

**ДИАГНОСТИКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ**

Монография

Под общей редакцией доктора технических наук О. В. Крюкова

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2021

УДК 621.3
ББК 31.2
Д44

Авторы:

О. В. Крюков, Н. И. Сычев, М. Н. Сычев, В. А. Ипполитов, С. В. Воробьев

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой
автоматизированного электропривода ЛГТУ (г. Липецк) *В. Н. Мещеряков*;
доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ,
профессор кафедры электрооборудования, электропривода и автоматики
НГТУ им. Р. Е. Алексеева *В. Г. Титов*

Д44 **Диагностика и прогнозирование технического состояния электротехнических систем энергетики** : монография / [О. В. Крюков и др.] ; под общ. ред. д-р техн. наук О. В. Крюкова. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 184 с. : ил., табл.
ISBN 978-5-9729-0708-3

Представлены результаты проектирования, разработки и внедрения современного диагностического оборудования для оперативного мониторинга технологических агрегатов энергетики, включая компрессорные станции магистрального транспорта газа. Предложены результаты комплексного исследования аварийности электротехнических систем и перспектив повышения надежности работы оборудования с техническим обслуживанием и ремонтом по фактическому состоянию агрегатов. Приведено теоретическое обоснование инновационных методов прогнозирования технического состояния агрегатов и других технологических установок электроэнергетических систем.

Для специалистов технологических, электроэнергетических и радиотехнических отраслей. Может быть полезно студентам и аспирантам соответствующих направлений.

УДК 621.3
ББК 31.2

ISBN 978-5-9729-0708-3

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2021
© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Список принятых сокращений.....	5
Предисловие редактора.....	6
Введение.....	8
Глава 1. Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами	11
1.1. Перспективы развития газотранспортных систем России.....	11
1.2. Анализ структур современных компрессорных станций.....	14
1.3. Классификация и особенности работы ГПА на газопроводах	22
1.4. Состав парка ЭГПА, его ресурс и требования к электроприводу.....	30
1.4.1. Существующий парк ЭГПА в ПАО «Газпром».....	30
1.4.2. Нарботка и ресурс существующего парка ЭГПА	32
1.4.3. Технические требования к ЧРП ЭГПА и САУ.....	35
1.5. Оценка эффективности модернизации ЭГПА.....	39
Выводы	44
Глава 2. Встроенная система и лингвистические алгоритмы оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА	46
2.1. Анализ ЭГПА как объектов диагностики и требования нормативно-технической документации ПАО «Газпром»	46
2.2. Статистический анализ причин повреждаемости ЭГПА.....	51
2.2.1. Общий анализ эксплуатационной надежности ЭГПА	51
2.2.2. Влияние нагрева статорных обмоток на ресурс изоляции СД.....	59
2.2.3. Анализ влияния изменений питающего напряжения	65
2.2.4. Электродинамические нагрузки в стержнях статора СТД	70
2.2.5. Частичные разряды в высоковольтной обмотке СД.....	72
2.3. Математическое описание процедуры диагностирования ЭГПА.....	77
2.3.1. Методологический подход к диагностированию ЭГПА.....	77
2.3.2. Диагностические модели нерегулируемого СД ЭГПА.....	82

2.3.3. Диагностические модели частотно-регулируемого ЭГПА.....	84
2.4. Синтез алгоритмов диагностирования состояния ЭГПА.....	92
2.4.1. Методология систем прогнозирования состояния ЭГПА.....	92
2.4.2. Модели процессов функционирования ЭГПА.....	99
2.4.3. Методология нейронных сетей технического состояния ЭГПА.....	111
2.4.4. Сопоставление результатов с методом временных рядов.....	118
Выводы.....	121
Глава 3. Вопросы практической реализации ЭГПА на компрессорных станциях газопроводов.....	123
3.1. Экспериментальные данные новых энергоэффективных ВСМП.....	123
3.2. Реализации малолюдных технологий мониторинга «on-line» и Ethernet при модернизации ЭГПА.....	134
3.2.1. Примеры реализации технологий мониторинга «on-line» на КС.....	134
3.2.2. Примеры реализации Ethernet-технологий на электроприводных КС.....	143
3.2.3. Примеры реализации технологий магнитного подвеса в ЭГПА.....	146
3.3. Экологические и социальные аспекты внедрения АСУ с ВСМП.....	152
3.3.1. Анализ перспектив развития энергосистем РФ для возможного применения ЭГПА на КС.....	152
3.3.2. Применение новых технических средств повышения надежности центральных сетей, питающих электроприводные КС.....	157
3.4. Экологические и социальные аспекты внедрения ЧРП ЭГПА.....	160
Выводы.....	165
Заключение.....	167
Список литературы.....	170

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВО – аппарат воздушного охлаждения (газа, масла)
- АИН (АИТ) – автономный инвертор напряжения (тока)
- АСУ – автоматизированная система управления
- АРВ – автоматизированный регулятор возбуждения
- АЭП (ЧРП) – автоматизированный электропривод (частотно-регулируемый)
- БПФ (БПУ) – быстрое преобразование Фурье (Уолша)
- ВВ – высоковольтный (выключатель, преобразователь)
- ВИК – вычислительно-измерительный комплекс
- ВИЭ – возобновляемый источник электроэнергии
- ВСМП – встроенная система мониторинга и прогнозирования
- ГПА (ЭГПА) – газоперекачивающий агрегат (электроприводной)
- ГТС – газотранспортная система
- ГТУ – газотурбинная установка
- ЕСГ – единая система газоснабжения
- ИНС – искусственные нейронные сети
- КС (КЦ) – компрессорная станция (компрессорный цех)
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- МГ – магистральный газопровод
- МПСУ – микропроцессорная система управления
- МТ – малолюдные технологии
- ПТС – программно-технические средства
- ПЧ (МПЧ) – преобразователь частоты (матричный преобразователь частоты)
- САР (САУ) – система автоматического регулирования (управления)
- СА – система автоматизации
- СД – синхронный электродвигатель
- СЭС – система электроснабжения
- ТОиР – техническое обслуживание и ремонт
- ЦТП – цифровая трансформаторная подстанция

ПРЕДИСЛОВИЕ РЕДАКТОРА

Электроэнергетические объекты МГ, включая оборудование КС, линейных участков и вдольтрассовых потребителей, относятся в соответствии с нормативными документами РФ к объектам повышенной опасности (ОПО). Поэтому надёжность их работы является приоритетным фактором обеспечения их функционирования. Этим положением необходимо руководствоваться при комплексном проектировании и эксплуатации объектов топливно-энергетических систем (ТЭК).

По статистике в настоящее время более 70 % оборудования ТЭК имеет срок службы свыше 15 лет, оснащено агрегатами без систем мониторинга, что приводит к повышению уровня опасности их функционирования штатных режимах, вредному воздействию на окружающую среду и исполнительные механизмы, снижая их долговечность. До сих пор масштабных реконструкций и модернизаций по внедрению современных систем оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния объектов ТЭК на уровне локальных объектов и систем не проводилось, что привело к устойчивой тенденции увеличения аварийности основного технологического и вспомогательного электрооборудования.

Несмотря на специфику отраслевого применения систем мониторинга для электроэнергетики, оснащение их высокопроизводительными вычислительно-измерительными комплексами от интеллектуальных датчиков до многоуровневых нейро-нечетких технологий с интеграцией в рамках АСУ КС обеспечивает оптимизацию режимов работы каждого объекта, энерго- и ресурсосбережение, а также их системную безаварийность. Высокая эффективность разработки и внедрения современных встроенных систем мониторинга сегодня уже реальность и подтверждена многолетним опытом авторов по их проектированию, разработке, внедрению и эксплуатации на объектах нефтегазовой отрасли.

Применение высокотехнологичных и адекватных систем прогнозирования остаточного ресурса оборудования выгодно не только технически и экономически, но и несет системный *синергетический* эффект, который заключается в реализации инновационных технологий малолюдного и безлюдного обслуживания цехов и станций, а также в возможности перехода от неэффективных сегодня планово-предупредительных ремонтов к ТОиР по фактическому состоянию локальных объектов и установок.

Примеры успешной реализации проектов и технических решений с использованием программно-технических средств и систем автоматизации мониторинга объектов газовой промышленности всесторонне и достаточно подробно описаны в настоящей книге.

В представленной монографии авторов ООО «ТСН-электро» (г. Нижний Новгород) проведен комплексный анализ теоретических основ, аппаратных и алгоритмических средств для внедрения встроенных систем оперативной диагностики и прогнозирования технического состояния объектов в нефтегазовой отрасли. Систематизация новых аппаратных и алгоритмических возможностей мониторинга технологических установок КС производится адаптировано к конкретным агрегатам с возможностью реализации систем комплексной автоматизации.

Большой спектр рассматриваемых проблем мониторинга оборудования обусловил участие в его создании ведущих специалистов, долгое время занимающихся отдельными аспектами создания эффективных и достоверных диагностических комплексов.

Коллектив авторов выражают искреннюю благодарность рецензентам – Заведующему кафедрой «Автоматизированный электропривод» ЛПТУ (г. Липецк), профессору, д. т. н. В. Н. Мещерякову и Заслуженному деятелю науки РФ, профессору кафедры «Электрооборудование, электропривод и автоматика» НГТУ им. Р. Е. Алексеева, д. т. н. профессору, д. т. н. В. Г. Титову за ценные замечания по редактированию структуры и текста монографии.

Крюков О. В.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Природный газ на сегодняшний день является главным топливным элементом энергетического комплекса России и большинства экономически развитых стран Европы и всего мира [1]. На его долю приходится более 22 % объемов потребления всех видов источников с опережающей динамикой роста до 2050 года [2]. Это обусловлено тем, что из всех ископаемых источников природный газ является самым экономичным, экологически чистым и удобным потребителю видом топлива в длительной перспективе. В 2011 году, согласно статистике [3], достигнут рекордный прирост объемов запасов газа в ПАО «Газпром» за счет геологоразведочных работ – 719,8 млрд м³, что больше уровня добычи на 40,3 %.

Общеизвестно, что сэкономить тонну условного топлива даже без учета экологической нагрузки в несколько раз дешевле, чем добыть [4]. В этой связи в отрасли принят ряд нормативных документов по обеспечению бережного и максимально эффективного использования природных ресурсов [5], а также Концепция по энергоэффективности транспорта газа [6].

В качестве приводов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на компрессорных станциях (КС) используются газотурбинные [7], поршневые установки [8] и электроприводные ГПА (ЭГПА) [9–11]. Именно ЭГПА являются наиболее перспективными на КС, что обусловлено их преимуществами: низкие капитальные и эксплуатационные затраты, высокие энергетические показатели в совокупности с высокой надёжностью и экологичностью.

Развитие теории и практики ЭГПА прошло большой путь совершенствования аппаратной базы и технологий электромашиностроения, силовой полупроводниковой и микропроцессорной техники, а также вкладом, который внесли ведущие российские ученые – Белоусенко И. В., Ершов М. С., Зюзев А. М.,

Козярук А. Е., Мещеряков В. Н., Онищенко Г. Б., Титов В. Г., Шакарян Ю. Г. и др. [12–18] из отраслевых НИИ, НПО и ВУЗов – ВНИИГАЗ, ВНИИЭ, НИПТИЭМ, НИПОМ, НИУ «МЭИ», НМСУ «Горный» (СПб), ЛГТУ, МАМИ, РГУНГ им. И. М. Губкина, УрФУ и других. Однако, несмотря на это, инновационные исследования по энергоэффективности, экологичности и надёжности работы ЭГПА на КС магистральных газопроводов (МГ) продолжаются и сегодня [19–22].

Вместе с тем, вопросам системного анализа рациональных систем электрооборудования ЭГПА, САУ, мониторинга и автоматизации их в рамках линейных участков (ЛПУ) МГ уделяется недостаточное внимание. Для электропривода ГПА в настоящее время в основном еще используются неэкономичные нерегулируемые системы с асинхронными и синхронными машинами. При работе в режимах регулирования газоподдачи и обеспечения режима плавного запуска используются морально устаревшие и неэкономичные способы ступенчатого управления, перепускные клапаны и гидромолты, а также реакторные устройства запуска агрегатов. Данные устройства решают только локальные задачи, не обеспечивая комплекса проблем энергосбережения, мониторинга и автоматизации ЭГПА.

Поскольку магистральные газопроводы всегда относились к промышленным объектам повышенной опасности [6, 8, 23], независимо от режимов работы электроприводных КС с каждым годом повышаются требования обеспечения надежности и безаварийности работы всего оборудования. И это обусловлено не только объективными причинами (устаревшее оборудование, ненадежное электроснабжение КС и т. п.), но и нередко наличием «человеческого фактора» неквалифицированного обслуживания. Поэтому работа всех элементов ЭГПА (стоимость которых, к тому же, весьма значительна) должна контролироваться встроенной системой мониторинга и прогнозирования (ВСМП) в режиме «online». При этом проектирование ее должно вестись параллельно с проектированием всех систем диагностики КС. Ведущиеся в настоящее время разработки в области технической диагностики ЭГПА [24, 25] не отвечают пока требованиям оперативности обнаружения и принятия решений и не предполагают единого

теоретически обоснованного подхода ко всем элементам электрооборудования и, как следствие, не совсем пригодны в практическом плане.

Всё вышесказанное свидетельствует о том, что комплексное решение современных задач научного обоснования и создания инновационных и интеллектуальных систем управления и диагностики электроприводных газоперекачивающих агрегатов для повышения надежности и энергоэффективности магистрального транспорта газа является несомненно актуальным.

Глава 1

ОСОБЕННОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ

1.1. Перспективы развития газотранспортной системы России

В настоящее время газовая промышленность России является крупнейшим базисом экономики страны и евразийской системы энергообеспечения. РФ занимает первое место в мире по запасам и добыче газа, обеспечивая более 21 % его мирового производства и 25 % всех международных поставок. Важность природного газа в мире как сырья ТЭК и многих отраслей промышленности доказывает сегодня грандиозный рост потребности рынка и объемов поставок основных газодобывающих стран мира – Норвегии, Ирана, Катара, Алжира, Нигерии и даже США (по сланцевому газу). Политический штамп «нефтегазовой иглы» к этим странам, как и к РФ, не адекватен, поскольку в результате экспортных поставок в них растет производство, появляются инвестиции, и повышается уровень жизни населения. Вместе с тем, несмотря на непрерывный рост добычи и поставок газа на внутренний и внешний рынок России, ее доля объемов продаж газа потребителям в мире неуклонно снижается (рис. 1.1).

Поскольку природный газ относится к невозобновляемым ресурсам, а основные месторождения России (с освоением в 50–80-е годы) сегодня эксплуатируются в режиме падающей добычи, проблема надежности, энергоэффективности и экологичности в отрасли приобретает особое значение.

Перспектива развития газотранспортных систем (ГТС) обусловлена:

- отказом от использования АЭС многими развитыми странами мира;
- сокращением использования угля как наименее экологичного топлива;
- общим ростом народонаселения, особенно в странах АТР;
- поступательным развитием промышленности, в т. ч. в странах АТР;
- сокращением мировых ресурсов нефти;
- тенденциями глобального похолодания в мире к 2030–50 гг.

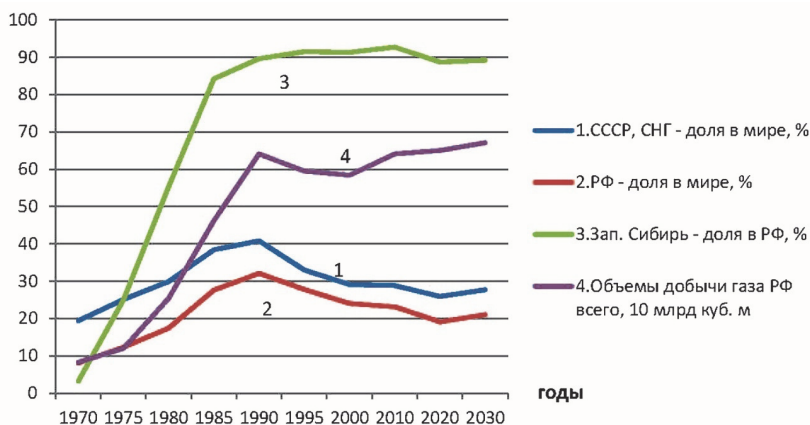


Рис. 1.1. Динамика добычи природного газа в России и мире

Необходимость магистрального транспорта природного газа в России обусловлена значительными расстояниями от месторождений (узлов газонакопления) до основных потребителей (рис. 1.2). Причем, если до 1970-х гг. основные разведанные полюсы газонакопления находились в Европейской части РФ (Волго-Уральская, Прикаспийская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции), а доля Сибири составляла менее 3 %, то в настоящее время – картина обратная (рис. 1.1). И если сейчас средняя протяженность МГ составляет около 3000 км, то в ближайшей перспективе она увеличится до 5000 км и более. При этом вырастут и затраты на транспорт газа у потребителя, которые уже сегодня составляют в среднем около 52 %.

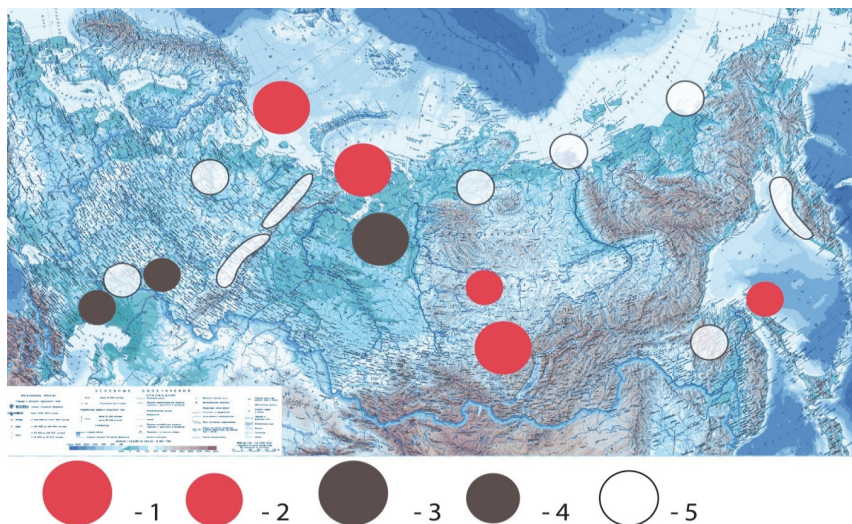


Рис. 1.2. Узлы (полюсы) газонакопления на территории России:

1 и 2 – гигантские и большие узлы газонакопления, где ведется активная газодобыча; 3 и 4 – гигантские и большие узлы газонакопления, не вовлеченные в активную добычу; 5 – прогнозируемые гигантские узлы газонакопления

Эти проблемы развития новых ГТС необходимо увязывать с ситуацией существующего состояния систем магистрального транспорта газа РФ:

- За 60 лет в ПАО «Газпром» построено свыше 168,3 тыс. км трубопроводов и 222 линейных КС. В них из 3738 ГПА мощностью 43,8 ГВт, доля ЭГПА составляет менее 14 % (около 700 СД мегаваттного класса $P_{\Sigma} = 6$ ГВт).
- Более 70 % парка ЭГПА имеет срок службы более 20 лет, а отдельные – 30–40 лет. Практически они выработали ресурс и устарели морально.
- Некоторые МГ работают в режимах пониженной газоподачи, что приводит к изменению режимов и энергетических характеристик ЭГПА, и даже выводу отдельных агрегатов из эксплуатации на консервацию.

- Отсутствие отечественного рынка конкурентоспособной продукции для модернизации ЭГПА, а использование иностранных предложений в основном не рентабельно.
- Тарифные перекосы цен на газ и электроэнергию. Использование электроприводов вместо ГТУ на новых КС было бы допустимым при соотношении стоимости 1 м³ газа к 1кВт·ч электроэнергии более 3,7–4,5. Текущие же тарифы дают потери газотранспортным предприятиям.

Все это предопределяет необходимость перехода газовой отрасли от экстенсивного к интенсивному пути дальнейшего развития [49, 89, 116] с приоритетами по повышению энергоэффективности, надежности и экологичности режимов газотранспортных систем. Достижение по этим характеристикам показателей ГТС ведущих мировых промышленно развитых стран возможно путем расширения функциональных возможностей применения новой техники и IT-технологий агрегатов магистрального транспорта газа на основе системного анализа работы КС МГ. Для этого необходима единая идеология проектирования и теоретически обоснованные методы формализации, синтеза и анализа ЭГПА как на локальном, так и на уровне АСУ ТП.

1.2. Анализ структур современных компрессорных станций

К настоящему времени в России создан научно-производственный потенциал газовой отрасли с решением стратегических задач [2, 3, 26]:

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

Именно ЕСГ РФ является в ПАО «Газпром» центральной и наиболее значимой из них (рис. 1.3), поскольку обладает: значительной протяженностью,

большими расстояниями на одну нитку (3430 км) и высокой энергоемкостью при потенциале энергосбережения до 70 %.

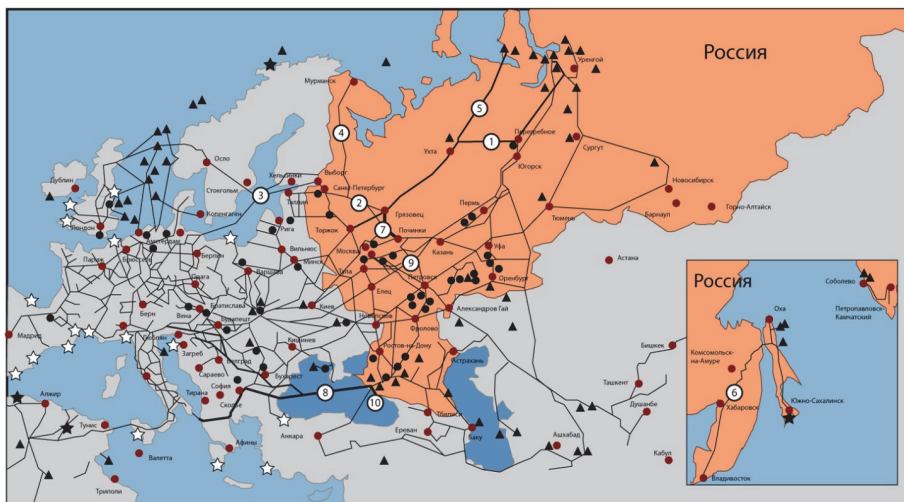


Рис. 1.3. Современная Евразийская газотранспортная система ПАО «Газпром»

Наша ЕСГ является крупнейшей в мире, уступая лишь газотранспортной сети США (412 тыс. км), а по мощности газопотоков и энерговооруженности значительно превосходит газопроводы промышленно развитых стран. На рис. 1.4 приведена структура дальнего транспорта газа, включающая промышленную ГКС, и собственно магистральный газопровод с необходимым числом L КС, который заканчивается у крупных потребителей газорегулирующими пунктами и ПХГ с дожимной КС. Основные параметры газопроводов (диаметр и толщина стенок труб, пропускная способность, протяжённость, расстояние между КС, потери давления на линейных участках, давление на входе/выходе КС, тип ГПА) выбираются при проектировании в соответствии с нормативной документацией (национальной и отраслевой) [17, 27, 28].

Однако, как известно, при прохождении газа по МГ возникают потери давления из-за трения потока о стенку трубы. Например, при перекачке газа объемом 90 млн м³/сут на участке длиной 110 км по трубе диаметром 1400 мм давление падает с 7,6 до 5,3 МПа. Поэтому транспортировать газ на большие расстояния только за счет естественного пластового давления невозможно.

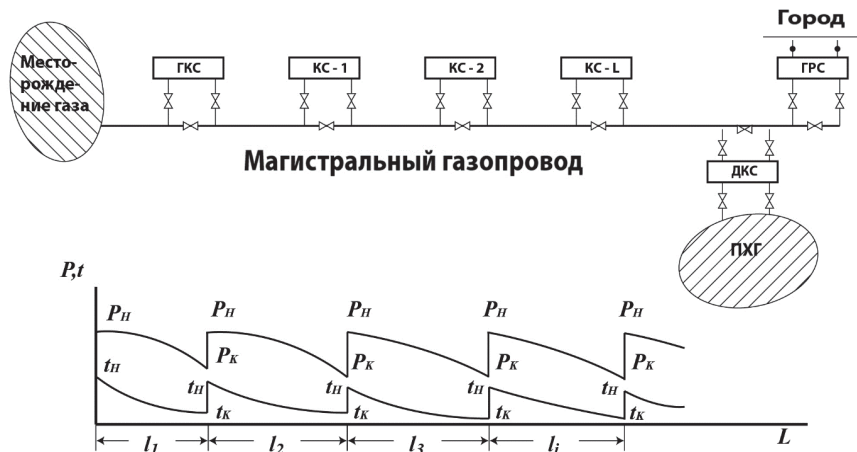


Рис. 1.4. Структура МГ и изменения давления и температуры газа вдоль трассы

Повышение давления газа на КС осуществляется в одну, две или три ступени с помощью поршневых или центробежных нагнетателей. Оптимальный режим работы МГ заключается в максимальном использовании их пропускной способности при минимальных энергозатратах на компримирование и транспортировку. В значительной степени этот режим определяется работой КС, устанавливаемых по трассе газопровода через каждые 100–150 км. Длина участков газопровода между КС рассчитывается, с одной стороны, исходя из величины падения давления газа на одном участке не более чем на 1,6–2,5 МПа, а с другой – исходя из привязки станции к населенным пунктам, источникам водоснабжения, электроэнергии и т. п. Оптимальная работа КС зависит от типа и числа ГПА,

установленных на станции, их энергетических показателей и технологических возможностей, включая регулирование.

Таким образом, современная КС, показанная на рис. 1.5, – это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по транспорту природного газа. На МГ различают три основных типа КС: головные (или промысловые), линейные и дожимные. Линейные КС устанавливаются на МГ для компримирования поступающего на станцию природного газа, с давления входа до давления выхода, обусловленных проектными данными, обеспечивая постоянный заданный расход газа по газопроводам.



Рис. 1.5. Общий вид компрессорной станции с приводными двигателями СТД-12500

Для компенсации неравномерности сезонного газопотребления, график которого показан на рис. 1.6, вблизи крупных городов сооружаются подземные хранилища газа (ПХГ), в которые производится закачка избыточного газа ле-

том, а зимой из них отбирается газ. Как видно из рисунка, наибольшее влияние на режим работы КС и отдельных ГПА оказывают сезонные изменения производительности МГ с максимумом подачи газа в декабре–январе и минимумом – летом из-за большего потребления энергоресурсов в отопительный период.

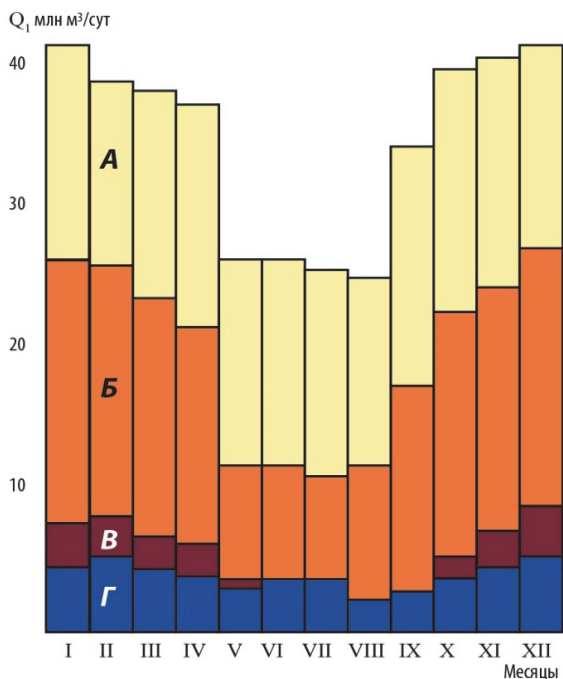


Рис. 1.6. Схема сезонного колебания расхода газа крупного промышленного центра:
А – ТЭЦ; Б – промышленность; В – отопление; Г – ЖКХ

Режим работы современного газопровода, несмотря на наличие станций ПХГ характеризуется неравномерностью подачи газа в течение года, месяца и даже суток (рис. 1.7). Оборудование и обвязка КС приспособлены к переменному режиму работы МГ, однако он приводит к снижению загрузки ГПА и, как следствие, к перерасходу топливного газа или электроэнергии из-за отклонения от оптимального режима и смещения рабочей точки от максимума КПД.