

**УДК 621.6(075.8)**  
**ББК 39.71я73**  
**КТК 267**  
**Р41**

**Рецензенты:**

*Шаммазов И. А.* — профессор кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов ФГБОУ ВО «УГТУ», д. т. н.

**Репин Д. Г.**

**Р41** Технологическая надежность магистральных газонефтепроводов : учеб. пособие / Д. Г. Репин, В. Г. Рыбак. — Ростов н/Д : Феникс, 2020. — 412, [1] с. : ил. — (Высшее образование).

**ISBN 978-5-222-32355-7**

Учебное пособие подготовлено в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

В пособии представлены основные понятия, определения, элементы теории и практики надежности газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, КС, ГТС. Рассмотрено прошлое и современное состояние надежности в газотранспортной отрасли, отражены перспективные направления развития КС, газотурбинных ГПА и другого оборудования с точки зрения надежности. Пособие обладает практической направленностью.

Глава 12 «Проектные и конструкторские методы обеспечения надежности ГТС», формулы 79–96, а также Приложение к учебному пособию представлены в электронном приложении по ссылке <http://www.phoenixpub.ru/books/extra/32>.

Пособие предназначено студентам учреждений высшего образования, обучающимся по направлениям 21.03.01 «Нефтегазовое дело», 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

**УДК 621.6(075.8)**  
**ББК 39.71я73**

**ISBN 978-5-222-32355-7**

© Репин Д. Г., Рыбак В. Г., 2019  
© ООО «Феникс»: оформление, 2019

## Предисловие

Современная компрессорная станция (КС) магистрального газопровода, оборудованная газоперекачивающими агрегатами (ГПА) с газотурбинным приводом, представляет собой комплексную по структуре и функциональным связям систему. Развитие средств комплексной автоматизации КС, сокращение численности обслуживающего персонала, снижение массы и габаритных размеров ГПА, более сложные условия их использования в любых климатических условиях и в любую погоду требуют обеспечения высокой надежности работы как вновь создаваемых, так и эксплуатируемых ГПА.

Обеспечение надежности ГПА зависит от решения комплекса научных, технических, экономических и организационных задач на всех этапах — от проектирования до эксплуатации, а также при консервации и утилизации. Решение задач надежности связано с развитием теории надежности, которая основана на использовании методов прикладной математики, теории вероятностей и математической статистики. На современном этапе развития сложных технических систем, как, например, ГПА с газотурбинным приводом, требуются специальные количественные критерии оценки надежности. [1]

Обычно задают критерий надежности эксплуатируемых и вновь создаваемых ГПА, так как это является необходимым условием для получения максимальной эффективности при их использовании в системе магистральных газопроводов. Она позволяет принимать оптимальные решения при проектировании и эксплуатации ГПА. На этапе проектирования теория надежности дает возможность проектировщикам улучшить конструкции отдельных «ненадежных» узлов, при заданных характеристиках создать агрегат минимальной стоимости или при заданной стоимости добиться наилучших технических показателей.

На этапе эксплуатации теория надежности определяет периодичность и объем регламентированных и профилактических работ, потребность в запасных частях для ремонта агрегатов, а также эксплуатационные ресурсы отдельных узлов и деталей. Объективность данных о надежности эксплуатируемых агрегатов зависит от организации системы сбора, обработки и анализа информации об отказах и неисправностях агрегатов, получаемой непосредственно от КС. При этом большое значение имеют использование рациональных форм сбора данных о надежности агрегатов, их компьютерная обработка и оперативная информация эксплуатационного персонала, заводов-изготовителей, ремонтных предприятий (баз), проектных и научно-исследовательских организаций о результатах анализа.

Современная теория надежности разработана А. И. Бергом, Ю. К. Беляевым, Б. В. Гнеденко, П. Е. Дьяченко, Б. А. Козловым, В. Д. Кузнецовым, А. М. Половко, А. С. Проников, С. В. Серенсенем, А. Д. Соловьёвым, Я. Б. Шором и др. Следует отметить и работы зарубежных исследователей: Р. Барлоу, Ф. Прошана, В. Хантера, Д. Кокса и В. Смита и др.

В газовой промышленности вопросы надежности газотранспортных систем освещены в работах М. Г. Сухарева, А. Ф. Калинина, А. Н. Терентьева, З. С. Седых, В. Г. Дубинского, М. В. Сидоренко, А. В. Александрова, Е. П. Акоева, Л. С. Цегельникова, А. З. Шайхутдинова, В. А. Щуровского и др.

Цель настоящей книги — рассмотреть теоретические и практические вопросы надежности газотранспортных систем, КС и основного технологического оборудования КС. Практические вопросы эксплуатационной надежности представлены аспектами технического и организационного характера. Представлены основные понятия, определения, элементы теории и практики надежности оборудования компрессорных станций на примере газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Рассмотрено прошлое и современное состояние надежности в газотранспортной отрасли, отражены перспективные направления развития КС, газотурбинных ГПА и другого оборудования с точки зрения теории и практики надежности. В книге представлены и систематизированы результаты большого объема статистических данных по оснащенности компрессорных станций единой системы газоснабжения Российской Федерации газоперекачивающими агрегатами и их показателям надежности. Обладает практической направленностью. Представлена обширная библиография.

Книга предназначена для студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». Она может быть полезна и обучающимся по другим направлениям, а также специалистам, занятым в сфере технического обслуживания, ремонта газотурбинных газоперекачивающих агрегатов и проектирования объектов транспорта газа.

Книга может быть также использована в качестве учебно-методического пособия для повышения квалификации, профессиональной подготовки и переподготовки кадров предприятий, занимающихся проектированием, сооружением, эксплуатацией и обслуживанием объектов магистрального транспорта газа, в системах непрерывного фирменного и дополнительного профессионального образования.

Авторы выражают благодарность специалистам и руководителям за помощь, оказанную при подборе материалов рукописи: А. И. Черникову, В. Г. Перерве, И. О. Павликову, П. А. Шабанову, А. В. Кострову, А. И. Шепшелкову, В. В. Зубкову, А. Н. Северюхину, О. А. Новожилову — ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», В. М. Чубарову — ООО «Газпром трансгаз Самара», Д. В. Косолапову, Ю. М. Свердлику — ОАО «Гипрогазцентр», В. М. Рябину, Д. П. Ярову — Филиал АО «Центрэнергогаз» в городе Нижнем Новгороде и др.

# Глава 1. Надежность оборудования магистральных газопроводов

## 1.1. Общие положения и перспективы развития

Единая система газоснабжения (ЕСГ) Российской Федерации существенно отличается от национальных (других государств) и континентальных (Европа, Северная Америка) систем газоснабжения по масштабам производственных мощностей, организационной структуре, природно-климатическим условиям функционирования, по технологической специфике и др. Газ составляет более 50% в топливно-энергетическом балансе России, что значительно больше, чем в других индустриально развитых странах мира. Именно масштабы ЕСГ и ее первостепенная роль в энергетике и экономике определяют исключительную значимость проблемы надежности системы газоснабжения страны. [2]

Стабильность газотранспортной системы напрямую зависит от надежной и бесперебойной работы газоперекачивающего оборудования всей газотранспортной системы (ГТС). Для оценки надежности ГТС необходим системный, комплексный подход, рассматривающий надежность всех элементов ГТС, состоящей из линейной части, компрессорных станций, ГРС, вспомогательного оборудования и иных объектов, на всех временных этапах жизненного цикла объекта — от замысла (идеи) до его ликвидации (списания).

Проблемы технической и технологической надежности ЕСГ и оптимизации затрат на ее развитие, модернизацию и эксплуатацию необходимо решать во взаимной увязке технологических и технических аспектов. Эффективность программ энергосбережения, оптимизации потоков, перспективного развития, реконструкции и обеспечения эксплуатационной надежности и безопасности может быть достигнута только на основании достоверной информации о текущем техническом состоянии основных технологических объектов ЕСГ и прогнозировании его изменения с учетом реальных условий эксплуатации на кратко-, средне- и долгосрочную перспективу.

Говоря о надежности систем газоснабжения, отметим их основные особенности [3]:

- наличие протяженных (трубопроводы) и сосредоточенных (станции, установки и др.) объектов;
- большое число потребителей, разнородных по значимости и объемам потребления (а следовательно, множественность производственных функций системы);
- целесообразность введения нескольких показателей надежности, зависящих от постановки задачи;
- межсистемные и межноточные переемы;
- наличие средств временного резервирования — подземных хранилищ газа, установок по сжижению-регазификации, использующихся для повышения надежности снабжения потребителей и имеющих также другие производственные функции.

Практическая работа в этом направлении включает в том числе ряд мер, направленных на повышение (поддержание) надежности объектов МГ на всех этапах жизненного цикла, и требует безусловного выполнения программ и планов, таких как:

- генеральный план развития газовой отрасли;
- программа реконструкции объектов ГТС;
- планы диагностического обследования объектов ГТС;
- программа капитального ремонта объектов ГТС;
- внедрение современного оборудования и передовых технологий.

Результаты анализа основных положений отраслевых программ говорят о том, что в них в большей мере отражены технологические вопросы развития, модернизации и эксплуатации КС и не учитывается реальное техническое состояние оборудования.

Поэтому наиболее высокой степенью приоритетности в отраслевой инвестиционной политике должны обладать программы информационного и технического обеспечения диагностического обслуживания эксплуатируемого оборудования с созданием диагностических баз данных на уровнях ЛПУ, ГТП и на системном общеотраслевом. Максимальный эффект от использования оборудования в системе газопроводов ПАО «Газпром» может быть получен, если:

- техническое состояние (технично-экономические показатели) нового оборудования отвечает мировому уровню на период начала его использования, максимально поддерживается в межремонтный период, полностью восстанавливается при ремонте;
- оборудование имеет минимальные сроки простоя, эксплуатируется на оптимальных режимах и подвергается ремонтно-техническому обслуживанию в оптимальные сроки и в оптимальном объеме.

Силовое оборудование компрессорных станций наряду с трубами (технологические и межцеховые трубопроводы) является основным источником аварийности магистральных газопроводов. Примерно половина потерь годовой производительности магистрального газопровода обусловлена отказами компрессорных станций. [4]

Надежность объектов ГТС, по мнению В. А. Щуровского (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), можно представить в виде двух аспектов — *оперативно-тактического* и *стратегического*. [5]

*Оперативно-тактическую надежность в проектах магистральных газопроводов* обеспечивают:

- наличием резервных ниток на переходах через водные преграды;
- наличием резерва ГПА в каждом цехе: 2 + 1, 3 + 1, 4 + 1(2) и т. д.;
- наличием технологических перемычек на входе и выходе нескольких КС многониточного магистрального газопровода (МГ);
- наличием межсистемных и межниточных перемычек;
- созданием запаса базовых элементов ГПА (газогенераторов, силовых турбин, роторов газовых компрессоров и др.);
- обеспечением технических средств и запасов для оперативного восстановления линейной части МГ.

*Стратегическую надежность МГ*, связанную с ГПА, обеспечивают:

- унификацией схемных решений КС и выполнением типовых требований к КС, ДКС и КС ПХГ;
- выбором оборудования и материалов для строительства КС из соответствующих перечней, рекомендаций к применению в ПАО «Газпром»;
- выбором типоразмера ГПА с отработанной конструкцией и прошедшей приемочные испытания, включая длительные эксплуатационные испытания;
- выбором поставщика ГПА (и его базовых элементов) с проверенной репутацией;
- внедрением систем диагностики технического состояния оборудования КС;
- размещением на одной промплощадке ГПА разных типоразмеров и разных изготовителей, что в известной мере страхует от последствий системных (лавинных) конструктивных дефектов;
- взаимозаменяемостью базовых элементов ГПА разных поставщиков.

## **1.2. Краткая характеристика компрессорных станций**

Компрессорная станция является составной частью магистрального газопровода и предназначена для увеличения его производительности за счет повышения давления газа на выходе станции с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

*Компрессорная станция (КС) — комплекс сооружений магистрального газопровода, предназначенный для компримирования газа.* [6]

Технологические процессы, осуществляемые на компрессорной станции, следующие:

- очистка газа от жидких и механических примесей;
- сжатие газа;
- охлаждение после сжатия;
- измерение и контроль технологических параметров;
- управление режимом газопровода путем изменения числа и режимов работы ГПА.

Компрессорная станция является также опорным пунктом для системы технического обслуживания и ремонта (ТОиР) не только собственных объектов, но также оборудования и сооружений линейной части магистрального газопровода.

По технологическому назначению компрессорные станции подразделяют на:

- линейные КС (МГ);
- дожимные КС для сжатия газа при снижении давления на промыслах (ДКС);
- КС подземных хранилищ газа (КС ПХГ);
- нагнетательные КС;
- КС станций охлаждения природного газа (СОГ);
- «береговые» КС с увеличенной мощностью ГПА;
- КС заводов сжижения природного газа (г. Южно-Сахалинск, запуск в работу в 2008 г.; ЯНАО, начало эксплуатации 2017 г.);
- КС на морских платформах;

- КС для сжатия низконапорного и попутного нефтяного газа;
- бустерные компрессоры для компримирования топливного газа, которые обеспечивают необходимые параметры на входе в газоиспользующие установки (например, перед газотурбинными электростанциями);
- передвижные компрессорные установки.

В зависимости от типа привода газоперекачивающие агрегаты КС могут быть газотурбинные, электроприводные и поршневые (ГМК).

### **1.2.1. Состав линейной компрессорной станции**

В комплекс компрессорной станции КС в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов и с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования могут быть включены следующие объекты, системы и сооружения:

- один или несколько компрессорных цехов (КЦ);
- АСУТП (САУ КЦ) и система телемеханики;
- система приема, удаления и обезвреживания твердых и жидких примесей, извлеченных из транспортируемого газа;
- система электроснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система противопожарной защиты (пожаротушения КЦ);
- система охранной сигнализации<sup>1</sup>;
- система теплоснабжения;
- система канализации и очистные сооружения;
- система подачи газообразного азота в коммуникации КС<sup>2</sup>;
- система молниезащиты;
- система электрохимической защиты (ЭХЗ) КС;
- система маслоснабжения;
- система связи;
- стационарная система автоматического управления и телемеханики;
- административно-хозяйственные здания и сооружения; склады для хранения материалов, реагентов и оборудования; оборудование и средства технического обслуживания и ремонта сооружений линейной части и КС (ремонтные мастерские);
- вспомогательные объекты, диспетчерский пункт.

### **1.2.2. Состав компрессорного цеха**

*Компрессорный цех — составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).*

Компрессорный цех (КЦ) состоит из группы ГПА-1, установленных в общем или индивидуальных зданиях (ангарах, блоках, контейнерах), систем и сооружений, обеспечивающих его функционирование, таких как:

- технологические коммуникации с запорной арматурой (узел подключения к МГ, входной и выходной шлейфы с границей по кранам № 7 и № 8 (СТО 2-3.5-051-

<sup>1</sup> Изменения в составе КС к 2010 г. (в сравнении с КС 1990-х гг.).

<sup>2</sup> То же.

2006 и СТО 2-3.5-454-2010 Приложение Д) на узле подключения, камера приема и камера запуска; межплощадочные — 3 и технологические трубопроводы — 2);

- система (установка) очистки газа — 4;
- система (установка) охлаждения (АВО) газа — 5;
- система топливного, пускового и импульсного газа — 6;
- электрические устройства цеха (система электроснабжения КЦ) — 7;
- система автоматического управления (САУ);
- вспомогательные системы (маслоснабжения — 9, пожаротушения, отопления — 8, вентиляции, канализации, сжатого воздуха и др.).

**Примечание.** В соответствии с СТО 2-3.5-051-2010 в составе КЦ должен быть предусмотрен узел учета технологического газа (в отличие от КЦ 1990-х гг.)

В зависимости от типа привода, мощности и технологического назначения состав сооружений КС и их взаимное расположение могут меняться. По функциональному назначению и с учетом технологических и противопожарных требований площадки КС обычно разделяют на две зоны: производственную и служебно-производственного комплекса. Взаимодействие линейной части магистрального газопровода и КС осуществляется через узел подключения КС, обеспечивающий следующие режимы работы газопровода (подачи газа по газопроводу):

- с компримированием его на подключаемой КС — основной режим;
- без компримирования на подключаемой КС — временный режим работы газопровода при вынужденной остановке (отключении) КС или сокращении подачи газа по газопроводу;
- при периодической очистке его полости очистными устройствами от механических примесей с целью предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов компрессорной станции.

В настоящее время с целью повышения эффективности строительства КС все более широко применяют бесшлейфовые КС. На бесшлейфовой КС узел подключения КС к магистральному газопроводу располагается на площадке, непосредственно примыкающей к площадке КС.

Рассматривая КС бесшлейфовой компоновки, можно отметить следующие ее преимущества:

- сокращение трубопроводов и арматуры большого диаметра и площади застройки;
- экономия энергозатрат на сжатие газа;
- упрощение диагностики и ремонта трубопроводов (включая внутренний осмотр);
- повышение надежности работы МГ;
- сокращение стоимости и сроков строительства КС;
- сокращение стоимости и сроков проектирования КС.

Установка очистки газа на компрессорной станции предназначена для очистки компримируемого газа от жидкостей и механических примесей с целью предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов КС. В зависимости от конкретных условий установка включает в себя одну или две последовательные сту-



пени очистки. Первая ступень — масляные (сейчас вновь уже не устанавливаются) и циклонные пылеуловители, вторая — фильтры-сепараторы. В настоящее время применяют пылеуловители, совмещенные с фильтрами-сепараторами в одном корпусе, что существенно сокращает инвестиционные затраты на строительство установки очистки газа. Количество пылеуловителей и фильтров-сепараторов выбирают из условия, чтобы при отключении одного аппарата для технического обслуживания и ремонта оставшиеся в работе обеспечивали необходимую степень очистки газа и находились в пределах рабочей зоны. 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 (АВО). Степень охлаждения газа и число аппаратов выбирают таким образом, чтобы обеспечить устойчивость линейной части и сохранность изоляции газопровода, а также увеличить пропускную способность газопровода.

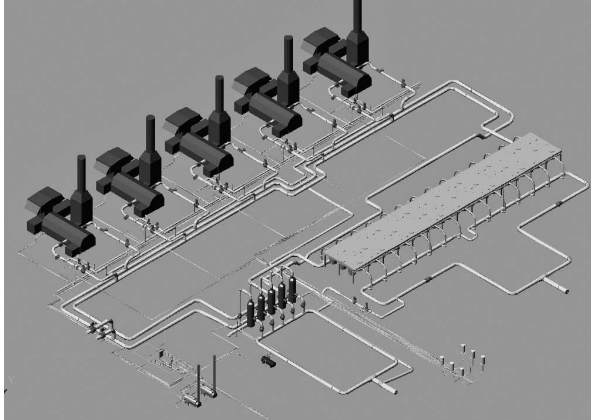
### **1.2.3. Модульные компоновки компрессорных станций — компрессорные станции нового поколения**

Компрессорный цех (КЦ) имеет несколько вариантов компоновки. Существует компоновка КЦ с коллекторной схемой обвязки ГПА и общестанционными установками очистки и охлаждения газа (рис. 1), ее еще называют *классической*, поскольку до 2000-х гг. подавляющее большинство линейных КС имели данную схему. У данной компоновки есть две модификации для полнонапорных и неполнонапорных ГПА. Начиная с 2000-х г. большинство КС строится по так называемой модульной компоновке (рис. 2). *Модульную компоновку КС* считают перспективным направлением в транспортировке природного газа. *Модульные компоновки* объектов ГТС нашли свое отражение при проектировании и строительстве МГ в России (МГ Сахалин — Хабаровск — Владивосток, Южный поток, Североевропейский газопровод — СЕГ и др.) и за рубежом.

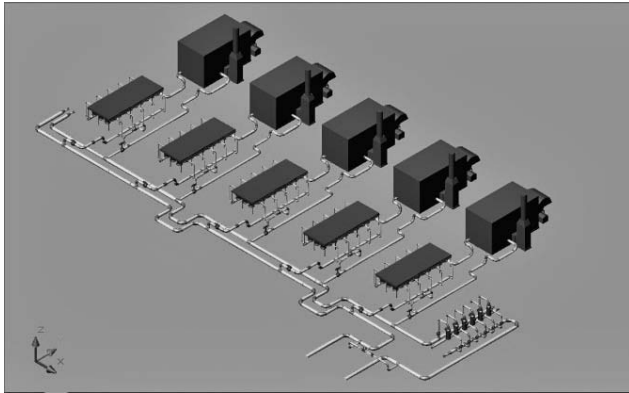
В связи с тенденцией укрупнения газовых потоков и отсутствием газотурбинных ГПА мощностью более 30–32 МВт современные компрессорные станции принято оснащать агрегатами (ГПА) мощностью 25, 16(18), 12, 10, 8 и 4 МВт.

Однако дальнейшее развитие ГТС ориентировано на создание блочно-модульной компоновки компрессорных станций, которая заключается в поагрегатном принципе формирования оборудования и систем, обеспечивающих работу агрегата (АВО газа, агрегатный блок подготовки топливного и буферного газа — АБПТБГ, пылеуловитель и другие вспомогательные системы). [7]

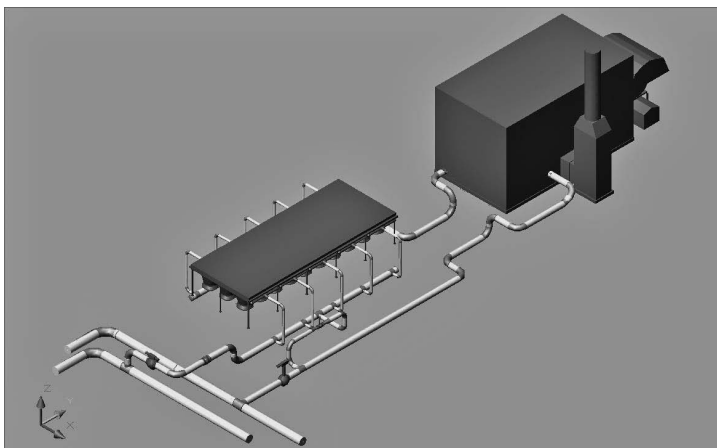
В настоящее время проектируются и строятся компрессорные станции с модульной компоновкой. Данное техническое решение подразумевает объединение аппарата очистки (пылеуловитель — ПУ), ГПА и аппарата воздушного охлаждения (АВО газа) в единый технологический модуль (ТМ), который является самостоятельной составляющей КС. Аппарат очистки газа может и не входить в состав ТМ (рис. 3), в этом случае установка очистки аналогична традиционной.



**Рис. 1.** Классическое исполнение КС



**Рис. 2.** Блочно-модульное исполнение КС



**Рис. 3.** Технологический модуль в составе ГПА и АВО газа

Существующие проекты модульных компоновок КС различаются схемами ТМ, когда в свой состав ТМ включают АВО газа, пылеуловитель (пылеуловитель — вертикальный или горизонтальный фильтр), без отключающей арматуры на коллекторах АВО газа.

Перспективам развития газотранспортной отрасли способствуют разработки и внедрение новых технических решений, инновационные технологии в проектах ОАО «Газпром проектирование». К предприятиям, занимающимся данными работами, можно отнести проектные и исследовательские институты: АО «Гипрогазцентр», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», АО «Гипроспецгаз» и др. Так, [8] отмечает следующие достоинства и особенности модульной компоновки КС и обвязки агрегатов, позволяющие:

- сократить время строительства (*за счет уменьшения самой площади застройки*) и введения объекта в эксплуатацию;
- сократить протяженность трубопроводов большого диаметра и технологических трубопроводов КС (уменьшить количество единиц арматуры за счет отсутствия кранов на ПУ и АВО, системы автоматического управления (САУ) АВО газа);
- сократить капитальные затраты на строительство, ремонтно-техническое обслуживание и эксплуатационные затраты;
- улучшить условия ремонтно-технического обслуживания эксплуатируемого оборудования;
- проводить более точную диагностику технического состояния АВО;
- равномерно распределить поток газа по АВО и ПУ;
- обеспечить самокомпенсацию трубопроводной обвязки нагнетателя и сократить до минимума длины «горячих» участков;
- сократить количество комплектных трансформаторных подстанций (КТП) за счет объединения систем электроснабжения ГПА и АВО газа;
- улучшить межцеховое взаимное резервирование ГПА;
- легко наращивать мощность КС;
- улучшить условия труда и экологической безопасности.

Наряду с преимуществами необходимо отметить недостатки блочно-модульной компоновки, которые влияют на надежность работы КС.

На КС, созданной по блочно-модульной схеме, резерв АВО газа и установок очистки газа (если они входят в ТМ) не предусматривается, а обеспечивается за счет резервного технологического модуля. Отсутствие резервных АВО газа и установок очистки газа при неисправностях на них требует вывода из эксплуатации всего технологического модуля, что существенно сказывается на снижении надежности работы КС в целом. Кроме этого, на первых КС, построенных по блочно-модульной схеме, отсекающую арматуру (краны № 1 и 2) устанавливали только на входе и выходе из модуля, и объем технологической обвязки ГПА, включая АВО газа, существенно увеличился по сравнению с традиционными компоновками. Это приводило в ряде случаев к тому, что при остановке ГПА и закрытии кранов № 1 и 2 газ из нагнетательной части обвязки, перетекая во всасывающую часть через нагнетатель, раскручивал его в обратном направлении. От вала нагнетателя приводятся в дви-

жение маслonaсосы, и при обратной раскрутке происходило нарушение снабжения маслом подшипников нагнетателя, что, в свою очередь, приводило к механическим повреждениям вала нагнетателя. Для исключения обратной раскрутки нагнетателя в технологическую схему модуля были введены дополнительные краны № 1–1 и 2–1, максимально приближенные к нагнетателю, а также введена дополнительная перемычка с автоматическим краном-регулятором, через которую происходит дополнительная разгрузка нагнетательного трубопровода при остановке ГПА (рис. 4).

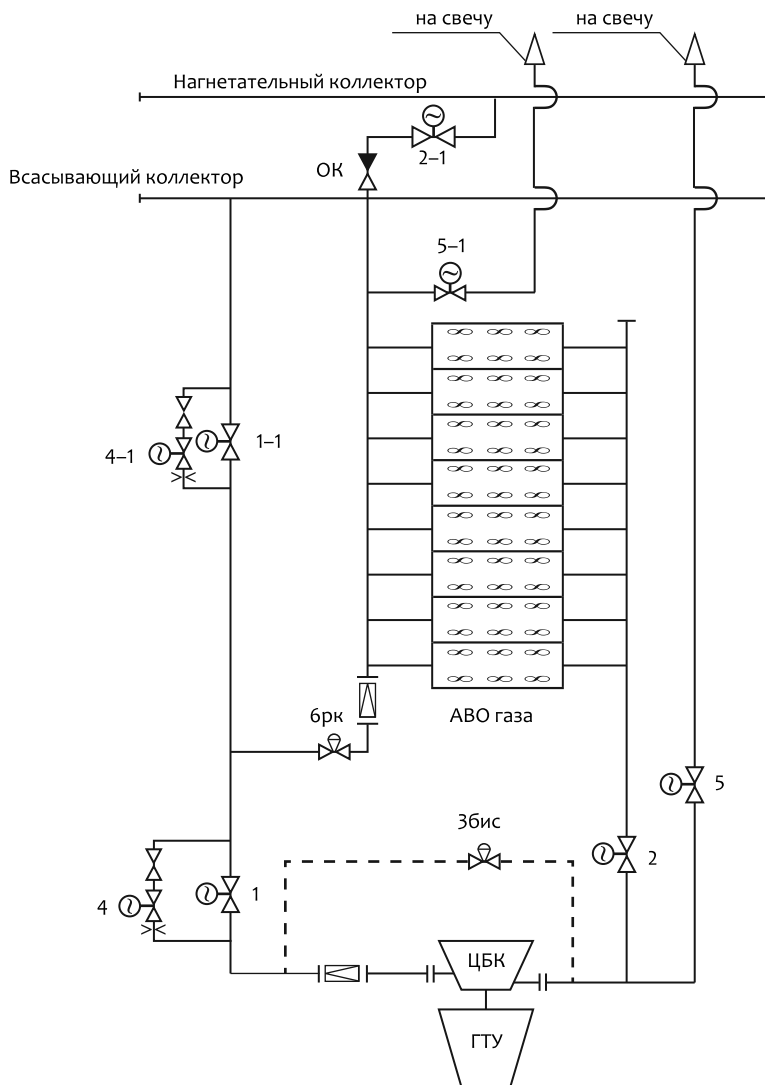


Рис. 4. Технологическая схема модульной компоновки технологического модуля с дополнительными отсечными кранами 1–1, 2–1 и краном-регулятором Збис

В связи с внедрением КС нового типа приоритетное направление в совершенствовании конструкции ГПА должно отвечать следующим *техническим требованиям*:

— оснащение ГПА агрегатным *блоком подготовки топливного и буферного газа* — БПТБГ;

— применение интегрированной агрегатной САУ, обеспечивающей управление маслоохладителями, АВО газа, электростартером, электро- и гидроприводами кранов и иными системами технологического модуля;

— электроснабжение АВО газа, электро- и гидроприводами кранов газовой обвязки ГПА от силового щита ГПА;

— снижение инвестиционных и эксплуатационных *затрат*;

— *применение электрической системы* запуска агрегатов;

— заправка маслом от передвижной маслозаправочной установки;

— газовоздушный обогрев ангарного укрытия;

— выемка двигателя через боковую стенку, шум теплоизолирующего кожуха (уменьшение монтажно-демонтажных работ по сравнению с осевой выкаткой);

— повышенное качество очистки циклового воздуха.

Наиболее эффективным усовершенствованием ГПА является применение полностью сухих ЦБК (без системы смазки), воздухоочистительного устройства с комбинированной системой фильтрации, обеспечивающего степень очистки 99,99% от влаги (1-я ступень) и твердых механических примесей (2-я и 3-я ступени — фильтры грубой и тонкой очистки) и др.

## Выводы

Новые технические решения, применяемые при проектировании и строительстве КС, имеют своей целью не только уменьшить стоимость строительства и эксплуатации, но и повысить надежность работы КС. Это достигается за счет модульной компоновки КС, имеющей в своем составе установки подготовки топливного, буферного

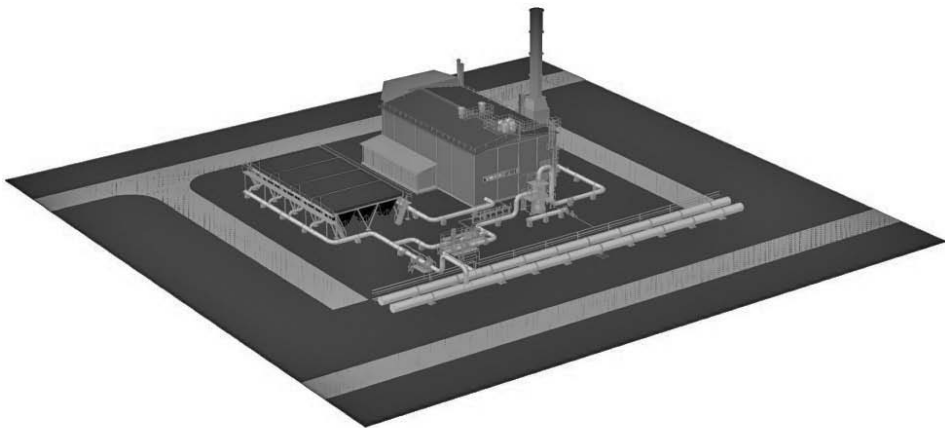


Рис. 5. Компрессорный модуль КС МГ «Сахалин — Хабаровск — Владивосток»

газа, барьерного воздуха и др.; применения современных надежных и эффективных ГПА; более эффективных установок очистки газа, охлаждения газа.

Меры, направленные на всестороннее повышение эффективности и надежности линейной части и КС, предполагают широкое использование КС модульной компоновки с использованием ГПА блочно-модульного или ангарного исполнения. Основные системы оборудования КС и ГПА, где это возможно, также должны быть модернизированы с учетом современных требований к модульным компоновкам КС (рис. 4, 5), ГПА и другому оборудованию КС.

### 1.3. Техническое состояние парка ГПА

Академик А. И. Берг, один из основоположников создания науки о надежности, еще в 1964 г. отмечал: «Проблема надежности, будучи удовлетворительно решена сегодня (а этого еще нет), по-новому возникает завтра и никогда не будет снята. Это вечная проблема, и эпизодическими мероприятиями ее не решить». *Теория надежности* как наука исследует влияние конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов на уровень надежности изделия. [9]

Приведем немного фактов из истории надежности. Профессор В. Л. Чебышев еще в 1880 г. установил зависимость качества поверхности детали от метода обработки. В 1934 г. по инициативе выдающегося ученого академика С. А. Чаплыгина была создана комиссия при АН СССР по изучению надежности и долговечности машин. Технический уровень развития промышленности Советского Союза в то время и ее оснащённость машинами были таковы, что наука о надежности не получила поддержки, и в 1939 г. комиссия АН СССР прекратила свое существование. Однако в 1934 и 1939 гг. она успела провести несколько конференций и совещаний, что привлекло ряд ученых к изучению проблемы надежности.

В течение 10 лет (1942–1952 гг.) преобладало мнение, что исследования надежности не могут вылиться в форму стройной теории и служить для прогнозирования надежности. В 1953 г. снова вернулись к вопросам надежности, появились научные работы в этой области, в связи с бурным развитием радиоэлектроники, ядерной физики, реактивной авиации и космической техники. Для этих отраслей надежность изготавливаемых устройств имела и имеет решающее значение. Полное признание наука о надежности получила к началу 1960-х гг.

В газовой промышленности вопросы надежности всегда были особо актуальны. В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976–1980 годы» были намечены главные пути дальнейшего ускоренного развития отрасли в десятой пятилетке, поставлена задача на основе технического перевооружения отрасли и интенсификации производства довести в 1980 г. добычу газа до 400–435 млрд м<sup>3</sup>/год. [1]

Прирост мощностей КС планировали осуществлять за счет ГПА с газотурбинным приводом мощностью 10, 16 и 25 МВт. Предстояло решать важные задачи по повышению надежности ГПА, доведению их моторесурса до 100 000 ч, увеличению

межремонтного ресурса до 30 000 ч и уменьшению времени простоев до 5–7% календарного времени.

В период спада и снижения темпов развития газовой отрасли (1995–1996 гг.) некоторым способом улучшились условия обеспечения надежности газотранспортных систем в связи с высвобождением рабочих мощностей и образованием значительного вынужденного резерва оборудования ряда КС (Уренгой — Помары — Ужгород). Это вынудило отказаться от *регламентированного технического обслуживания* и перейти на *техническое обслуживание и ремонт* оборудования исходя из *стратегии ремонта его до отказа*. Нужно заметить, что в соответствии с данной стратегией выполняют ремонт линейной части газопроводов. Таким образом, высвобожденный резерв оборудования, не востребованный долгое время, также подвергался старению и износу. Организационные и методические принципы сбора и обработки информации о надежности и экономичности КС определены ОСТ 51.135-85 и др.

Согласно ОСТ 51.135-85 *надежность компрессорной станции определена как «свойство КС МГ компримировать, очищать и охлаждать транспортируемый газ с сохранением эксплуатационных показателей в заданных пределах и соблюдение безопасности при определенных условиях эксплуатации»*.

К 1990-м гг. технический уровень газотранспортных систем ПАО «Газпром», по мнению А. С. Лопатина, Б. П. Поршакова и С. П. Зарецкого, оставался на достаточно высоком уровне и обеспечивал плановые поставки газа отечественным и зарубежным потребителям. Тем не менее средний возраст газопроводов превышал 20 лет, более 10% газопроводов по протяженности из соображений безопасности работали на пониженном давлении. И, как следствие, отмечался рост частоты аварийности на газопроводах. Так, после относительной стабилизации на уровне 0,2 случая на 1000 км газопровода аварийность в 1997 г. возросла до 0,26 случая на 1000 км (1998 г. — 0,24; 1999 г. — 0,18; 2000 г. — 0,22; 2001 г. — 0,2; 2002 г. — 0,21; 2003 г. — 0,18; 2004 г. — 0,19; 2005 г. — 0,16; 2006 г. — 0,11; 2007 г. — 0,10; 2008 г. — 0,13; 2009 г. — 0,09; 2010 г. — 0,038; 2011 г. — 0,07; 2012 г. (11 месяцев) — 0,08). [10] Это в полной мере можно отнести и к оборудованию компрессорных станций.

**Примечание.** Основным принятым в газовой отрасли показателем безотказности является параметр потока отказов (ППО). Для линейных участков трубопроводов используется удельный ППО, который оценивается количеством отказов на 1000 км в год.

Основной причиной повышения частоты аварийных ситуаций являлось возрастное распределение КЦ, поскольку к концу 1990-х годов подошел пик количества КЦ (к 1998 г. количество действующих КЦ в составе ГТП и ГДП — 600 шт.), введенных в эксплуатацию к середине 1980-х гг., а срок 14–15 лет эксплуатации оборудования «высокой стороны» КЦ (см. схему на рис. 6) является порогом, после которого вероятность отказа начинает превышать стандартную величину 2% и возрастать со временем. (За 8 лет аварии на КС МГ происходили со средней частотой — 1 авария в 2 года (1990–1998 гг.). Интенсивность отказов к 1998 г. составляла 0,053 отказа/цех·год.

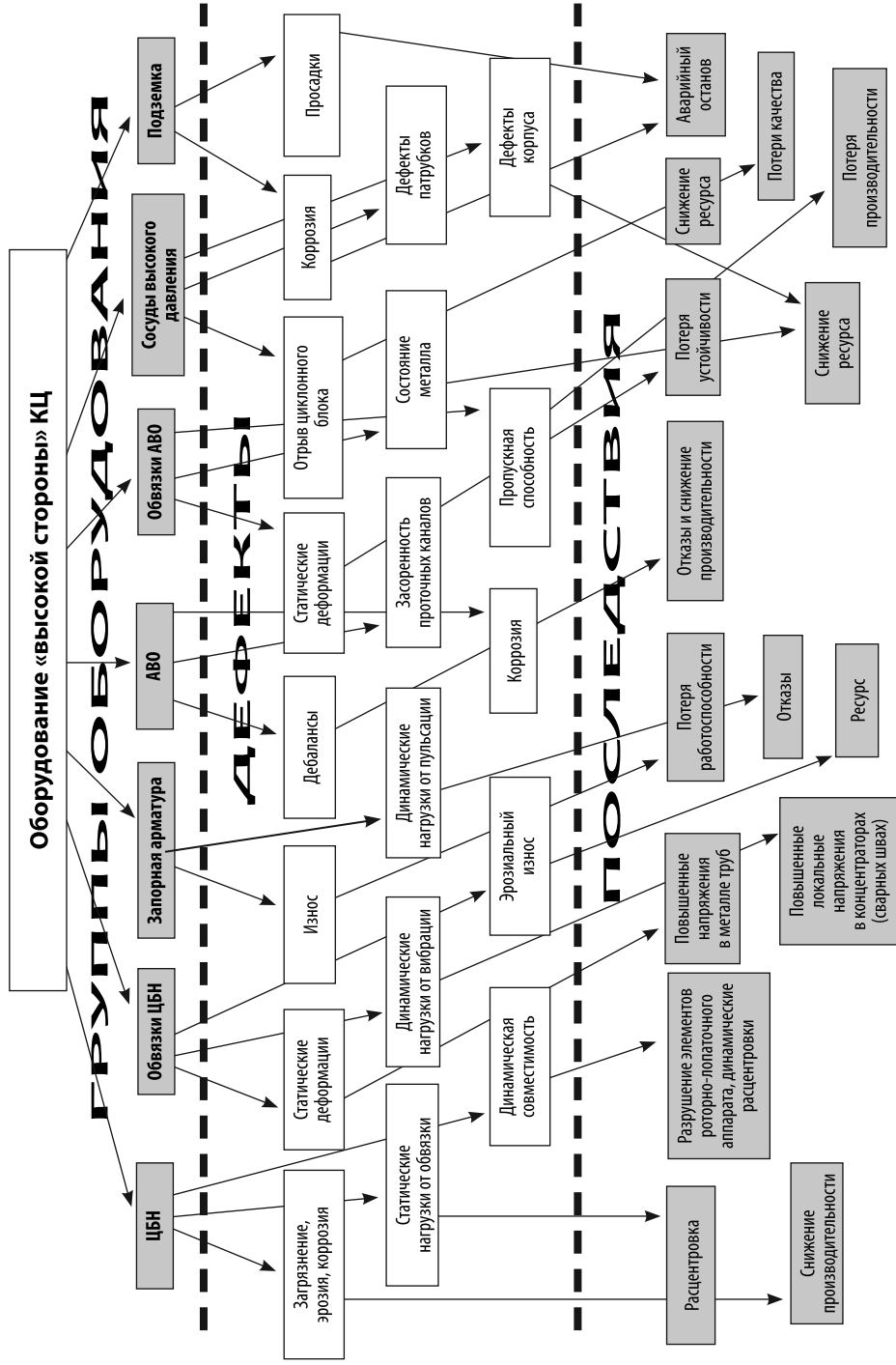


Рис. 6. Причинно-следственные связи надежности оборудования КЦ



Темпы прироста количества цехов с такой наработкой с 1998 г. увеличились, и следовательно, увеличился и поток отказов (рис. 7). [4]

Подобное положение, по словам В. Г. Засецкого (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), необходимо было исправлять в наиболее короткие сроки в рамках специализированной отраслевой программы с приоритетным инвестированием. Это было связано в первую очередь с тем, что массовый ввод КС, как указывалось выше, производился в 1970–1980-е гг. без обеспечения требуемого уровня контроля на стадии проведения строительно-монтажных работ и его отсутствия на стадии последующей эксплуатации.

В то же время реальная степень деградации оборудования и прогнозирование по каждому ГТП, ЛПУ, конкретному цеху, ГПА и газовой обвязке — это «*terra incognita*», поскольку уже достаточно большой объем парка ГПА в ближайшее время должен будет выработать ресурс, назначенный производителем, а часть его уже выработала и продолжала эксплуатироваться. При этом отсутствовали базы данных по техническому состоянию, дефектам и их статистике, качеству и объемам работ по ремонтно-техническому обслуживанию как по каждому отдельному типу ГПА, так и по их совокупности на каждом из уровней. В этих условиях расходы на ремонтно-техническое обслуживание и контроль технического состояния ГПА должны были увеличиваться, а этого практически не происходило. В результате не закупали даже системы диагностического обслуживания ГПА, принятые в отрасли в промышленную эксплуатацию и подтвердившие свою эффективность в реальных эксплуатационных условиях.

Задачи комплексного диагностического обслуживания оборудования компрессорных станций имеют высокую степень сложности на уровне ЛПУМГ с многоцеховыми КС, поскольку номенклатура установленного на них оборудования, сроки, условия и регламенты его эксплуатации существенно отличаются, так же как и конфигурация, структура и состав трубопроводных коммуникаций и характеристики грунтов. Для

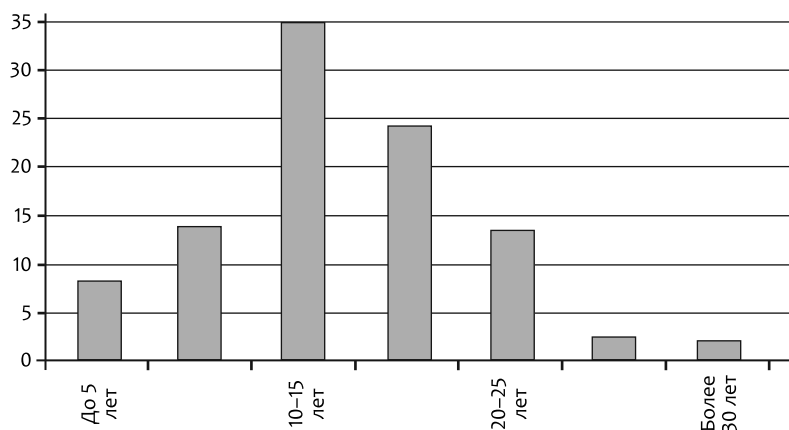


Рис. 7. Возраст компрессорных цехов, %

уровня газотранспортных и газодобывающих предприятий вышеперечисленные различия присутствуют еще в большей степени. Для их реализации необходимо было срочно разрабатывать и дорабатывать методы и средства обеспечения достоверной оценки технического состояния оборудования «высокой стороны», локализации всех выявленных дефектов, оценки степени деградации конструкционных материалов и прогнозирования остаточного ресурса по всем компонентам (трубы и катушки, технологические аппараты, запорно-регулирующая арматура, фасонные изделия, корпуса нагнетателей).

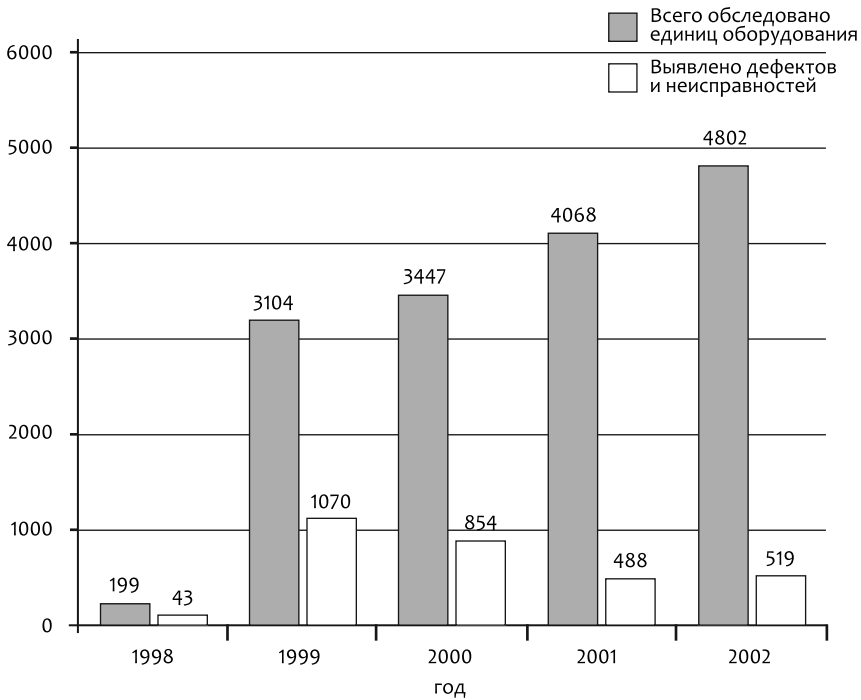
При этом одни методы и средства диагностического покомпонентного обслуживания могли быть рекомендованы для диагностического мониторинга в процессе текущей и на завершающей стадии эксплуатации цехов перед выводом в реконструкцию, а другие — на этапе реконструкции в условиях отсутствия газа в коммуникациях. Данные задачи необходимо было решать в срочном порядке, поскольку объемы строительно-монтажных работ, их длительность и объемы капитальных вложений при замене газовых коммуникаций очень велики, что подтверждалось желанием всех заказчиков к их сохранению в максимально возможном виде.

Проблема обеспечения надежности и эффективности систем транспорта газа была и остается актуальной сейчас и в будущем, а также является одной из наиболее приоритетных отраслевых задач. Анализ эксплуатационных показателей парка ГПА показывал, что их основные показатели надежности существенно отличались от принятых в отрасли (в то время) нормативов (см. также [11, 12]). В этих условиях для предупреждения аварийных ситуаций требовалось проведение периодического контроля технического состояния (ТС) оборудования «высокой стороны» КЦ, диагностирование возникших дефектов и их последующее устранение на ранней стадии развития. Как уже отмечалось выше, с увеличением возраста КС (рис. 11) продолжалось и «старение» парка ГПА. Распределение количества ГПА в диапазонах наработки с начала эксплуатации (по состоянию на 01.09.2010 г.) представлено Н. А. Калининым и В. И. Чернышевым в таблице 1. Более трети ГПА, эксплуатируемых в ПАО «Газпром», отработали свой назначенный ресурс. Одним из направлений поддержания эффективной и надежной работоспособности ЕСГ является реконструкция морально устаревших и отработавших свой назначенный ресурс ГПА, в том числе в связи с концепцией замещения импортных ГПА. В последнее время на реконструируемых и вновь вводимых объектах ЕСГ преимущественно устанавливают ГПА новых образцов отечественного производства. [13]

Реализация программы широкого базового диагностического обследования оборудования КС, начавшаяся в 1998 г. (рис. 8), показала правильность сделанного прогноза и выбранной стратегии диагностического обслуживания. С начала широкомасштабного внедрения этих работ число внезапных отказов стало падать, несмотря на увеличение количества оборудования, перешагнувшего 15-летний порог эксплуатации, а число предупрежденных отказов, обнаруженных диагностическими методами дефектов, — возрастать. Тенденция изменения фактической надежности или *вероятности отказов* (рис. 10) достаточно точно соответствовала *прогнозной кривой вероятности* (рис. 9).

**Распределение наработок ГПА по количеству, типам и видам приводного двигателя**

ГПА (производство)	Количество ГПА, имеющих наработку в тыс. машинных часов				Итого отработало назначенный ресурс
	до 30	30–100	100–180	>180	
ПАО «Газпром»	755	1926	1521	87	1608 (37%)
Стационарные ГПА (отечественные)	20	307	690	68	758 (70%)
Судовые ГПА	160	280	171	4	175 (28%)
Авиационные ГПА (отечественные)	361	731	254		254 (19%)
Стационарные (зарубежные)	29	122	205	2	207 (58%)
ЭГПА	169	362	158	13	171 (24%)
ГМК	16	124	23		23 (14%)



**Рис. 8.** Объемы работ по ДООКС, выполненных в 1998–2002 гг.  
Количество выявленных дефектов и неисправностей [10]

Таким образом, можно было утверждать, что при выполнении разработанной программы диагностического обслуживания оборудования «высокой стороны» КЦ интенсивность отказов к 2003 г. не будет превышать 0,02 отказа на цех в год. Такая ситуация к концу 2002 г. была зарегистрирована (см. рис. 11).

Как известно, большая часть отказов и дефектов проявляется у любого технического устройства в начальный период эксплуатации (обкатка) и при наработке, близкой к назначенному ресурсу. Основываясь также на данных, представленных

# Оглавление

Список сокращений .....	3
Предисловие .....	6
Глава 1. Надежность оборудования магистральных газопроводов .....	8
1.1. Общие положения и перспективы развития .....	8
1.2. Краткая характеристика компрессорных станций.....	10
1.2.1. Состав линейной компрессорной станции .....	11
1.2.2. Состав компрессорного цеха .....	11
1.2.3. Модульные компоновки компрессорных станций — компрессорные станции нового поколения .....	13
1.3. Техническое состояние парка ГПА .....	18
Глава 2. Свойства и показатели надежности объектов ГТС.....	27
2.1. Технические требования к ГПА, обеспечивающие их надежность .....	27
2.2. Основные показатели надежности .....	32
2.2.1. Статистические оценки показателей надежности ГПА .....	32
2.3. Сохраняемость .....	42
2.4. Безотказность .....	43
2.4.1. Безотказность и резервирование.....	44
2.4.2. Расчет безотказности.....	44
2.4.3. Показатели безотказности.....	46
2.5. Долговечность .....	47
2.5.1. Показатели долговечности .....	47
2.6. Ремонтпригодность .....	51
2.6.1. Факторы ремонтпригодности.....	51
2.6.2. Показатели ремонтпригодности .....	51
2.6.3. Частные показатели ремонтпригодности .....	52
2.7. Вероятностные показатели надежности .....	53
2.7.1. Основные положения .....	53
2.7.2. Закон Пуассона .....	58
2.7.3. Статистическое исследование качества технического обслуживания и ремонтов магистральных газопроводов .....	59
2.7.4. Исследование эксплуатационной надежности ГПА-Ц-16 с авиационным приводом НК-16СТ.....	65
2.7.5. Оценка безотказности ГТУ в эксплуатации.....	69
2.7.6. Иллюстрация возможностей спектральной диагностики подшипников приводных ГТД [35].....	72
2.8. Комплексные показатели надежности.....	74
2.8.1. Коэффициент готовности.....	74
2.8.2. Коэффициент оперативной готовности.....	77
2.8.3. Коэффициент технического использования.....	77
2.8.4. Комплексные показатели, характеризующие эксплуатационную надежность ГПА ПАО «Газпром».....	80
Глава 3. Системы и методики анализа надежности.....	85
3.1. Общие положения .....	85
3.1.1. Границы системы для проведения анализа. Уровни анализа.....	86
3.1.2. Анализ отказов и ранжирование оборудования по степени значимости его отказов .....	86
3.2. Анализ надежности систем сложной структуры на многоуровневых моделях.....	88
3.3. Основы технического состояния и целостности объектов ГТС .....	94

3.4. Особенности системы управления техническим состоянием и целостностью объектов КС .....	97
3.5. Анализ эксплуатационной надежности оборудования КС .....	99
3.5.1. Состояния эксплуатации оборудования КС .....	99
3.5.2. Требования к сбору исходных данных .....	100
3.6. Оценка показателей надежности, отказов и неисправностей газоперекачивающего оборудования.....	103
Глава 4. Неблагоприятные факторы эксплуатации ГППА.....	112
4.1. Факторы, влияющие на надежность приводных ГТД.....	112
4.2. Износ. Общие сведения .....	113
4.2.1. Количественная оценка износа. Определения .....	114
4.2.2. Виды и характеристики изнашивания, классификация .....	114
4.3. Старение объектов магистральных газопроводов .....	117
4.4. Нагрузки, действующие на ГПА.....	121
4.5. Усталостное разрушение элементов газотурбинных ГПА .....	123
4.6. Основные факторы, влияющие на ресурс высокотемпературной части ГТУ .....	125
4.7. Воздействия окружающей среды на работу компрессора ГТУ и ВОУ ГПА .....	129
Глава 5. Отказы и неисправности ГПА .....	131
5.1. Общие сведения .....	131
5.2. Характерные неисправности газотурбинного ГПА .....	136
5.3. Неисправности приводного газотурбинного двигателя ГПА .....	139
5.3.1. Осевой компрессор .....	141
5.3.2. Камера сгорания.....	142
5.3.3. Осевая турбина.....	146
5.4. Неисправности компрессоров центробежных нагнетателей .....	153
5.4.1. Неисправности роторов нагнетателей .....	153
5.4.2. Неисправности корпусов и других элементов ЦБК .....	157
5.5. Неисправности системы смазки .....	163
5.5.1. Подшипники ГПА .....	165
5.6. Отказы САУ и Р ГПА .....	169
5.7. Рекуператоры. Неисправности теплообменных аппаратов.....	172
Глава 6. Техническое состояние объектов магистральных газопроводов .....	174
6.1. Основные определения.....	174
6.2. Техническое состояние ГПА .....	176
6.3. Оценка технического состояния ГПА .....	177
Глава 7. Реконструкция объектов ПАО «Газпром» .....	186
7.1. Основные задачи реконструкции .....	186
7.2. Комплексные программы реконструкции объектов КС ПАО «Газпром» .....	189
7.3. Программы и планы повышения надежности объектов КС .....	193
7.4. Реконструкция САУ ГПА компрессорных станций ПАО «Газпром» .....	197
7.5. Реконструкция оборудования компрессорных станций газотранспортного предприятия .....	200
7.6. Модернизация и реконструкция ГППА. Модульность конструкций .....	200
Глава 8. Конструктивные способы обеспечения надежности газотурбинных ГПА .....	204
8.1. Примеры разработки практических конструктивных решений по обеспечению надежности основных частей ГПА .....	204
8.1.1. Стационарные ГТК-10-4, ГТ-750-6, ГТК-10И .....	204
8.1.2. Расширение диапазона устойчивой работы осевого компрессора ГТУ .....	207
8.1.3. Модернизация лопаток осевого компрессора ГТД .....	209

8.1.4. Модернизация камер сгорания газотурбинного приводного агрегата.....	210
8.1.5. Повышение надежности и эффективности камер сгорания ГТУ.....	212
8.1.6. Повышение вибрационной надежности камер сгорания.....	215
8.1.7. Повышение эффективности охлаждения криволинейных участков высокотемпературных поверхностей.....	217
8.1.8. Модернизация элементов турбин.....	218
8.2. Совершенствование конструкции авиаприводных ГПА.....	221
8.3. Оценка динамического давления в выхлопном тракте ГПА.....	228
8.4. Продление ресурса судовых газотурбинных двигателей — проблемы и пути их решения.....	228
8.5. Модернизация ЦБК и съемных проточных частей (СПЧ).....	238
8.6. Исследование помпажных явлений ГПА КС.....	239
8.7. Магнитные подшипники для ГПА.....	262
8.7.1. Системы масляных и магнитных подшипников ЦБН.....	271
Глава 9. Новые образцы ГПА ПАО «Газпром».....	278
9.1. Новые образцы ГПА и направления их развития.....	281
9.2. Качество и надежность ГПА $N_c = 16$ МВт в эксплуатации.....	296
9.3. Перечень конструктивных замечаний и мероприятий по ГПА $N_c = 16$ МВт (авиаприводные ГТД 1 и 2 типов, ГТД судового типа 3).....	299
9.4. Методическое обеспечение новых и ремонтных ГПА. Требования.....	305
9.5. Статистические данные основного оборудования КС и примеры новых направлений в технологии компримирования.....	307
Глава 10. Стратегии технического обслуживания и ремонта, ремонтно-восстановительного обслуживания ГГПА.....	314
10.1. Вопросы технического обслуживания и ремонта газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.....	314
10.2. Системы РТО и РВО ГПА 1990-х гг.....	315
10.3. Современная система технического обслуживания и ремонта оборудования КС.....	320
10.4. Планово-предупредительная система ТОиР ГПА.....	325
10.4.1. Осмотры и проверки ГГПА в процессе эксплуатации.....	325
10.4.2. Планово-предупредительные ТОиР объектов ГТС.....	326
10.5. Периодичность проведения ТОиР ГГПА.....	330
10.5.1. Стационарные ГПА.....	330
10.5.2. Техническое обслуживание и особенности конструкции стационарных ГТУ ГПА.....	334
10.6. Периодичность ремонтов ГПА с приводами авиационного и судового типа.....	336
10.6.1. Техническое обслуживание и ремонт конвертированных двигателей ГПА.....	337
10.6.2. Типовые и специальные ремонтные работы.....	341
10.7. Оценка количества запасных частей.....	344
10.8. Подготовка технологических карт, формуляров ремонтов ГПА в условиях КС.....	348
10.9. Резервирование ГПА компрессорных станций.....	351
10.10. Эксплуатация и ремонт по техническому состоянию.....	353
10.10.1. Переход от системы ППР к РВО «по состоянию».....	355
10.10.2. Принципы стратегии обслуживания «по состоянию».....	355
10.10.3. Модели обслуживания «по состоянию».....	356
10.10.4. Достоинства и проблемы перехода к эксплуатации «по состоянию».....	360
10.11. Стратегии эксплуатации (ТОиР) и теория восстановления.....	362
10.11.1. Восстанавливаемые и невосстанавливаемые объекты.....	362
10.11.2. Основы теории восстановления.....	365
10.11.3. Применение теории восстановления к сравнению процессов (стратегий) ТОиР.....	366
10.11.4. Взаимосвязь стратегий ремонтно-восстановительного обслуживания и стратегий эксплуатации.....	370

---

Глава 11. Некоторый опыт обслуживания, эксплуатации и ремонта оборудования российскими и иностранными предприятиями .....	375
11.1. «Дженерал Электрик» (GE).....	376
11.2. ООО «Сименс» и <i>Siemens Industrial Turbomachinery AB</i> .....	<b>378</b>
11.3. ООО «Искра — Турбогаз» и др. ....	379
11.4. Опыт эксплуатации «сухих» газодинамических уплотнений ЦБН .....	380
11.5. Предложения ООО «Турбоспецсервис» и ПАО «Тюменские моторостроители» по вопросам надежности, эксплуатации, ремонтно-технического обслуживания судовых ГТД ГПА .....	383
11.6. Опыт эксплуатации приводных двигателей судового типа в газотранспортном предприятии .....	385
11.7. Предложения специалистов КС ГТП по повышению надежности навесного оборудования двигателей ДЖ-59Л2 .....	386
11.8. Предложения ПАО «Газпром» по обеспечению эксплуатационной пригодности газотурбинных ГПА .....	388
Заключение .....	390
Список литературы .....	394
Электронное приложение <sup>1</sup>	

---

<sup>1</sup> Электронное приложение доступно по адресу <http://www.phoenixpub.ru/books/extra/32>



ФЗ от 29.12.2010  
№ 436-ФЗ

*Учебное издание*

РЕПИН Денис Геннадьевич  
РЫБАК Вадим Григорьевич

# Технологическая надежность магистральных газонефтепроводов

Электронное приложение доступно по адресу  
<http://www.phoenixpub.ru/books/extra/32>



Ответственный редактор	<i>М. Басовская</i>
Выпускающий редактор	<i>Г. Логвинова</i>
Технический редактор	<i>А. Столярова</i>

Формат 70×100/16. Бумага офсетная.  
Тираж 1 500 экз. Зак. № 2222

ООО «Феникс»  
344011, Россия, Ростовская обл.,  
г. Ростов-на-Дону, ул. Варфоломеева, 150  
Тел. (863) 261–89–59, факс (863) 261–89–50  
Сайт издательства: [www.phoenixrostov.ru](http://www.phoenixrostov.ru)  
Интернет-магазин: [www.phoenixbooks.ru](http://www.phoenixbooks.ru)

Свои пожелания и предложения по качеству  
и содержанию книг вы можете сообщить по e-mail:  
[idea@fenixrostov.ru](mailto:idea@fenixrostov.ru)

Изготовлено в России  
Дата изготовления: 05.2019.

Изготовитель: АО «Первая Образцовая типография»  
филиал «УЛЬЯНОВСКИЙ ДОМ ПЕЧАТИ»  
432980, Россия, Ульяновская обл.,  
г. Ульяновск, ул. Гончарова, 14