с требованиями ПБ 10-115-96 и ОСТ 26 291).

Давление  $P_1$  принималось в зависимости от рабочего давления  $P_2$  по формуле 3.1:

$$\begin{array}{l}
 P_2 \text{ МПа} \dots\dots\dots < 0,1 & 0,1-0,3 & > 0,3 \\
 P_1 \text{ МПа} \dots\dots\dots P_2 & 0,1 & 0,35 P_2 \\
 \text{При } t_2 \leq t_1 \text{ давление пуска } P_1 = P_2.
 \end{array}
 \tag{3.1}$$

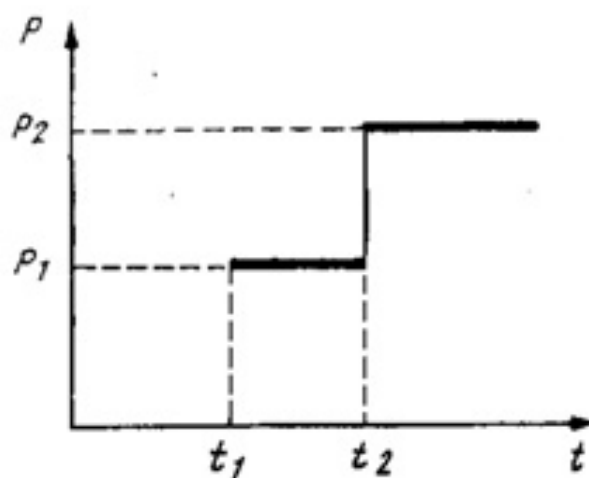
Поднимать давление до  $P_1$  и  $P_2$  рекомендовалось постепенно по  $0,25P_1$  или  $0,25P_2$  в течение часас 15-минутными выдержками на значениях  $0,25P_1$  ( $0,25P_2$ );  $0,5P_1$ , ( $0,5P_2$ );  $0,75P_1$ , ( $0,75P_2$ ). Скорость подъема (снижения) температуры – не более  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  в час, если нет других указаний в технической документации на воздухоборник.

ГОСТ 9028 предписывал при выключении компрессоров воздухоборники, изготовленные из стали ВСтЗсп4, ВСтЗпс4, ВСтЗсп5, ВСтЗпс5 по ГОСТ 380 и эксплуатируемые при температуре окружающей среды ниже  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$ , неоставлять под давлением.

В настоящее время, проводя экспертизу безопасности, учитывают дополнительные требования, изложенные в И 2–92, к воздухоборникам, изготовленным из малоуглеродистых и низколегированных сталей и эксплуатируемым наоткрытых площадках или в неотапливаемых помещениях в районах, где абсолютная минимальная температура наружного воздуха ниже минимальной разрешенной температуры применения стали в соответствии сОСТ 26291, если температура стенки воздухоборника, находящегося под давлением, может стать под действием окружающего воздуха ниже минимальной разрешенной температуры применения стали. При этом обращается особое внимание на то, что использование акустико-эмиссионного контроля вместо методов диагностики, предусмотренных инструкцией И 2–92, не рекомендуется, так как для получения достоверных данных о склонности дефектов к развитию в условиях эксплуатации воздухоборника при отрицательных температурах необходимо проводить акустико-эмиссионный контроль при температурестенки воздухоборника, соответствующей минимальной температуре наружного воздуха, что трудноосуществить. Проведение испытаний при более высокой температуре не позволяет получить

достоверную информацию о склонности металласосуда к хрупкому разрушению при минимальной рабочей температуре [58].

На рисунке 3.1 представлена зависимость давления в сосуде от температуры наружного воздуха.



**Рисунок-3.1 – Зависимость давления в сосуде от температуры наружного воздуха**

При положительных результатах технического диагностирования экспертно-техническая организация оформляет заключение о пригодности воздухоборника к эксплуатации, указывая параметры и условия продолжения его работы.

В связи с этим, несмотря на положительные результаты технического диагностирования, эксплуатационный персонал должен отчетливо представлять, что безаварийная работа воздухоборников обусловлена не только их технически исправным состоянием, но также строгим соблюдением правил и инструкций по технической эксплуатации поршневых воздушных компрессоров и другого оборудования компрессорных станций [59].

Исследователями Института химической физики АН СССР экспериментально была доказана возможность перехода медленного горения в детонацию в системе «газообразный окислитель (воздух) — пленка горючего масла на стенке трубы». Оказалось, что детонационное горение может распространяться по трубе даже при толщине масляной пленки, составляющей всего лишь несколько микронов. Скорость распространения детонационного горения доходила до 1800 м/с.

Причины ускорения горения в трубах, заполненных заранее перемешанной горючей смесью, вплоть до возникновения детонации, достаточно изучены. Они сводятся к прогрессирующему развитию поверхности фронта турбулентного пламени и к прогрессирующему росту интенсивности порождаемых таким фронтом горения ударных волн, уходящих от него вперед.

С появлением ударных волн от ускоряющегося пламени в действие вступает новый мощный механизм образования масляно-воздушной горючей

смеси. Поток ударно-сжатого воздуха, будучи турбулентным, срывает со стенок масляную пленку, которая в виде мелких капель заполняет объем трубы. Высокая температура ударно-сжатого воздуха способствует быстрому переходу мелкораздробленного масляного тумана в пар, образуя тем самым масляно-воздушную смесь. Когда ударная волна делается настолько сильной, что сама начинает воспламенять горючую смесь, возникает детонационное горение, способное самоподдерживаться и распространяться по всей трубе.

В замасленных трубопроводах могут создаваться условия для образования горючей смеси из частиц масла и воздуха и появления очага высокой температуры, способного поджечь эту смесь. Такие условия возникают из-за недооценки роли химических факторов и переоценки физических: при выборе смазочного масла для компрессоров полагают, что температура начала окисления и самовоспламенения масла не может быть ниже температуры его вспышки. Исходя из этого, стараются подобрать масло наиболее высокой температурой вспышки, а при эксплуатации допускают повышение температуры сжатого воздуха сверх установленной инструкцией, лишь бы не превысить температуру вспышки масла. Однако масло высокой температурой вспышки дает относительно большое нагарообразование. Вероятная первопричина зарождения очага воспламенения – саморазогрев нагаромасляных отложений (пастообразная смесь нагара, пыли, окислов железа и масла), обдуваемых воздухом, выходящим из компрессора. Таким образом, первое и самое главное условие взрывобезопасной эксплуатации воздушных компрессоров и трубопроводов – температурасжатого воздуха ни в коем случае не должна превышать значение, указанное изготовителем компрессоров в технической документации [60].

В ряде случаев при эксплуатации компрессоров приходится считаться с явлением электризации (статического электричества). При движении сжатого воздуха могут появиться электрические заряды. Их возникновение возможно и при движении приводных ремней компрессора. Статическое электричество может наблюдаться не только при движении сжатого воздуха внутри воздухопровода, но также и в случае истечения его из тонкой щели (незначительного зазора между фланцами) или трещины.

Сухой и не загрязненный примесями воздух не электризуется. Электризация происходит при наличии в воздухе пыли и, особенно, ржавчины, причем потенциал зарядов может достигать нескольких киловольт, что грозит привести к искрообразованию, пожару и взрыву. При влажности воздуха более 85 % явления электризации почти не бывает, а ниже 70 % могут появиться искры. Известны случаи, когда искрение электризованного сжатого воздуха, вытекавшего из тонкой трещины на изгибе трубопровода, приводило к воспламенению находившихся рядом деревянных стружек и картонных прокладок.

Вода для охлаждения компрессора должна быть чистой, при наличии механических примесей необходимо пропускать ее через водоотстойники или соответствующие фильтры. В случае большого содержания в воде накипеобразующих солей, обуславливающих жесткость воды выше 2,2

ммоль/кг (4,3 мг-экв/л), рекомендуется устраивать циркуляционное водоснабжение и предварительно готовить воду, идущую на покрытие потерь. Неследует применять воду с кислой реакцией без предварительной нейтрализации.

Охлаждение цилиндра, слабо влияющее на процесс сжатия, проводят в целях замедления процессов старения масла в цилиндрах, а также снижения температуры: его стенок для предохранения от пригорания поршневых колец; клапанов во избежание нагарообразования на них; всасываемого воздуха, чтобы увеличить подачу компрессора.

Правильный режим охлаждения определяет надежную и экономичную работу компрессора [61].

Для каждой компрессорной установки должна быть определена оптимальная температура охлаждающей воды, выходящей из рубашек цилиндров и промежуточных холодильников. Конечная температура охлаждающей воды не должна превышать 40 °С во избежание выпадения солей карбонатной жидкости в осадок. Все эти параметры должны учитываться при проектировании компрессорных.

Температура охлаждающей воды, выходящей из компрессора, должна быть выше температуры входящей на 10 °С, максимально на 20 °С.

Метод смазки компрессора и применяемые масла должны соответствовать инструкции завода-изготовителя либо рекомендациям специализированной организации. Каждая поступившая на предприятие партия компрессорного масла должна иметь заводской паспорт-сертификат с указанием его физико-химических свойств. Перед применением масло из каждой партии необходимо проверять в лаборатории на соответствие ГОСТу.

Перевозка и хранение компрессорного и промышленного масел должны отвечать требованиям ГОСТ 1510—84 и осуществляться в специально предназначенных для этого закрытых емкостях, имеющих отличительную окраску и надпись с указанием наименования продукта и марки. Соответствие хранения масла требованиям ГОСТ 1510—84 должно систематически проверяться ответственным лицом [62].

Анализ причин аварийности оборудования компрессорных станций с воздушными поршневыми компрессорами показал, что, как правило, они возникают из-за несоблюдения требований технической эксплуатации, изложенных в инструкциях заводов-изготовителей. Более безопасные условия эксплуатации обеспечены на тех предприятиях, где воздушные компрессоры оснащены автоматическими средствами защиты и управления их работой.

Сигнализация при аварийной остановке компрессора осуществляется с помощью блока сигнальных реле и сирены. При неисправностях в работе компрессора (неправильное распределение давления поступающим сжатия, недостаточное охлаждение и др.) может произойти повышение температуры воздуха сверх допустимой нормы, которое вызовет срабатывание регулирующих милливольтметров и остановку электродвигателя. О причине аварийной остановки компрессора сигнализирует блок сигнальных реле. Обслуживающий персонал оповещается с помощью сирены и сигнальной

лампы. Звуковая сигнализация снимается кнопками возврата блока сигнальных реле, при этом восстанавливается пусковая цепь схемы. [63]:

В качестве примеров можно привести следующие аварии [64].

1. В воздухопроводах ( $P=0,8$  МПа) компрессорной станции взорвалась масловоздушная смесь. Были разрушены магистральный воздухопровод диаметром 219 мм, цеховые воздухопроводы, масловлагодотделители объемом 400 л, частично повреждены помещения компрессорной станции и цехов завода, а также два воздухоотборника вместимостью 6,3 м<sup>3</sup>. Причина взрыва — самовозгорание нагаромасляных отложений, обдуваемых горячим потоком воздуха. Горение, возникнув на одном участке, распространилось вдоль воздухопроводов, что привело к резкому повышению температуры среды и интенсивному испарению масла из нагаромасляных отложений. Вследствие этого концентрация масляных паров достигла предела взрываемости.

В процессе расследования аварии выяснилось, что при ремонте концевых холодильников на компрессорах были установлены перемычки, позволяющие подавать воздух компрессоров в нагнетательный воздухопровод без охлаждения, минуя холодильники. После ремонта холодильников перемычки были удалены, кроме одной, где была поставлена металлическая заглушка. Из-за длительного воздействия горячего воздуха и влаги заглушка разрушилась, и воздух температурой более 170 °С, минуя концевой холодильник, начал поступать в нагнетательный трубопровод.

Контроль температуры воздуха после концевых холодильников и система аварийной защиты (световая и звуковая сигнализация при повышении температуры воздуха) отсутствовали.

Недостаточно охладился воздух и на соседнем компрессоре, у которого в промежуточном холодильнике отсутствовало до 50 % охлаждающей поверхности (заглушены трубки), а поверхность охлаждения концевой холодильника была меньше расчетной.

2. На компрессорной станции эксплуатировались три компрессора ВП-50/8, ВП-30/8, ВП-20/8, соединенные через общий воздушный коллектор с тремя воздухоотборниками вместимостью 4; 6,3 и 10 м<sup>3</sup>. Сработал предохранительный клапан концевой холодильника ВП-30/8, после чего произошел взрыв, в результате которого нижнее днище воздухоотборника разорвало на несколько частей, сам он был сорван с фундамента, упал на перекрытие компрессорной, пробил его и упал вниз. Часть днища отбросило на 120 м, площадку для обслуживания и ее обвязку разбросало в разные стороны, остекление рядом стоящих производственных зданий выбило взрывной волной.

При расследовании причин аварии были выявлены многочисленные нарушения правил: отсутствовал должный контроль температуры воздуха на поступаемом сжатии и после концевой холодильника; имелись значительные нагаромасляные отложения на воздухопроводах, в корпусе компрессора и в трубной системе концевой холодильника; не проверялись качество и расход компрессорного масла и др.

Приведенные примеры аварий – иллюстрация того, что безопасность оборудования компрессорных станций с поршневыми воздушными

компрессорами и воздухоборниками может быть обеспечена только при хорошем знании инструкций, правил технической эксплуатации оборудования, строгом следовании им и отчетливом представлении того, к каким трагическим последствиям может привести невыполнение требований, изложенных в нормативных документах [65].

### **3.2 Техническое обслуживание и ремонт оборудования компрессорных станций по техническому состоянию**

ТО и Р оборудования по существу представляет собой совокупность правил по определению порядка технического диагностирования и принятия решений о необходимости обслуживания и ремонта оборудования на основе информации о фактическом техническом состоянии.

Особенностью ТО и Р по существу является отсутствие межремонтных периодов оборудования. Решение о сроке проведения ремонта и его объеме принимается по результатам технического диагностирования.

Для определения технического состояния измеряются диагностические параметры, характеризующие техническое состояние, и результаты сравниваются с заданными границами области работоспособности.

Методами технического диагностирования являются:

- вибрационная диагностика, позволяющая оценивать техническое состояние механической части машин;
- газодинамическая диагностика, позволяющая оценивать состояние проточной части компрессора;
- диагностика состояния подшипников скольжения по анализу масла на линии слива подшипника;
- диагностика состояния подшипников скольжения по изменению температуры вкладышей и масла на линии слива подшипника.

Проведение вибрационной диагностики центробежных компрессорных агрегатов (ЦКА) является обязательной. Диагностирование ЦКА другими методами, а также диагностирование винтовых компрессорных агрегатов и другого оборудования любыми методами, является дополнительным и проводится в объемах и сроки по усмотрению службы главного механика или инженерно-технического работника, проводящего техническое диагностирование.

Вибродиагностирование оборудования КС.

Основными вибродиагностическими методами, применяемыми для контроля общего технического состояния ЦК, являются:

- постоянный контроль общего уровня вибрации узлов с помощью стационарной контрольно-сигнальной виброизмерительной аппаратуры (КСВА), при этом измеряется относительное вибро смещение валов;
- периодический контроль уровня вибрации и его спектральных составляющих переносной КСВА, при этом измеряется абсолютное вибро перемещение или вибро скорость в каждой контролируемой точке [66].



Вспомогательное оборудование имеет резервирование (дублировано) и не является энергоемким по сравнению с ЦК, поэтому для него ТОи Р осуществлять по наработке.

При необходимости (определение объема или контроль качества ремонта, продление межремонтного периода) проводится вибрационное диагностирование винтовых компрессорных агрегатов, вспомогательного оборудования переносной КСВА.

Вибродиагностирование ЦКА, находящихся в эксплуатации, производится периодически согласно годовому графику один раз в месяц. Кроме того, проводится внеплановое вибродиагностирование ЦКА при пуске в эксплуатацию после произведенного ремонта, с целью определения технического состояния.

Периодический контроль вибрации производится в одних и тех же точках, расположенных в максимально возможной близости к подшипниковым узлам.

Обработка измеренных параметров производится с использованием программного обеспечения виброанализирующей аппаратуры, персонального компьютера.

По результатам анализа вибрационных параметров лицо, производившее диагностирование, составляет карту вибрации агрегата, в которой указывается местонахождение обследуемого оборудования, его заводской номер, схема расположения точек замера, тип и заводской номер виброизмерительного прибора, значения измеренного общего уровня вибрации в каждой точке; дается оценка вибрационного состояния агрегата, указываются причины повышенной вибрации, рекомендации по их устранению. В карту вибрации может заноситься также дополнительная информация (замечания, выявленные при визуальном осмотре, показания штатной КСВА и др.).

Копия карты вибрации выдается механику установки. Механик установки принимает меры по устранению указанных в карте причин повышенной вибрации (планирует сроки и объем ремонта или технического обслуживания, согласовывает их с службой главного механика).

Оценка вибрационного состояния.

Оценка вибрационного состояния машины определяется наихудшей качественной оценкой одного из ее узлов.

Принятые допустимые уровни вибрации находятся в соответствии с рекомендациями международной организации по стандартизации ISO2372, ISO3945 [67-68].

Применяются следующие уровни и качественные оценки вибрационного состояния машин:

- Хорошее - характеризует работу машины в полном соответствии с ту;
- удовлетворительное - эксплуатация машины характеризуется минимальной вероятностью появления дефектов.

Машины, принимающиеся из монтажа или ремонта, должны иметь уровень вибрации, не превышающий границы области "удовлетворительно".

- требует внимания - при эксплуатации машины возможно появление или развитие дефекта;

- требует улучшения - эксплуатация машины допускается, но характеризуется повышенной вероятностью появления дефектов.

Для машин, эксплуатирующихся с такой интенсивностью вибрации, должны предусматриваться меры по устранению причин повышенной вибрации.

- недопустимое - характеризует предаварийное состояние машины, необходимо проведение ремонтных работ.

Уровни вибрации и единицы измерения стационарной КСВА устанавливаются в соответствии с рекомендациями изготовителя. В случае ложного срабатывания стационарной КСВА (дефект датчика или вторичного прибора) допускается эксплуатация машины на основании результатов контроля переносной КСВА, при этом производится более частый периодический контроль машины переносной КСВА и принимаются меры по устранению дефекта стационарной КСВА [69].

## **ВЫВОДЫ**

1. Анализ причин аварийности оборудования компрессорных станций с воздушными поршневыми компрессорами показал, что, как правило, они возникают из-за несоблюдения требований технической эксплуатации, изложенных в инструкциях заводов-изготовителей.

2. Для определения технического состояния компрессорных станций измеряются диагностические параметры, характеризующие техническое состояние, и результаты сравниваются с заданными границами области работоспособности компрессорных станций.

## **4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПОСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

### **4.1 Классификация мероприятий, направленных на повышение эффективности организации системы эксплуатации компрессорных станций**

При разработке газовых месторождений проектируется и техническая инфраструктура, за счет которой будет обеспечиваться подача ресурса до места потребления. Для этого прокладываются магистральные трубопроводы, по которым транспортируется природный газ. Помогает ему в этом движении естественное пластовое давление, однако на больших расстояниях и под действием различных гидравлических сопротивлений в трубопроводе поддержание оптимальной скорости перемещения становится невозможным. Искусственно обеспечить транспортировку в заданных параметрах позволяет компрессорная станция, благодаря которой магистральные сети не только снабжают газом потребителей, но и выполняют подготовку энергетического сырья. Существуют разные виды таких станций, отличающиеся по размерам, принципам работы и требованиям к обслуживанию. На рисунке 4.1 представлено устройство компрессорной станции [70].



**Рисунок-4.1 – Устройство компрессорной станции**

Основное оборудование для компрессорной станции может включать разные комплекты деталей, обеспечивающих эффективную работу системы в конкретных условиях. Первостепенным устройством, с точки зрения инсталляции оборудования, является узел его подключения к газопроводу.

Помимо этого, компрессорная станция оснащается камерами приема и запуска очистительной системы трубопровода. Для обеспечения технологической очистки используется целый комплекс устройств, включающий пылеуловитель и фильтры сепараторов. Функцию обеспечения транспортировки газа берут на себя газоперекачивающие агрегаты, а система охлаждения позволяет сохранять оптимальные параметры носителя. Также для обслуживания станции применяется запорная арматура, устройства для обвязки, вспомогательное оборудование и главный щит управления.

*Классификация компрессорных станций.* Обычно перекачивающие устройства подразделяются на группы, в зависимости от типа обслуживаемого ресурса. В большинстве случаев работа компрессорной станции ориентирована на применение в газовых трубопроводах, но также есть и воздушные модели. Газовые станции обеспечивают сжатие носителя до определенного уровня давления, после чего перемещают его на специальные объекты дальнейшей переработки. Воздушные установки позволяют получать сжатый воздух, который может использоваться для менее масштабных работ. Например, для обеспечения функции пневмооборудования, а также реакций и процессов, требующих применения кислорода. В свою очередь, станции для газопроводов подразделяются еще на три группы: дожимные, линейные и головные.

На рисунке 4.2 представлена дожимная станция [72].



**Рисунок-4.2 – Дожимная станция**

Такие станции монтируются на подземных газовых хранилищах. Оборудование выполняет две функции: транспортировку газа от магистрального газопровода непосредственно на объект для хранения и его дальнейший отбор для перекачки конечным потребителям. Как правило, отбор



из центрального трубопровода дожимная компрессорная станция обеспечивает в зимний период, после чего природный газ распределяется для последующего снабжения пользователей. Станции такого типа могут устанавливаться и на газовом месторождении. Такое применение обычно оправдывает себя, если пластовое давление опускается ниже допустимого значения. Отличием дожимной установки от других разновидностей является высокая сила сжатия и применение в конструкции более эффективных очистительных устройств, среди которых сепараторы, фильтры, осушители и пылеуловители. В результате дожимная компрессорная станция улучшает подготовку газа, который отбирается из магистральной сети или из подземного хранилища [73].

На рисунке 4.3 представлена головные станции.



**Рисунок-4.3 – Головные станции**

Станции головного типа используются на участках, следующих после газового месторождения. Основной задачей таких устройств является поддержание оптимального давления голубого топлива для его последующей транспортировки по магистральной сети. Дело в том, что в процессе разработки месторождения природного газа пластовое давление в трубах резко падает. Для его повышения как раз используется головная компрессорная станция газопровода, которая, к слову, также обладает немалой степенью сжатия. Функцию таких установок обеспечивает последовательная работа целого комплекса перекачивающих узлов и агрегатов. На головных станциях предъявляются особые требования к подготовке газа: его очищают от побочных

продуктов, производят осушку от конденсата, а также удаляют механические примеси [74].

На рисунке 4.4 представлена линейные станции.



**Рисунок-4.4 – Линейные станции**

Компрессорное оборудование линейного типа устанавливается на магистральных трубопроводах через каждые 150 километров. В перечень их задач входит компримирование отбираемого на подготовку газа с давлением на входе и выходе. Линейная насосно-компрессорная станция обеспечивает наиболее качественную очистку технологического сырья. Это обусловлено тем, что в состав оборудования входят высокотехнологичные циклонные пылеуловители, заменившие менее эффективные масляные аналоги. В такой комплектации станция одновременно очищает газ от различных примесей, испаряет влагу и удаляет грязевые отложения. Эффективность очистительной подготовки варьируется от 85 до 98 %. Качество фильтрации, которое обеспечивает компрессорная станция, зависит от расхода в трубопроводе и модели циклона. Линейные станции могут оснащаться циклонными пылеуловителями в количестве до 6 единиц, что повышает эффективность газовой очистки [75].

На рисунке 4.5 представлена эксплуатация станции.



**Рисунок-4.5 – Эксплуатация станции**

При эксплуатации компрессорной станции обеспечивается максимальная нагрузка на оборудование. Это связано с тем, что установка неполной отдачей увеличивает неоправданные расходы электроэнергии. Если используется несколько станций, то для каждой из них разрабатывается индивидуальный график работы. В зависимости от типа оборудования, эксплуатация компрессорных станций может предусматривать и автоматическое управление. Но в любом случае оператор должен отслеживать параметры отбора и подачи газа на трубопроводе посредством запуска или отключения станций – одной или нескольких. Отдельное внимание уделяется показателям давления – это один из ключевых параметров нормальной работы компрессора [76-77].

На рисунке 4.6 представлена техобслуживание станции.



**Рисунок-4.6 – Техобслуживание станции**



Мероприятия по техническому обслуживанию тесносопряжены с эксплуатацией компрессорных станций и, по большей части, обусловлены требованиями безопасности. В частности, машинисты должны контролировать появление нагаромазляных отложений и своевременно их удалять. В качестве профилактической меры предотвращения взрывоопасных наслоений практикуется использование качественных масел. При надлежащем обслуживании слой образуется не раньше чем спустя две тысячи часов работы. Чтобы компрессорная станция и ее компоненты не выходили из строя преждевременно, проводятся специальные мероприятия по улучшению качества смазочных смесей. В результате таких процедур повышается термостабильность масел и сокращается склонность к появлению отложений. Также в перечень обязательных мер техобслуживания входит регулярная чистка воздушного тракта станции [78].

#### **4.2 Определение методики принятия решения о выборе мероприятий направленных на повышение эффективности организации служб эксплуатации компрессорных станций**

Настоящие Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма при эксплуатации стационарных компрессорных установок на опасных объектах, использующих сжатый воздух и инертные газы.

Правила предназначены для применения:

а) при проектировании, монтаже, эксплуатации, ремонте, реконструкции, техническом перевооружении, консервации и ликвидации стационарных компрессорных установок в производствах, использующих сжатый воздух и инертные газы. Специфика производств, а также специальные требования и ограничения, действующие на объектах, учитываются при разработке проектной, конструкторской и эксплуатационной документации на компрессорные установки;

б) при проведении экспертизы промышленной безопасности компрессорных установок.

Настоящие Правила распространяются на проектируемые, вновь изготавливаемые и реконструируемые стационарные поршневые, ротационные и винтовые маслозаполненные и сухие компрессорные установки, а также на действующие стационарные компрессорные установки мощностью от 14 кВт и выше, воздухопроводы и газопроводы, работающие на воздухе и инертных газах с давлением от 2 до 400 кгс/см<sup>2</sup>.

Правила не распространяются на холодильные и кислородные компрессорные установки, а также компрессорные установки, работающие на взрывоопасных, токсичных, радиоактивных газах и газах ацетиленового ряда.

В организациях действующими стационарными компрессорными установками, не отвечающими требованиям настоящих Правил,

разрабатываются дополнительные мероприятия, направленные на обеспечение их безопасной эксплуатации. Дополнительные мероприятия согласовываются и утверждаются в установленном порядке.

Руководство по эксплуатации стационарной компрессорной установки разрабатывается в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей, технологическими регламентами, настоящими Правилами и требованиями других нормативных документов по промышленной безопасности.

В помещениях компрессорных установок не допускается размещать аппаратуру и оборудование, технологически и конструктивно несвязанные с компрессорами.

Не допускается размещение компрессоров в помещениях, если в смежном помещении расположены взрывоопасные и химически опасные производства, вызывающие коррозию оборудования и вредно воздействующие на организм человека.

В отдельных случаях компрессорные установки производительностью до  $10 \text{ м}^3/\text{мин}$  с давлением воздуха до  $8 \text{ кгс/см}^2$  могут устанавливаться в нижних этажах многоэтажных производственных зданий при наличии достаточной расчетной прочности перекрытий, обеспечивающей невозможность их разрушения в случае аварий. Эти установки отделяются от производственных участков глухими несгораемыми стенами.

Не допускается установка компрессорных установок под бытовыми, административными и подобными им помещениями.

Проходы в машинном зале должны обеспечивать возможность монтажа и обслуживания компрессора и электродвигателя и должны быть не менее 1,5 м, а расстояние между оборудованием и стенами зданий (до их выступающих частей) - не менее 1 м.

Полы помещения компрессорной установки следует выполнять из несгораемого износостойчивого материала, ровными с нескользящей поверхностью, маслоустойчивыми.

Двери и окна помещения компрессорной установки должны открываться наружу [78].

В помещении компрессорной установки следует предусматривать площадки для проведения ремонта компрессоров, вспомогательного оборудования и электрооборудования. Для выполнения ремонтных работ на компрессорной установке помещения следует оборудовать соответствующими грузоподъемными устройствами и средствами механизации.

В помещении компрессорной установки следует предусматривать специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п. а также для хранения недельного запаса масла.

Помещение компрессорной установки следует оснащать вентиляцией в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по промышленной безопасности.

Каналы и проемы в компрессорном помещении следует закрывать вровень с полом съемными плитами. Проемы, углубления и переходы, которые не закрываются, следует ограждать перилами высотой не менее 1 м с расположенной внизу сплошной металлической зашивкой высотой 15 см. Полы площадок и ступени лестниц следует изготавливать из рифленой стали.

Все трубопроводы компрессорной установки должны отвечать требованиям нормативно-технических документов по промышленной безопасности.

Машинный зал компрессорной установки следует оснащать средствами оперативной, в том числе диспетчерской связи.

В машинном зале следует предусмотреть наличие аптечки первой помощи и питьевой воды.

Для уменьшения влияния вибраций, вызываемых работой компрессора, следует соблюдать следующие условия:

а) площадки между смежными фундаментами компрессоров должны быть вкладными, свободноопирающимися на фундаменты;

б) трубопроводы, присоединяемые к машине, не должны иметь жесткого крепления к конструкциям зданий; при необходимости применения таких креплений следует предусматривать соответствующие компенсирующие устройства;

в) трубопроводы, соединяющие цилиндры компрессорасоборудованием (буферные емкости, промежуточные холодильники), должны обеспечивать компенсацию деформаций.

Температура воздуха после каждой ступени сжатия компрессоров в нагнетательных патрубках не должна превышать максимальных значений, указанных в инструкции завода-изготовителя, а для компрессоров технологического назначения должна соответствовать предусмотренной в технологических регламентах.

Воздушные компрессоры производительностью более 10 м<sup>3</sup> /мин следует оборудовать концевыми холодильниками и влагомаслоотделителями.

Все движущиеся и вращающиеся части компрессоров, электродвигателей и других механизмов необходимо ограждать.

Для разгрузки электродвигателя при запуске компрессора на нагнетательных линиях до воздухооборника или газосборника (дообратных клапанов) следует устанавливать индивидуальные ответвления с запорной арматурой для сброса воздуха или газа, или предусматривать другие, надежно действующие устройства.

Корпуса компрессоров, холодильников и влагомаслоотделителей необходимо заземлять [79].

Все компрессорные установки следует снабжать контрольно-измерительными приборами:

а) манометрами, устанавливаемыми после каждой ступени сжатия и на линии нагнетания после компрессора, а также на воздухооборниках или газосборниках; при давлении на последней ступени сжатия 300 кгс/см<sup>2</sup> и выше должны устанавливаться два манометра;

б) термометрами или другими датчиками для указания температуры сжатого воздуха или газа, устанавливаемыми на каждой ступени компрессора, после промежуточных и конечных охладителей, а также на входе воды. Замер температуры должен производиться стационарными ртутными (в металлическом кожухе) или электрическими термометрами и самопишущими приборами. Не допускается применение переносных ртутных термометров для постоянного (регулярного) замера температур;

в) приборами для измерения давления и температуры масла, поступающего для смазки механизма движения.

На воздухоотборниках или газотборниках следует применять манометры диаметром не менее 150 мм, класса точности не ниже 2,5.

Необходимо применять манометры с такой шкалой, чтобы при рабочем давлении стрелка их находилась в средней трети шкалы. На циферблате манометра должна быть нанесена красная черта по делению, соответствующему высшему допускаемому рабочему давлению.

Манометры следует снабжать трехходовым краном. При давлении выше 25 кгс/см<sup>2</sup> вместо трехходового крана разрешается установка отдельного штуцера с запорным устройством для подсоединения второго манометра.

Не допускаются к применению манометры в случаях, когда:

а) отсутствует пломба или клеймо;

б) просрочен срок проверки манометра;

в) стрелка манометра при его выключении не возвращается к нулевому показанию шкалы на величину, превышающую половину допустимой погрешности для данного манометра;

г) разбито стекло или имеются другие повреждения манометра, которые могут отразиться на правильности его показаний.

Каждая точка замера температуры должна иметь отдельный термометр. Точки замеров определяются проектом.

Каждый компрессор следует оснащать системой противоаварийной защиты, обеспечивающей звуковую и световую сигнализацию при прекращении подачи охлаждающей воды, повышении температуры сжимаемого воздуха или газа выше допустимой и автоматическую остановку компрессора при понижении давления масла для смазки механизма движения ниже допустимой.

Предохранительные клапаны следует устанавливать после каждой ступени сжатия компрессора на участке охлажденного воздуха или газа. Если на каждый компрессор предусмотрен один воздухоотборник и на нагнетательном трубопроводе отсутствует вентиль запорная арматура, предохранительный клапан после компрессора может устанавливаться только на воздухо- или газотборнике.

Размеры и пропускная способность предохранительных клапанов выбираются так, чтобы не могло образоваться давление, превышающее рабочее более чем на 0,5 кгс/см<sup>2</sup> при рабочем давлении до 3 кгс/см<sup>2</sup> включительно, на 15 % при рабочем давлении от 3 до 60 кгс/см<sup>2</sup> и на 10 % при рабочем давлении свыше 60 кгс/см<sup>2</sup>.

Установка предохранительных клапанов должна отвечать требованиям нормативно-технических документов по промышленной безопасности [80].

Регулировку предохранительных клапанов следует производить на специальных стендах лицами, допущенными к самостоятельному обслуживанию компрессорных установок, с записью о проведенной регулировке в эксплуатационной документации.

Натяжные гайки пружинных предохранительных клапанов пломбируются, а грузы рычажных предохранительных клапанов закрепляются, закрываются металлическими кожухами и пломбируются.

На нагнетательном трубопроводе к воздухо- или газосборнику следует устанавливать обратный клапан.

При расположении оборудования, требующего систематического обслуживания, на высоте более 1,8 м, следует предусматривать устройства для удобства и безопасного его обслуживания.

Смазка компрессора и применяемые масла должны соответствовать инструкции завода-изготовителя либо рекомендации специализированной организации.

Каждая поступающая партия компрессорного масла должна иметь паспорт-сертификат с указанием физико-химических свойств масла. Перед применением масло из каждой партии подвергается лабораторному анализу.

Доставку масла в машинный зал следует производить в специальных сосудах для каждого вида масла (ведрах и бидонах с крышками и т.п.) [81].

Не допускается использование для других целей сосудов, предусмотренных для транспортирования и хранения компрессорного масла. Сосуды следует содержать в чистоте и периодически очищать от осадков.

В необходимых случаях, определяемых проектом, компрессорные установки снабжаются устройствами централизованной подачи масла, а также аварийным сливом масла.

Отработанное масло может быть допущено к повторному использованию только после его регенерации и положительных результатов лабораторного анализа на соответствие его физико-химических свойств технической документации на масло.

Отработанное масло следует сливать в емкость, находящуюся вне помещения компрессорной установки.

Заливку масла в смазочные устройства следует производить через воронки с фильтрами.

Масляные фильтры в системе принудительной смазки и приемную сетку масляного насоса очищать в сроки, предусмотренные графиком, но не реже одного раза в два месяца.

Масляный насос и лубрикатор следует очищать не реже одного раза в полтора месяца.

Компрессорные установки следует оборудовать надежной системой воздушного или водяного охлаждения. Режим работы системы охлаждения должен соответствовать требованиям эксплуатационной документации.

В водесистемы охлаждения компрессорных установок не допускается содержание растительных и механических примесей в количестве выше 40 мг/л. Общая жесткость воды должна быть не более 7 мг-экв/л. Систему охлаждения компрессорных установок следует оснащать водоочистителями, если отсутствует вода необходимого качества.

Для контроля засистемой охлаждения на трубопроводах, отводящих нагретую воду от компрессора и холодильников, на видных местах следует устанавливать:

а) при замкнутой системе охлаждения - реле протока со стеклянными смотровыми люками или контрольными кранами с воронками;

б) при открытой циркуляционной системе охлаждения - сливные воронки.

Для спуска воды из системы охлаждения и рубашек компрессора следует предусматривать соответствующие спускные приспособления.

Разводка охлаждающей системы трубопроводов в помещении компрессорной установки выполняется преимущественно в каналах (туннелях). Размеры каналов (туннелей) должны быть удобными для выполнения ремонтных работ и обслуживания расположенных в них арматуры и трубопроводов охлаждающей системы. Каналы (туннели) должны иметь дренаж.

Забор (всасывание) воздуха воздушным компрессором следует производить снаружи помещения компрессорной станции на высоте не менее 3 м от уровня земли.

Для воздушных компрессоров производительностью до 10 м<sup>3</sup>/мин, имеющих воздушные фильтры на машине, допускается производить забор воздуха из помещения компрессорной станции.

Для очистки всасываемого воздуха от пыли всасывающий воздухопровод компрессора оснащается фильтром, защищенным от попадания в него атмосферных осадков.

Конструкция фильтрующего устройства должна обеспечивать безопасный и удобный доступ к фильтру для его очистки и разборки.

Фильтрующее устройство не должно деформироваться и вибрировать в процессе засасывания воздуха компрессором.

Фильтрующие устройства могут быть индивидуальными или общими для нескольких компрессоров. В последнем случае для каждого компрессора следует предусмотреть возможность отключения его (в случае ремонта) от общего всасывающего трубопровода.

Для предприятий, где возможна большая запыленность всасываемого воздуха, компрессорные установки следует оборудовать фильтрами и другим специальным оборудованием в соответствии с проектной документацией.

В компрессорах, снабженных концевыми холодильниками, следует предусматривать влагомаслоотделители на трубопроводах между холодильником и воздухоборником. Допускается совмещение концевого холодильника и влагомаслоотделителя в одном аппарате.

При необходимости иметь глубокоосушенный воздух, помимо концевых холодильников, компрессоры оборудуются специальными

осушительными установками. Осушительные установки, работающие по методу вымораживания влаги при помощи холодильных установок, необходимо располагать в изолированных от компрессорной установки помещениях [82-83].

Осушительные установки, работающие по методу поглощения влаги твердыми сорбентами и с использованием нетоксичных и невзрывоопасных хладагентов, могут размещаться в машинном зале компрессорной установки.

Для сглаживания пульсаций давлений сжатого воздуха или газа в компрессорной установке следует предусматривать воздухоотборники или газотборники (буферные емкости).

Воздухоотборник или газотборник следует устанавливать на фундамент вне здания компрессорной установки и ограждать.

Расстояние между воздухоотборниками должно быть не менее 1,5 м, а между воздухоотборником и стеной здания - не менее 1,0 м.

Ограждение воздухоотборника должно находиться на расстоянии не менее 2 м от воздухоотборника в сторону проезда или прохода.

Допускается в обоснованных случаях присоединение к одному воздухоотборнику нескольких компрессоров с установкой на нагнетательных линиях обратных клапанов и запорной арматуры. Перед запорной арматурой на нагнетательных линиях следует устанавливать предохранительные клапаны.

Для проведения периодических осмотров и ремонтов воздухоотборников необходимо предусматривать возможность отключения от сети каждого из них.

Масло и вода, удаляемые при продувке влагомаслоотделителей и воздухоотборников, отводятся в специально оборудованные устройства (отборники), исключающие загрязнение производственных помещений, стен здания и окружающей территории маслом.

Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования с учетом конкретных условий его эксплуатации определяется проектной и эксплуатационной документацией.

Не допускается оставлять работающие компрессоры (кроме полностью автоматизированных) без надзора лиц, допущенных к их обслуживанию.

Вход в помещение компрессорной установки посторонним лицам не допускается: снаружи у входной двери устанавливается сигнализация для вызова обслуживающего персонала установки, а также вывешиваются предупреждающие знаки и плакаты.

Не допускается хранение легковоспламеняющихся жидкостей в помещении машинного зала компрессорной установки.

Перед пуском каждого компрессора машинист обязан осмотреть установку, убедиться в ее исправности, проверить систему смазки и охлаждения и произвести пуск в соответствии с инструкцией.

Каждую смену следует контролировать расход масла для смазки цилиндра и сальников компрессора. Расход масла на каждую точку смазки не должен превышать указанного в заводской инструкции.



На компрессорных установках следует вести ежесменную запись расхода смазочного масла [84].

Все предохранительные клапаны компрессорной установки общепромышленного назначения, работающие на давлении до 12 кгс/см<sup>2</sup>, следует ежесуточно проверять путем принудительного их открытия под давлением. Сроки проверки предохранительных клапанов, работающих при давлении свыше 12 кгс/см<sup>2</sup>, устанавливаются технологическим регламентом и эксплуатационной документацией. После закрытия клапаны должны сохранять герметичность.

При отсутствии автоматической продувки ручную продувку влагомаслоотделителей (промежуточных и конечного) производить два раза в смену, если заводской инструкцией не предусмотрен более короткий период продувки; воздухоотборники или газотборники, входящие в компрессорную установку следует продувать не реже одного раза в смену при наличии конечного холодильника и влагомаслоотделителя и не реже двух раз в смену при их отсутствии.

Компрессор немедленно останавливается в следующих случаях:

- а) в случаях, специально предусмотренных в инструкции завода-изготовителя;
- б) если манометры на любой ступени компрессора, а также на нагнетательной линии показывают давление выше допустимого;
- в) если манометр системы смазки механизма движения показывает давление ниже допустимого нижнего предела;
- г) при внезапном прекращении подачи охлаждающей воды или другой аварийной неисправности системы охлаждения;
- д) если слышны стуки, удары в компрессоре или двигателе или обнаружены их неисправности, которые могут привести к аварии;
- е) если температура сжатого воздуха выше предельно допустимой нормы, установленной паспортом завода-изготовителя;
- ж) при пожаре;
- з) при появлении запаха гари или дыма из компрессора или электродвигателя;
- и) при заметном увеличении вибрации компрессора, электродвигателя других узлов.

После аварийной остановки компрессора пуск его может быть произведен с разрешения лица, ответственного за безопасную эксплуатацию компрессорной установки.

Во время работы компрессорной установки следует контролировать:

- а) давление и температуру сжатого газа после каждой ступени сжатия;
- б) температуру сжатого газа после холодильников;
- в) непрерывность поступления в компрессоры и холодильники охлаждающей воды;
- г) температуру охлаждающей воды, поступающей и выходящей из системы охлаждения по точкам;
- д) давление и температуру масла в системе смазки;

е) величину токастатора, а при синхронном электроприводе - тока ротора электродвигателя;

ж) правильность действия лубрикаторов и уровень масла в них. Показания приборов через установленные инструкцией промежутки времени, но не реже чем через два часа, должны регистрироваться в журнале учета работы компрессора.

В журнале следует записывать время пуска и остановки компрессора, причину остановки, замеченные неисправности, проведение периодических проверок предохранительных клапанов и манометров, проведение спуска конденсата и масла из в л агомаслоотделителей, воздухоотделителей и других емкостей, а также внеплановые чистки масляных и воздушных фильтров.

Журнал работы регулярно проверяется и подписывается ежедневно лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию компрессорной установки.

Воздушные фильтры следует проверять в сроки, предусмотренные инструкцией по эксплуатации компрессорной установки.

Следует производить регулярный наружный осмотр оборудования компрессорной установки, обтирку и очистку ее наружных поверхностей от пыли и грязи. Не допускаются утечки масла и воды, особенно попадание масла на фундамент. Причины утечек при их обнаружении должны оперативно устраняться.

В качестве обтирочных материалов применяется хлопчатобумажный или льняной материал.

Ремонт и очистка оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением, не допускается.

Воздушные висциновые фильтры после 1000 ч работы, но не реже одного раза в два месяца, следует тщательно очищать от скопившейся пыли и после просушки смазывать висциновым или другими аналогичными маслами. Промывку фильтров следует производить в дизельном топливе или в слабом растворе горячей щелочи с последующей тщательной промывкой водой.

Сухие воздушные фильтры следует очищать согласно инструкции завода - изготовителя фильтра.

Примечание: рекомендуется очистку и смазку ячеек висцинового фильтра производить поочередно, с таким промежутком времени, чтобы полный период между чистками каждой ячейки не превышал 1000 ч.

Осмотр клапанных коробок воздушного компрессора на отсутствие нагара производится не реже чем после 1000 ч работы.

В случае обильного нагарообразования необходимо выяснить причину и устранить ее, а все клапанные коробки тщательно очистить от нагара.

Очистку воздухоотделителей, промежуточных и конечных холодильников и нагнетательных воздухопроводов всех ступеней от масляных отложений следует производить по инструкции не реже одного раза за 5000 ч работы компрессором, не вызывающим коррозию металла.

Рекомендуется очистку воздухопроводов и аппаратов производить 3 % - ным раствором сульфанола. После очистки производится продувка сжатым воздухом в течение 30 мин (не менее) [85].

Примечание: Для компрессорных станций, где установлены компрессоры без смазки полостей сжатия, или в установках, где предусмотрена специальная очистка сжатого воздуха от масла в капельном виде, а также если температура воздуха в воздухооборнике и воздухопроводах не превышает 50 °С, осмотр и очистка воздухооборников и воздухопровода производятся не реже одного раза в год.

Не допускается применять для очистки воздухооборников, влагомаслоотделителей и другого оборудования горючие и легко воспламеняющиеся жидкости.

При внутреннем осмотре, чистке или ремонте влагомаслоотделителей, воздухогазоборников или других аппаратов их следует отключить от соответствующей сети заглушками с хвостовиками, полностью освободить от оставшегося там газа или воздуха и продуть чистым воздухом в течение 10 мин (не менее).

Все люки аппарата во время нахождения внутри работающего следует открыть и весь аппарат непрерывно вентилировать.

Работника для работ внутри аппарата необходимо снабдить спецодеждой (комбинезоном) и защитными очками. Внутренний осмотр, чистка или ремонт аппарата следует производить не менее чем двумя работниками, из которых один должен находиться снаружи и непременно следить за состоянием работающего внутри.

Работы внутри аппарата могут производиться только по разрешению лица, ответственного за безопасную эксплуатацию, который должен проинструктировать работающих в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по промышленной безопасности.

Применение открытого огня в помещении компрессорной станции не допускается. Производство монтажных и ремонтных работ с применением открытого огня и электросварки в помещении компрессорной станции, производится в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на проведение этих работ.

Результаты ремонтных работ следует отражать в эксплуатационной документации на компрессорную установку.

Каждая компрессорная установка или группа однородных компрессорных установок оснащается следующей технической документацией:

- а) паспортом (формуляром) на компрессорную установку;
- б) схемой трубопроводов (сжатого воздуха или газа, воды, масла) с указанием мест установок задвижек, вентилях, влагомаслоотделителей, промежуточных и конечных холодильников, воздухооборников, контрольно-измерительных приборов, а также схемы электрокабелей, автоматики и т.п.; схемы вывешиваются на видном месте;
- в) инструкцией (руководством) по безопасному обслуживанию компрессорной установки;

- г) журналом учета работы компрессора;
- д) журналом (формуляром) учета ремонтов компрессорной установки, в который следует также заносить результаты проверки сваренных швов;
- е) паспортами-сертификатами компрессорного масла и результатами его лабораторного анализа;
- ж) паспортами всех сосудов, работающих под давлением;
- з) графиком ремонтов компрессорной установки;
- и) журналом проверки знаний обслуживающего персонала.

Конструктивные изменения компрессоров, газопроводов, холодильников и прочей аппаратуры могут быть выполнены после согласования с заводом-изготовителем или специализированной организацией технической документации.

В качестве прокладочных материалов для соединений трубопроводов следует применять материалы, устойчивые к воздействию влаги, масла, а также температуры не менее чем на 50 °С выше температуры газа в трубопроводе.

В устройстве наружных нагнетательных воздухогазопроводов следует исключать возможность их внутреннего обмерзания.

Необходимо предусматривать возможность свободного температурного расширения трубопровода, предотвращающего его деформацию и разуплотнение соединений, а также возникновение дополнительных усилий на соединенное с ним оборудование.

На трубопроводы, проложенные вблизи теплоизлучающих аппаратов, следует наносить теплоизоляцию.

Трубопроводы следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от электрокабелей, электропроводов и другого электрооборудования.

Воздухопроводы и газопроводы следует укладывать с уклоном 0,005 в сторону линейных водоотделителей. Следует исключать образование застойных зон и участков, где могут скапливаться конденсат или масло.

На отдельных участках трубопроводов, где возможно скопление воды и масла, следует устанавливать линейные водоотделители автоматической или ручной продувкой, доступные для обслуживания.

Все устройства для удаления скапливающихся в воздухопроводе масла и воды необходимо регулярно проверять обслуживающим персоналом. В случае замерзания этих устройств отогревание их разрешается производить горячей водой, паром или горячим воздухом. Применение для этой цели открытого источника огня не допускается.

На воздухопроводах не допускается наличие глухих отводов и заглушенных штуцеров, способствующих скоплению и возможному самовоспламенению масляных отложений.

Арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна быть доступна для удобного и безопасного обслуживания и ремонта.

Аппараты и трубопроводы с температурой поверхности выше +45 °С, располагаемые на рабочих местах и в местах основных проходов, должны иметь тепловую изоляцию. Стенки цилиндров компрессора изоляции не подлежат.

Вентили, задвижки, клапаны должны быть в полной исправности и обеспечивать возможность быстрого и надежного прекращения доступа воздуха или газа.

Арматуру следует пронумеровывать и наносить ясно видимые стрелки, указывающие направление вращения маховиков, а также стрелки, обозначающие «открыто» и «закрыто» [86-90].

Техническое освидетельствование и техническое диагностирование оборудования следует проводить в соответствии с нормативно-технической документацией.

Пробное давление при гидравлическом испытании трубопроводов должно выдерживаться в течение 5 мин, после чего давление снижается до рабочего. При рабочем давлении производится осмотр трубопровода и проверка сварных швов.

Результаты испытания считаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло падения давления по манометру, а в сварных швах, трубах, корпусах, арматуре и т.п. обнаружено признаков разрыва, течи и запотевания.

Трубопроводы, проложенные в непроходных каналах и давлением свыше 100 кгс/см<sup>2</sup>, испытываются в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

При отрицательных температурах наружного воздуха гидравлические испытания производятся на горячей воде с немедленным сливом ее после испытания.

Записи проведенных чисток трубопроводов, текущего осмотра и ремонта, а также результаты пневматического и гидравлического испытания трубопроводов заносятся в журнал (формуляр) учета ремонта компрессорной установки с составлением актов (протоколов).

Во время ремонта трубопровода ремонтируемая его часть должна быть отсоединена от сети со всех сторон и очищена от скопившихся осадков масла.

После ремонта и очистки необходимо удостовериться в том, что в трубопроводе не осталось каких-либо посторонних предметов. Эксплуатация компрессорной станции должна быть организована так, чтобы компрессоры работали с полной нагрузкой. Работа неполностью загруженного компрессора увеличивает удельный расход электроэнергии. При наличии на компрессорной станции различных по производительности компрессорных агрегатов необходимо распределять нагрузку между ними так, чтобы все одновременно работающие компрессоры были полностью загружены. Для каждой компрессорной станции должен быть разработан график работы компрессоров, обеспечивающий минимальный удельный расход электроэнергии компрессорной станцией. В основу графика должны быть положены наиболее экономичные компрессорные установки, вырабатывающие максимально возможное количество воздуха [90-95].

Эксплуатация компрессорной станции возможна только при наличии исправного и полного комплекта инструмента.

Эксплуатация компрессорной станции должна быть организована так, чтобы компрессоры работали с полной нагрузкой. Работа неполностью загруженного компрессора увеличивает удельный расход электроэнергии. При наличии на компрессорной станции различных по производительности компрессорных агрегатов необходимо распределять нагрузку между ними так, чтобы всеодновременно работающие компрессоры были полностью загружены. Для каждой компрессорной станции должен быть разработан график работы компрессоров, обеспечивающий минимальный удельный расход электроэнергии компрессорной станцией. В основу графика должны быть положены наиболее экономичные компрессорные установки, вырабатывающие максимально возможное количество воздуха.

При эксплуатации Компрессорных станций регулирование подачи обеспечивается пуском или отключением одного или нескольких компрессоров.

При эксплуатации компрессорной станции особенно большое внимание следует уделять контролю давления как одной из основных характеристик нормальной работы установки.

При эксплуатации компрессорных станций, оснащенных винтовыми компрессорами, работающими без смазки цилиндра, не возникает опасности вспышки и взрыва масла в трубопроводах или в ресивере.

При эксплуатации компрессорных станций практически не происходит мгновенных снижений или увеличений нагрузки.

При эксплуатации компрессорных станций, оборудованных как поршневыми, так и центробежными нагнетателями, возникают сложные динамические процессы - пульсации давления и скорости газа в технологических трубопроводах. Динамические силы от газовых потоков вызывают вибрационные процессы в механических системах: трубопровод - опорные конструкции - запорная арматура - технологические аппараты. Вибрационные процессы ухудшают эксплуатационные показатели работы КС: усложняют работу ГПА, увеличивают сроки пускового периода, снижают межремонтный пробег, увеличивают затраты на ремонтные работы. Кроме того, из-за вибрации могут возникнуть отказы в трубопроводной обвязке.

При эксплуатации компрессорных станций мгновенных снижений или увеличений нагрузки практически не происходит.

Практика эксплуатации компрессорных станций показывает, что фактически требуемые мощности газоперекачивающих агрегатов на КС значительно отличаются от проектных.

Опыт эксплуатации компрессорных станций с разветвленной сетью трубопроводов сжатого воздуха показывает, что взрывы чаще всего являются следствием нарушения графика очистки системы от нагара и плотных отложений, содержащих масла и продукты их разложения. С течением времени такие отложения приобретают способность к самовозгоранию, что в присутствии сжатого воздуха, содержащего пары масла, приводит к взрыву, происходящему, как правило, при работе на повышенном давлении. Импульсом взрыва могут также быть разряды статического электричества, возникновение

которого связанос большими скоростями движения воздуха по трубопроводам и в некоторых другихслучаях практики [96].

Практика эксплуатации СО компрессорныхстанций магистральных газопроводов показывает, что в жаркое летнее время аппараты воздушногоохлаждения работают с перегрузкой и неэффективно.

Соблюдение правил эксплуатации компрессорной станции позволяет значительно увеличить срок службы масла и пробег агрегатов компрессорной станции. Это тем более важно, так как чисткамазочныхсистем турбинных и других установок является трудоемкой и длительной операцией. Подачасмазочного насосасистемы на 1 кВт мощности компрессорасоставляет примерно 0 05 - 0 12 л / мин. При хорошем состоянии смазочной системы компрессора и надлежащем уходе за работой компрессорной станции потери масла из системы не превышают 5 - 10 % объема бака. Замена компрессорных или турбинных масел другими маслами не допускается.

Расходы по эксплуатации компрессорной станции были определены наосновании специальных подсчетов: 0 55 лиры за 1 кет ч эксплуатации (смазка, охлаждаю: щая вода и текущий ремонт); 4 500 000 лир в год - заработная платаобслуживающего персонала; 6 лир за 1 кет ч электроэнергии. Наконец, была учтена годовая стоимость утечки метана. Утечка на 1 км газопроводасчитается постоянной [97].

## **ВЫВОДЫ**

1. Определены основные принципы организации и выполнения экспертных работ по оценке функционирования служб эксплуатации компрессорных станций.

2. Определена методика принятия решений по определению мероприятий, направленных на повышение эффективности организации служб эксплуатации, на основе количественной оценки показателей работы отдельных компрессорных станций.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения диссертационных исследований были решены следующие задачи:

1. Определение методики оценки эффективности эксплуатации компрессорных станций на основе установленных основных факторов, влияющих на эффективную работу газотранспортных предприятий.

2. Определена оценка эффективности проведения мероприятий, необходимых для безотказного функционирования системы эксплуатации компрессорных станций с учетом показателей работоспособности основного оборудования, взаимодействия систем более высокого иерархического уровня на основе прикладной статистики.

3. Построена оболочка экспертной системы, в которой установлены правила вывода суждений на базе формулы расчёта количественной оценки функционирования системы эксплуатации компрессорных станций.

4. Анализ причин аварийности оборудования компрессорных станций с воздушными поршневыми компрессорами показал, что, как правило, они возникают из-за несоблюдения требований технической эксплуатации, изложенных в инструкциях заводов-изготовителей.

5. Для определения технического состояния компрессорных станций измеряются диагностические параметры, характеризующие техническое состояние, и результаты сравниваются с заданными границами области работоспособности компрессорных станций.

6. Определены основные принципы организации и выполнения экспертных работ по оценке функционирования служб эксплуатации компрессорных станций.

7. Определена методика принятия решений по определению мероприятий, направленных на повышение эффективности организации служб эксплуатации, на основе количественной оценки показателей работы отдельных компрессорных станций.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович Т.Н. Прикладная газовая динамика. Третье издание. – М.: Наука, 1969.-824 с.
2. Альбом характеристик центробежных нагнетателей природного газа. — М.: ВНИИГАЗ, Союзоргэнергогаз, 1985. 87 с.
3. Ананенков А.Г. Стратегические перспективы развития газотранспортной системы России // «Наука и техника в газовой промышленности», 2005, № 4. с. 2 - 6.
4. Ашарина О.К., Хворов Г.А. Оценка эффективности энергосбережения в транспорте газа // «Газовая промышленность», 2006, № 3. с. 12-15.
5. Беззубов Ю.В., Овчаров А.Б. Метод и аналитические критерии стоимостной оптимизации газопровода // Научно-экономический сборник «Экономика, организация и управление производством в газовой промышленности». – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001, № 5. с. 3 - 25.
6. Белоконь Н.И. Неизотермическое движение реального газа по трубопроводу // В кн.: Транспорт и хранение нефти и газа. М.: Труды МИНХ и ГП, 1971, вып. 97. - с. 14 - 20.
7. Белоконь Н.И. Термодинамика. М.: Госэнергоиздат, 1954. - 415 с.
8. Белоконь Н.И. Термодинамические процессы газотурбинных двигателей. – М.: Недра, 1969.- 121 с.
9. Бойко А.М., Леонтьев Е.В. Концепция энергосбережения в транспорте газа // Материалы семинара, состоявшегося в рамках 2-й Международной специализированной выставки «Энергосбережение -2000» (Москва, март 2000 г.). М.: ООО «ИРЦ Газпром». - с. 28 - 39.
10. И.Будзуляк Б.В. Реконструкция основа поддержания производственной мощности российской газотранспортной системы // «Наука и техника в газовой промышленности», 2005, № 2. - с. 2 - 6.
11. Будзуляк Б., Шайхутдинов А., Щуровский В. К вопросу о повышении эффективности транспортировки газа в России // «Газотурбинные технологии», 2003, ноябрь-декабрь. с. 2 - 4.
12. Бучнев О.А., Трубицин Н.П., Бухаров В.А. Методика определения коммерческой эффективности новой техники в ОАО «Газпром» // «Газовая промышленность», 2004, № 2. с. 10-12.
13. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972. - 720 с.
14. Важенин Ю.И., Иванов И.А., Михаленко С.В. Передовые технологии в энергосбережении ООО «Сургутгазпром» // «Газовая промышленность», 2002, №9.-с. 66-68.
15. Василенко А., Сеницын Ю., Щуровский В. Методы оценки эксплуатационных затрат газотурбинных ГПА в инвестиционных проектах // «Газотурбинные технологии», 2002, № 2. с. 34 - 35.
16. Внедрение и опыт эксплуатации энергетических ГТУ нового поколения на предприятиях ОАО «Газпром» / И. Белоусенко, В. Лезнов, И.

- Трегубов, И. Аршакян // «Газотурбинные технологии», 2003, ноябрь-декабрь, - с. 10-13.
17. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности.- М.: Недра, 1989. 286 с.
18. Временные методические указания поопределению коммерческой эффективности новой техники в ОАО «Газпром». М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001. - 39 с.
19. Газотурбинные установки на газопроводах / Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов, А.Н. Козаченко, В.И. Никишин. М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 216 с.
20. Газ природный. Методы расчета физических свойств. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 89 с.
21. Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В. Интенсификация магистрального транспорта газа. М.: Недра, 1991.-271 с.
22. Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В., Нейтур С.Х. Влияние параметров магистральных газопроводов на энергоемкость транспорта газа // «Газовая промышленность», 1982, № 3. с. 27 - 29.
23. Герке В.Г. Диспетчерское управление международными транзитными газотранспортными системами // «Газовая промышленность», 2006, № 1. с. 20 - 22.
24. Дальний транспорт газа // Доклад о научно-технических достижениях и производственном опыте в газовой промышленности. Том 1 М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. - с. 83 - 147.
25. Доброхотов В.Д., Клубничкин А.К., Щуровский В.А. Термодинамика процесса сжатия природного газа и характеристики нагнетателей для компрессорных станций магистральных газопроводов // НТО Сер.: Транспорт и хранение газа. М.: «ВНИИЭГазпром», 1974. - 45с.
26. Довженко В., Клисенко. В. Авиационные газотурбинные технологии для газовой промышленности // «Газотурбинные технологии», 2003, январь-февраль. –с. 20 22.
27. Завальный П.Н. Оптимизация работы сложной газотранспортной системы // «Газовая промышленность», 2002, № 9. с. 56 - 59.
28. Загорученко В. А. Исследование термодинамических свойств и составление диаграмм состояния природных газов и их основных компонентов применительно к задачам компрессорного машиностроения / Дис. докт. техн. наук. Одесса, 1964. - 267 с.
29. Загорученко В.А., Журавлев А.М. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана. М.: Изд. стандартов, 1969. - 236 с.
30. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов / Учебное пособие. Части 1 5. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
31. Калинин А.Ф. Сопоставление и выбор оптимальных схем компримирования природного газа на КС // «Газовая промышленность», 2004, №3.-с. 55-57.
32. Калинин А.Ф. Эффективность и регулирование режимов работы систем трубопроводного транспорта природного газа. М.: МПА-Пресс, 2004. - 168 с.

33. Калинин А.Ф. Технологии промышленной подготовки и магистрального транспорта природного газа. М.: МПА-Пресс, 2007. — 323 с.
34. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа / В.А. Щуровский, С.Ю. Сальников, И.В. Барцев, Л.С. Цегельников, Н.С. Сеницын, Р.В. Шинтяпин- М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», 2005. 128 с.
35. Каталог газотурбинного оборудования // Специализированный информационно-аналитический журнал «Газотурбинные технологии». - Рыбинск: ЗАО «Газотурбинные технологии», 2006. 240 с.
36. Каталог газотурбинного оборудования // Специализированный информационно-аналитический журнал «Газотурбинные технологии». - Рыбинск: ЗАО «Газотурбинные технологии», 2007. 296 с.
37. Кириллов Н.Г. Природный газ как энергетическое топливо: стратегия использования и технология сбережения // «Нефтегазовые технологии», 2002, №1.- с. 14-22.
38. Кожевников Н.Н., Чинакаева Н.С., Чернова Е.В. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение. – М.: МЭИ, 2000. – 129 с.
39. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: Нефть и газ, 1999. - 463 с.
40. Козаченко А.Н., Никишин В.И., Поршаков Б.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов. М.: Нефть и газ, 2001. - 398 с.
41. Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа на период 2002-2006 годы. – М.: ОАО «Газпром», 2001.
42. Концепция научно-технической политики в ОАО «Газпром» до 2015 года. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1997. - 43 с.
43. Концепция энергосбережения в ОАО «Газпром» на 2001-2010 гг. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001. - 66 с.
44. Крылов Д.А., Хворов Г.А., Шептуцолов В.Г. Реализация работ по энергосбережению в ОАО «Газпром» // Научно-технический сборник «Отраслевая энергетика и проблемы энергосбережения». М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004, № 2. - с. 59 - 69.
45. Леонтьев Е.В., Стурейко О.П. Роль диагностики в разработке и реализации программ реконструкции объектов ГТС // Пленарные доклады на тринадцатой международной деловой встрече «Диагностика-2003». Том 1.-М.: ООО «ИРЦ Газпром». с. 83 - 91.
46. Леонтьев Е.В., Стурейко О.П., Щуровский В.А. Стратегия реконструкции газотранспортной системы ОАО «Газпром» // «Газовая промышленность», 2003, № 10. с. 63 - 66.
47. Лопатин А.С. Термогазодинамические модели газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. М.: РГУ нефти и газа, 1999. - 72 с.
48. Лопатин А.С. Термодинамическое обеспечение энерготехнологических задач трубопроводного транспорта природных газов. М.: Нефтяник, 1996.-82 с.

49. Лось В.Н., Костенко Д.А. Реконструкция КС газотранспортной системы Украины // «Газовая промышленность», 2004, № 8. с. 61- - 63.
50. Луканин В.В. Реконструкция парка ГПА // «Газовая промышленность», 2004, №3.- с. 8-9.
51. Макаров А.А. Энергоэффективность – главный приоритет энергетической стратегии России // Научно-технический сборник «Отраслевая энергетика и проблемы энергосбережения». М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003, № 3. - с. 3 - 13.
52. Марон В.И. Гидродинамика потока в трубе. М.: Нефть и газ, 1999.- 171 с.
53. Методикаопределения норм расхода и нормативной потребности в природном газе насобственные технологические нужды магистрального транспорта газа // РД 153-39.0-112-2001. -М.: ВНИИГАЗ, 2001. 47 с.
54. Методикаоценки энергоэффективности газотранспортныхобъектов и систем. М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2007. - 54 с.
55. Методика проведения энергоаудита компрессорныхстанций, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА. -М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2007. -115 с.
56. Методические рекомендации по расчету термодинамических свойств природного газа / С.Д. Баксук, Ю.В. Сурков, О.А. Беньяминович, Л.Д. Щелкунова. -М.: ВНИИГАЗ, 1975. 16 с.
57. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающихагрегатов / Щуровский В.А., Синицын Ю.Н., Корнеев В.И., Черемин А.В., Степанова Г.С. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2001.-50 с.
58. Никишин В.И. Энергосберегающие технологии в трубопроводном транспорте природных газов. М.: Нефть и газ, 1998. - 352 с.
59. Нормы технологического проектирования магистральные газопроводов. Стандарт ОАО «Газпром». М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Гипрогазцентр», ДОО «Оргэнергогаз», 2006. - 192 с.
60. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. Мингазпром (согласованос Госстроем СССР и с ГКНТ СССР). М.: 1985. - 219 с.
61. Овчаров А.Б. Расчеты стоимостной оптимизации проектных параметров магистрального газопровода // «Газовая промышленность», 2004, № 7. с. 42-46.
62. Определениеоптимального давления природного газа на выходе КС МГ / А.Ф. Калинин, А.И. Ермолаев, А.А. Васильков, А.Ю. Торопов // «Газовая промышленность», 2005, № 11. с. 47 - 50.
63. Основы энергоресурсосберегающих технологий трубопроводного транспорта природных газов / Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов,

64. А.Ф.Калинин, С.М. Купцов, А.С. Лопатин, К.Х. Шотиди. Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 180 с.
65. Очистка линейных участков магистральных газопроводов / Г.В. Крылов, В.В. Салюков, К.Ф. Отт, В.А. Смирнов, В.М. Стояков // «Газовая промышленность», 2000, № 11. –с. 57-58.
66. Повышение качества газа на магистральных газопроводах посредством очистки полости трубы / Г.В. Крылов, В.В. Салюков, К.Ф. Отт, В.А. Смирнов. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2001. - 105 с.
68. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / Б.П. Поршаков, А.С. Лопатин, А.М. Назарьина, А.С. Рябченко. -М.: Недра, 1992.-207 с.
69. Поршаков Б.П., Бикчентай Р.Н., Романов Б.А. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности): Учебник для вузов. М.: Недра, 1987. - 349 с.
70. Реализация работ по энергосбережению в ОАО «Газпром» / И.Ш. Сайфуллин, Е.В. Дедиков, В.Г. Шептуцолов, Г.А. Хворов, Д.А. Крылов // «Газовая промышленность», 2005, № 4. с. 84 - 86.
71. Регулирование двухниточного газопровода с газотурбинными ГПА / Б.С. Ревзин, А.В. Скороходов, О.Е. Васин, О.А. Степаненко // «Газовая промышленность», 2003, № 4. с. 67 - 68.
72. Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины. Л.: Машиностроение, 1981.-351 с.
73. Российская газовая энциклопедия / Гл. ред. Р. Вяхирев. М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. - 527 с.
74. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газа» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. - 577 с.
75. Соловьев М.М., Нарбут В.В. Энергоаудит источник экономии // «Газовая промышленность», 2003, № 3. - с. 30 - 32.
76. Степаненко О.А., Ревзин Б.С., Скороходов А.В. Регулирование энергопотребления отключением КЦ // «Газовая промышленность», 2000, № 13.-с. 36-37.
77. Сухарев М.Г., Панкратов В.С., Самойлов Р.В. Оптимизация нестационарных режимов действующих магистральных газопроводов // «Газовая промышленность», 2002, № 9. с. 72 - 75.
78. Сычев В.Б., Булаев Ю.В., Макаровский В.Л. Как решить проблему снижения энергоемкости и себестоимости производства // «Газовая промышленность», 2003, № 10.-с. 101-102.
79. Ходанович И.Е., Кривошеин Б.Л., Бикчентай Р.Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов. М: Недра, 1971. - 216 с.
80. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: Справочное пособие / В. А. Загорученко, Р.Н. Бикчентай, А.А. Вассерман, А.М. Журавлев, А.К. Троншн. М.: Недра, 1980.-320 с.
81. Термодинамические свойства метана / В.В. Сычев, Вассерман А.А., Загорученко В.А. и др. М.: Изд. стандартов, 1979. - 348 с.

82. Трошин А.К., Купцов С.М., Калинин А.Ф. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих тел теплоэнергетических установок. -М.: МПА-Пресс, 2006. 78 с.

83. Федеральный закон Российской Федерации № 28-ФЗ" от 3 апреля 1996 г. «Об энергосбережении» / Принят Государственной Думой 13 марта 1996 года, одобрен Советом Федерации 20 марта 1996 года.

84. Щуровский В.А. Выбор энергопривода для компрессорных станций магистральных газопроводов // «Газовая промышленность», 2005, № 11. -с. 23-26.

85. Щуровский В.А. Основные направления развития газоперекачивающей техники // «Газотурбинные технологии», 2007, июль-август. с. 38 - 39.

86. Щуровский В.А. Состояние и перспективы применения газотурбинных и компрессорных технологий // «Газовая промышленность», 2003, №2.-с. 41-44.

87. Щуровский В.А., Синицин Ю.Н. Оценка экономии топливного газа при реконструкции газотурбинных компрессорных станций // Научно-технический сборник «Проблемы энергосбережения в газовой промышленности» № 1-2, 1999. с. 18-26.

88. Эксплуатация газопроводов Западной Сибири / Г.В. Крылов, А.В. Матвеев, О.А. Степанов, Е.И. Яковлев Д.: Недра, 1985. - 288 с.

89. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: Минэнерго России, 2000. - 102 с.

90. Энергосберегающие технологии и оборудование при транспорте газа и использовании его в качестве моторного топлива–Аналитический альбом / Под научной редакцией А.И. Гриценко. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 1998.-634 с.

91. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа / Б.П. Поршаков, А.Ф. Калинин, С.М. Купцов, А.С. Лопатин, К.Х. Шотиди. Учебное пособие. М.: МПА-Пресс, 2006. -311 с.1. А?

92. Энергосбережение в трубопроводном ^/транспорте газа / А.А. Апостолов, Р.Н. Бикчентай, А.М. Бойко, Н.В. Дашунин,

93. А.Н. Козаченко, А.С. Лопатин, В.И. Никишин, Б.П. Поршаков. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. - 176 с.

94. Энергоэффективность приоритетное направление развития ОАО «Газпром» / И.Ш. Сайфуллин, А.А. Соловьянов, А.С. Лезнов,

95. В.Г. Шептуцолов // «Газовая промышленность», 2004, № 5. с. 68 - 70.



## Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Садвакасов Мукан

**Название:** Организация эксплуатаций компрессорной станций на магистральном газопроводе

**Координатор:** Гульназ Молдабаева

**Коэффициент подобия 1:** 0.6

**Коэффициент подобия 2:** 0.1

**Замена букв:** 21182

**Интервалы:** 15

**Микропробелы:** 481

**Белые знаки:** 0

**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....

11.05.2021

Дата



Подпись Научного руководителя



**Протокол анализа Отчета подобия**

**заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения**

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Садвакасов Муқан

**Название:** Организация эксплуатаций компрессорной станций на магистральном газопроводе

**Координатор:** Гульназ Молдабаева

**Коэффициент подобия 1:**0.6

**Коэффициент подобия 2:**0.1

**Замена букв:**21182

**Интервалы:**15

**Микропробелы:**481

**Белые знаки:**0

**После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

**Обоснование:**

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....



Дата

Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения

**Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:**

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения

## РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

***Садвакасова Мукана Абдрауковича***

по специальности – «Нефтяная инженерия»

на тему «Организация эксплуатации компрессорной станции на магистральном газопроводе» и пояснительная записка на 80 страницах.

В диссертации проанализирована организация работы компрессорной станции на магистральном газопроводе. Данная работа состоит из четырех глав, выводов и заключений.

Для решения поставленных задач был использован комплексный метод исследований, включающий: аналитический обзор литературных источников для постановки и конкретизации задач исследований; опытно-промышленные испытания; расчетные обоснования на основе действующих стандартов.

В частности многими авторитетными исследователями показана необходимость повышения эффективности функционирования служб эксплуатации компрессорных станций, как структурной единицы газотранспортного предприятия и это обосновывается увеличением расхода материальных, трудовых, энергетических, финансовых ресурсов и, как следствие, столь же резким увеличением относительных потерь при внедрении неоптимальных (или даже нерациональных) методов организации производства и эксплуатации.

Таким образом, в ходе исследования было уделено внимание изучению научных работ по вопросам оценки организационно-управленческого труда, математического моделирования, теории надежности сложных систем, теории массового обслуживания, прикладной и математической статистики, теории экспертных систем, управления производственными процессами эксплуатации компрессорных станций.

Рассмотрен вариант совершенствования расчета режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа с использованием новых математических моделей.

По результатам исследований опубликованы две научные статьи: «Features of planning and implementation of energy-saving measures at compressor stations of main gas pipelines» в журнале Complex Use of Mineral Resources. №2 (317), 2021, «Анализ работ по энергосбережению на компрессорных станциях

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА  
магистральных газопроводов» в *Международном научном журнале*  
*"Интернаука"*. — 2021. — №2. <https://doi.org/10.25313/2520-2057-2021-2-6907>

К замечанию можно отнести неточность формулировок, касающиеся обоснования принимаемых решений.

В целом работа выполнена на достаточном уровне и является законченной, в связи заслуживает положительную оценку, а ее автор Садвакасов М. А. достоин присвоения магистра по специальности – Нефтегазовое дело

Рецензент



Буктуков Николай Садвакасович  
д-р техн.наук, профессор,  
Академик НАН РК

Занимаемая должность: Директор Института горного дела им. Д.А. Кунаева.