

На правах рукописи

ЮКИН ГРИГОРИЙ АРКАДЬЕВИЧ

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ, ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ
И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГПА

Специальность 25.00.19 - «Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Уфа - 2003

Работа выполнена на кафедре Промышленная теплоэнергетика Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Байков Игорь Равильевич.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Тухбатуллин Фарит Гарифович;
кандидат технических наук
Гольянов Андрей Иванович.

Ведущая организация ООО «Пермтрансгаз».

Защита диссертации состоится «25» декабря 2003 года в 14:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертационной работой можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «24» ноября 2003 года

Ученый секретарь
диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы работы

Газовая промышленность является одной из важнейших составных частей топливно-энергетического комплекса (ТЭК). «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» предусматривает дальнейшее увеличение добычи газа, как для внутреннего потребления, так и для экспорта, интенсивную реализацию организационных и технологических мер по экономии топлива и энергии.

Основной объём российского газа в настоящее время добывается в Западной Сибири в удалении от потребителей. Затраты топливного газа на транспорт в настоящее время составляют 8,4% от объёма перекачиваемого газа на магистральных газопроводах (МГ) России. Расход топливного газа при поставках на экспорт примерно в 2 раза больше. Поэтому вопросы снижения расхода топливного газа и повышение экономической эффективности работы компрессорных станций имеют большое значение.

Одним из методов снижения расхода газа на собственные нужды компрессорных станций является оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Задача оптимизации неразрывно связана с диагностированием режимов работы ГПА.

Режимы работы ГПА определяются как параметрами работы соответствующего компрессорного цеха (объём транспортируемого газа, степень повышения давления, температура окружающего воздуха и т.д.), так и техническим состоянием элементов ГПА. Условия работы КС постоянно меняются в силу сезонных вариаций объёмов транспортируемого газа. Параметры технического состояния элементов ГПА также изменяются с течением времени. В настоящее время на КС, как правило, не организована комплексная оценка технического состояния ГПА. Поэтому при определении режимов работы ГПА техническое состояние их элементов не учитывается. Точность определения параметров ра-

боты ГПА определяет эффективность решения задачи оптимизации транспорта газа.

В связи с этим особое значение приобретают усилия, направленные на разработку надежных и достоверных методов диагностирования и оптимизации режимов работы ГПА.

Цель работы - разработка методов диагностирования, оперативного контроля и оптимизации режимов работы газоперекачивающих агрегатов, позволяющих повысить энергетическую эффективность работы компрессорных станций.

Задачи исследований

1. Исследования влияния условий работы ГПА на точность определения параметров нагнетателя.
2. Создание и апробация унифицированной методики оперативного контроля энергетической эффективности работы газотурбинных установок.
3. Разработка методов оптимизации режимов работы компрессорных станций на основе вероятностно-статистических методов с применением алгоритмов самоорганизации.
4. Оптимизация схемы работы ГПА при снижении производительности газопроводов.
5. Создание методики проведения инструментальных обследований ГПА для определения энергоэффективности работы компрессорных станций.

Методы решения задач

При решении поставленных задач и обработке промышленной технологической информации использовались вероятностно-статистические методы и методы теории самоорганизации.

Научная новизна

1. Показано, что в компрессорных цехах с параллельной обвязкой ГПА может наблюдаться неконтролируемое смещение параметров работы агрегатов, что приводит к увеличению расхода топливного газа.

2. Создана унифицированная методика определения коэффициента полезного действия газотурбинных установок на основе измерения параметров рабочего тела за силовой турбиной, позволяющая оперативно контролировать энергетическую эффективность работы ГПА с газотурбинным двигателем любого типа.
3. Разработан метод определения оптимальных параметров работы компрессорных цехов на основе алгоритмов самоорганизации.

На защиту выносятся теоретические выводы и обобщения, методы и практические рекомендации по диагностированию, оперативному контролю и оптимизации режимов работы ГПА.

Практическая ценность работы

Методика определения энергетической эффективности работы газотурбинных установок (ГТУ) по измерениям параметров рабочего тела за силовой турбиной применялась при проведении энергетических обследований компрессорных станций ООО «Баштрансгаз», ООО «Севергазпром» и энергоаудита ЛПУ МГ «Шаран» и ЛПУ МГ «Шемордан».

На основе проведенных исследований разработана «Временная методика определения энергетической эффективности работы газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом», рекомендованная ОАО «Газпром» к применению при проведении энергетических обследований ЛПУ МГ.

Апробация работы. Основные положения диссертации доложены и обсуждены:

- на Межрегиональной научно-методической конференции «Проблемы нефтегазовой отрасли», Уфа, декабрь 2000 г.;
- Научно-практической конференции «Энергосбережение в РБ», Уфа, декабрь 2001 г.;
- 53-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, УГНТУ, Уфа, апрель 2002 г.

- Всероссийской конференции «Региональные проблемы энергосбережения и пути их решения», Н. Новгород, октябрь 2002г.;
- Международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра» Уфа, ноябрь 2002г.;
- 4-м конгрессе нефтегазопромышленников России, Уфа, май 2003 г.
- 3-м Российском энергетическом форуме, Уфа, октябрь 2003 г.

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 13 работ, в том числе 3 статьи, 9 тезисов докладов на научно-технических конференциях, 1 нормативный документ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, содержит 145 страниц машинописного текста, в том числе 14 таблиц, 40 рисунков, библиографический список использованной литературы из 168 наименований и одного приложения.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи исследования.

Первая глава диссертации посвящена исследованию существующих методов диагностирования, оперативного контроля и оптимизации режимов работы компрессорных станций и газоперекачивающих агрегатов.

В первом разделе дается обзор методов оптимизации трубопроводного транспорта газа. Оптимальные параметры газопроводов и компрессорных станций изменяются в результате сезонной вариации объемов транспортируемого газа, а также изменение технического состояния оборудования компрессорных цехов. Задача оптимального управления транспортом газа в настоящее время полностью не решена. Естественным критерием управления транспортом газа

является минимум суммарных затрат на перекачку. Так как система газопроводов является единой, то для решения задачи оптимального управления газопроводной системой необходимо использовать теорию сложных динамических систем. Однако устойчивость решения задачи управления существенно зависит от размерности (числа параметров) задачи. Общее число параметров, определяющих работу всей газопроводной системы, составляет десятки тысяч переменных параметров. Поэтому решение единой оптимизационной задачи управления транспортом газа невозможно. При анализе сложных динамических систем широкое распространение получил метод разделения системы по типам движения. Этот подход реализован и в схеме управления транспортом газа. Общий критерий оптимизации разбит на несколько частных критериев, которые определяют режимы работы газопроводов и компрессорных цехов. Используемые в настоящее время критерии оптимальности не учитывают техническое состояние элементов ГПА.

Многолетний опыт эксплуатации газотранспортных систем показывает, что оптимизация режимов работы ГПА и вспомогательного оборудования КС невозможна без организации и использования службы диагностики ГПА. Основные методы диагностирования технического состояния газоперекачивающих агрегатов рассмотрены во втором разделе главы. Разработке методов и средств оценки технического состояния ГПА посвящены работы Байкова И.Р., Баркова А.В., Бесклетного Н.Е., Будзуляка Б.В., Гольянова А.И., Зарицкого С.П., Ильина В.А., Казаченко А.Н., Калинина М.А., Камардинкина В.П., Китаева С.В., Крейна А.З., Микаеляна Э.А., Никишина В.И., Поршакова Б.П., Райнова Б.М., Смородова Е.А., Смородовой О.В., Седых А.Д., Тихонова А.Д., Тухбатулина Ф.Г., Усошина Ю.С. На основании проведенного сравнительного анализа методов диагностирования (трибодиагностики, вибродиагностики и параметрической диагностики) технического состояния элементов ГПА сделан вывод, что для анализа режимов работы и энергетической эффективности ГПА наиболее предпочтительными являются методы параметрической диагностики.

В третьем разделе проводится анализ современных автоматизированных систем оперативного контроля параметров работы ГПА. Анализ конкретных систем, установленных на компрессорных станциях, показал, что современные автоматизированные системы позволяют производить оперативный контроль параметров работы ГПА в режиме реального времени. Однако в недостаточной степени используются современные методы обработки баз данных информационно-измерительных систем для определения показателей технического состояния и энергетической эффективности ГПА.

Четвертый раздел главы посвящен исследованию возможности применения вероятностно-статистических методов для определения оптимальных параметров работы компрессорных станций. Разработке статистических моделей в трубопроводном транспорте нефти и газа посвящены работы Мирзаджанзаде А.Х., Байкова И.Р., Галлямова А.К., Гольянова А.И., Гумерова А.Г., Зарицкого С.П., Шаммазова М.А. и многих других. Одним из условий построения статистических моделей является достаточная вариация основных параметров изучаемого процесса. Поэтому был проведен статистический анализ вариации параметров работы компрессорных цехов ООО «Баштрансгаз» и ООО «Севергазпром». Анализ показал, что основные параметры работы компрессорных цехов (объем транспортируемого газа, давление на входе и выходе КС, степень повышения давления на КС и т.д.) варьируются в больших пределах. Поэтому статистическая информация о параметрах работы различных компрессорных цехов может быть положена в основу разработки статистических моделей оптимизации параметров трубопроводного транспорта.

Во второй главе рассматриваются вопросы диагностирования режимов работы ГПА. В первом разделе проводится анализ различных методов определения режимов работы ГПА на основе теории ошибок и критериев согласия для проверки статистических гипотез. Режим работы ГПА наиболее точно определяется по измерениям расхода транспортируемого газа. Однако в настоящее время не ведется учет расхода транспортируемого газа по каждому ГПА. Мето-

ды определения рабочей точки нагнетателя по его характеристикам (степени сжатия, мощности) существенно менее надежны. Точность этих методов значительно снижается при работе ГПА в ненормальных режимах.

Точность определения параметров работы ГПА имеет особое значение при согласовании режимов параллельно работающих ГПА. Несовпадение характеристик может быть причиной существенного сдвига рабочих точек агрегата. Исследованию этого эффекта посвящен второй раздел главы. Эффект смещения рабочих точек параллельных агрегатов иллюстрирует рис. 1, на котором схематически представлены зависимости степени сжатия ε от расхода Q для двух параллельно работающих ГПА с различными характеристиками.

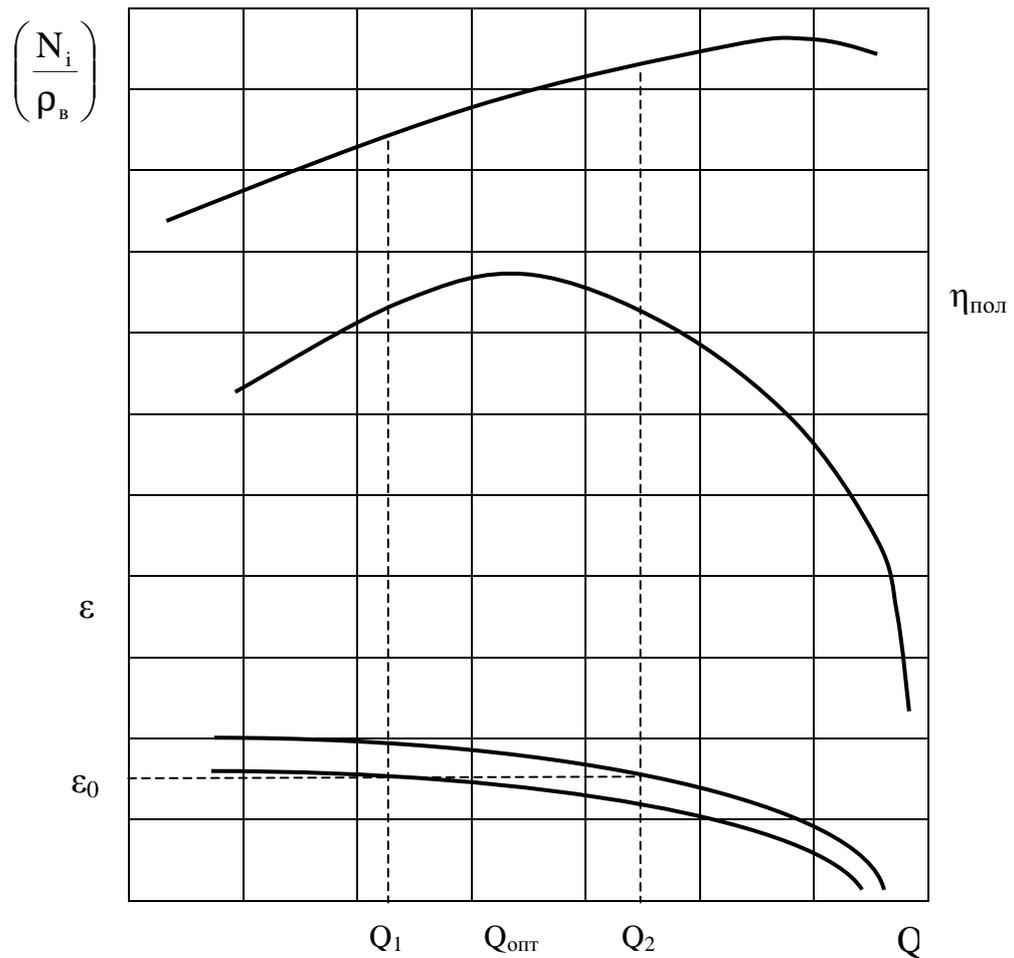


Рис. 1. Смещение характеристик параллельно работающих ГПА

Давление на входе и выходе параллельно работающих агрегатов приблизительно равно. Следовательно, единой величине степени повышения давления (ε_0) будут соответствовать разные рабочие точки (Q_1, Q_2).

Политропный КПД нагнетателя существенно зависит от расхода Q (рис.1). Смещение рабочих точек должно отразиться на эффективности работы компрессорного цеха. Если максимум КПД соответствует среднему расходу $\left(\frac{Q_1 + Q_2}{2}\right)$, то смещение рабочих точек приведет к уменьшению политропного КПД агрегатов. Поэтому контроль за согласованностью параметров параллельно работающих агрегатов имеет большое значение для повышения эффективности их работы. Так как зависимость политропного КПД нагнетателя от производительности не монотонна, разным рабочим точкам могут соответствовать одинаковые значения политропного КПД. Однако с большой вероятностью можно ожидать, что КПД нагнетателей будут различны.

Смещение рабочих точек параллельно работающих агрегатов должно быть следствием разной мощности на валу нагнетателя (рис. 1). Полезная мощность определяется расходом топливного газа (общая мощность ГТУ) и энергетическим КПД ГТУ. Как правило, расход топливного газа для параллельно работающих агрегатов одинаков. Следовательно, смещение рабочих точек параллельных ГПА может быть следствием различия их энергетического КПД. Таким образом, можно ожидать наличие корреляционной связи между отклонениями политропных КПД параллельных ГПА и их энергетических КПД. Для проверки этой гипотезы были проведены промышленные эксперименты на параллельно работающих полнонапорных ГПА в шести компрессорных цехах. В каждом цехе работали два агрегата с одинаковыми ГТУ. Типы ГТУ были различны (ГТК-10-4, ГПА-12 Урал, ГПА-16МЖ, ГТНР-25И (В), ГТН-25).

На рис. 2 представлено распределение модуля отклонений КПД (ГТУ, нагнетателя) параллельных агрегатов. Прослеживается корреляция между модулем отклонения политропного КПД нагнетателей и КПД ГТУ. Ранговый коэф-

коэффициент корреляции равен единице. Таким образом, связь между отклонениями энергетического и политропного КПД нагнетателя является значимой. Следовательно, основной причиной смещения рабочих точек является различие реальных энергетических КПД параллельных агрегатов.

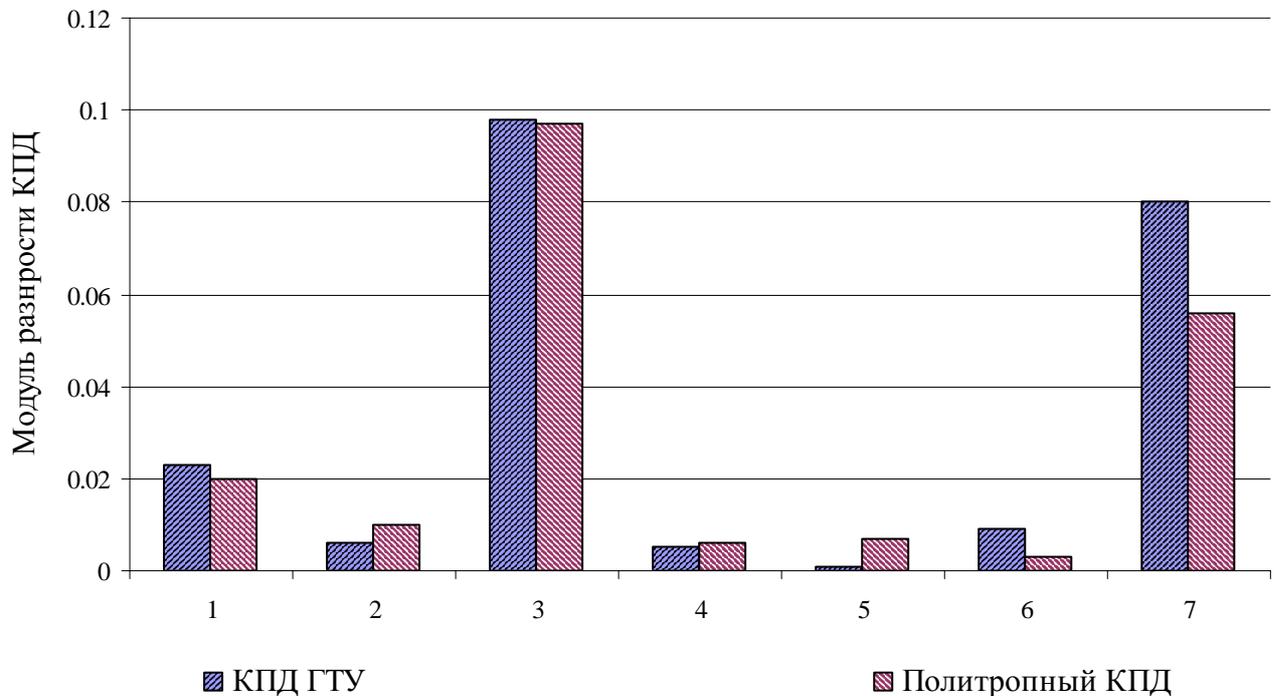


Рис. 2. Отклонения КПД параллельных ГПА

В третьем разделе главы проводится анализ причин различия в энергетических КПД параллельных агрегатов. Показано, что основной причиной различия КПД в паре являются плохое техническое состояние компрессора (низкий КПД) и регенератора (низкий коэффициент регенерации) одного из агрегатов.

Таким образом, несогласованность характеристик нагнетателя в основном обусловлена отливом КПД ГТУ. Поэтому для оперативного контроля и регулирования параметров работы ГПА необходим постоянный оперативный контроль энергетического КПД ГТУ всех работающих агрегатов.

Последний раздел главы посвящен исследованию возможности диагностирования нестационарных режимов работы ГПА на основании измерения содержания кислорода в рабочем теле за силовой турбиной. На рис. 3 представле-

ны результаты испытаний агрегата ГТН-6, работающего вблизи точки помпажа. Измерения содержания кислорода в уходящих газах проводились в течение одного часа, с интервалом 30 сек.

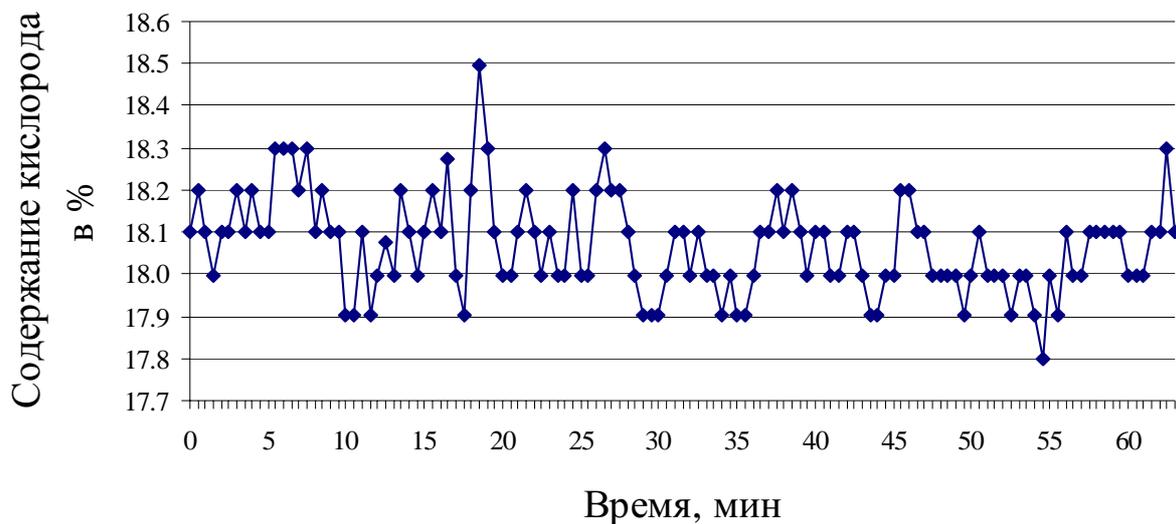


Рис. 3. Временные вариации содержания кислорода при осложненных условиях работы ГПА

Показатель Херста для рассматриваемого процесса, равный 0,8, указывает на то, что рассматриваемый процесс не является чисто стохастическим и полученный результат не связан с погрешностью измерений. Таким образом, контроль содержания кислорода в уходящих газах позволяет диагностировать осложненные режимы работы ГПА. Как будет показано ниже, измерение содержания кислорода в уходящих газах позволяет определять энергетическую эффективность работы ГТУ.

Третья глава посвящена разработке унифицированной методики оперативного контроля энергетической эффективности работы ГТУ. В постановке задачи были сформулированы следующие требования к методике:

- 1) методика должна быть применима ко всем типам ГПА с газотурбинным приводом;

- 2) методика не должна опираться на характеристики ГТУ, которые могут изменяться во время эксплуатации;
- 3) методика должна позволять повышать точность определения энергетической эффективности с увеличением объема измерений;
- 4) методика должна позволять контролировать энергетическую эффективность работы ГТУ в реальном масштабе времени с учетом конкретных режимов эксплуатации.

Требования 1 и 2 невозможно обеспечить, используя паспортные характеристики ГТУ. Поэтому в основу методики положены основные термодинамические принципы работы ГТУ.

Уравнение теплового баланса ГТУ можно представить в виде

$$q \cdot G = N_e + N_{yx} + N_{\Pi}, \quad (1)$$

где q – удельная теплота сгорания топливного газа; G – расход топливного газа; N_e – мощность, передаваемая нагенетателю; N_{yx} – потери тепловой энергии с уходящими газами; N_{Π} – суммарные механические, гидравлические и тепловые потери непосредственно в ГПА.

Величина N_{yx} может быть определена из соотношения

$$N_{yx} = G_{yx} \cdot \Delta i_{yx} - e_p \cdot G_B \cdot \Delta i_p + N_X, \quad (2)$$

где: G_{yx} – расход уходящих газов; G_B – расход воздуха; Δi_{yx} – уменьшение энтальпии уходящих газов после турбины; Δi_p – увеличение энтальпии воздуха в регенераторе; e_p – доля воздуха поступающая в камеру сгорания через регенератор (для ГТУ с регенератором $e_p = 1$, для ГТУ без регенератора $e_p = 0$); N_X – потери от неполного сгорания топлива.

Из уравнения теплового баланса турбины получаем

$$N_e = \eta_T \cdot G_{yx} \cdot \Delta i_T - \frac{1}{\eta_K} \cdot G_B \cdot \Delta i_K, \quad (3)$$

где: Δi_T – уменьшение энтальпии рабочего тела в турбине; Δi_K – увеличение энтальпии воздуха в компрессоре; η_T – механический КПД турбины; η_K – механический КПД компрессора.

Определим коэффициент избытка воздуха соотношением $\alpha = \frac{G_B}{G \cdot m_0}$, где

m_0 – теоретически необходимая масса воздуха для сжигания одного килограмма топлива. Разделив соотношения (2) и (3) на $(q \exists G)$, получим два безразмерных параметра:

$$\eta \equiv \frac{Ne}{q \cdot G} = \frac{\eta_T (\alpha \cdot m_0 + 1) \cdot \Delta i_T - \frac{1}{\eta_K} \cdot \alpha \cdot m_0 \cdot \Delta i_K}{q}, \quad (4)$$

$$K_{yx} \equiv \frac{N_{yx}}{q \cdot G} = \frac{(\alpha \cdot m_0 + 1) \cdot \Delta i_{yx} - e_P \cdot \alpha \cdot m_0 \cdot \Delta i_P + \Delta q_x}{q}, \quad (5)$$

где: η – КПД ГТУ; K_{yx} – относительные потери тепловой энергии с уходящими газами; $\Delta q_x = \frac{N_x}{G}$ – относительная теплота несгоревшего топлива, которая для условий ГПА, как правило, мала.

Изменение энтальпии рабочего тела определяется по измерениям температуры по тракту ГТУ. Таким образом, для применения формулы (4) необходимо измерение температуры рабочего тела в различных точках ГТУ, а также коэффициента избытка воздуха. Рассмотрение баланса энергии в камере сгорания позволяет исключить коэффициент избытка воздуха из формулы для определения КПД ГТУ. В результате может быть получена методика определения энергетической эффективности ГТУ, основанная только на измерении температуры рабочего тела по тракту ГТУ. Однако поле температур непосредственно за камерой сгорания (как правило, не регистрируемое с помощью штатных приборов) и на выходе из турбины высокого давления (ТВД) характеризуется высокой степенью неоднородности. В частности, для ГПА-12 «Урал» среднеквадратическое отклонение показаний 12 термопар, установленных за ТВД, составляет 30-40 °С. Поэтому погрешность определения средней температуры за ТВД при использовании 12 термопар превышает 17 °С. Таким образом, не удастся создать методику определения энергетической эффективности ГТУ на основании измерений только температуры рабочего тела в различных точках ГТУ.

Непосредственно из уравнения (1) следует, что КПД ГТУ может быть определен из соотношения

$$\eta = 1 - K_{yx} - K_{п}, \quad (6)$$

где $K_{п} = N_{п}/(q \cdot G)$ - относительные суммарные механические, гидравлические и тепловые потери непосредственно в ГПА.

Как показывает анализ работы реальных ГТУ, потери с уходящими газами составляют основную часть всех потерь. На рис. 4 представлен баланс полезной работы и основных видов потерь для ГТНР-25И.

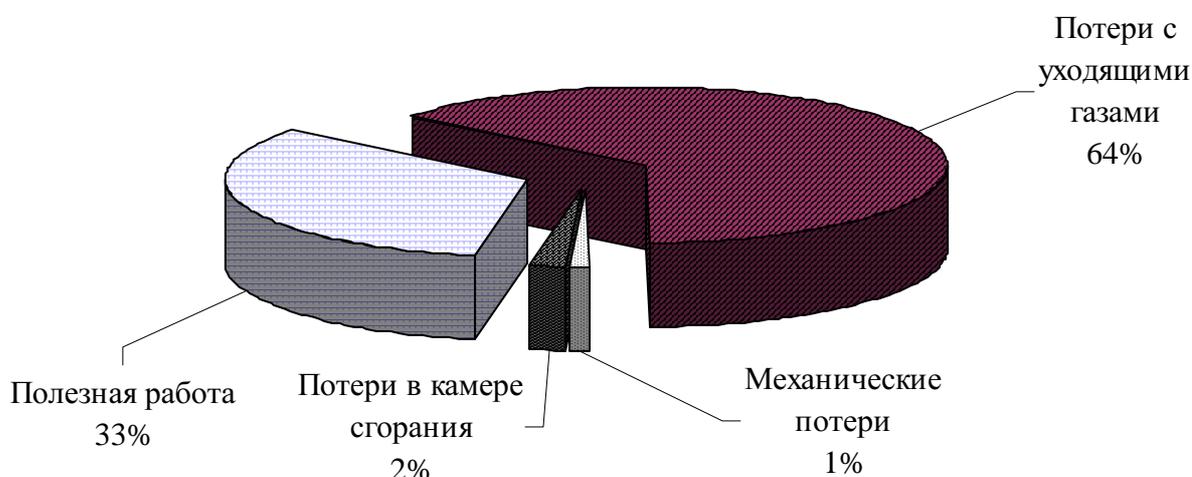


Рис. 4. Баланс полезной работы и потерь для ГТНР-25И

Как следует из диаграммы, более 95% всех потерь приходится на потери с уходящими газами. Поэтому точность определения КПД ГТУ по формуле (6) в основном определяется точностью определения K_{yx} . Последняя величина может быть определена по результатам измерения температуры рабочего тела на выходе из силовой турбины, температуры воздуха на входе и выходе из регенератора (для ГТУ регенеративного типа) и коэффициента избытка воздуха (5). Как показал анализ ГТУ различного типа, поле температур уходящих газов за силовой турбиной достаточно равномерно. Также достаточно надежно может быть определена температура воздуха на входе и выходе регенератора. Таким образом, для определения K_{yx} по формуле (5) необходимо иметь надежный способ определения коэффициента избытка воздуха.

В работе предлагается определять коэффициент избытка воздуха на основе измерения содержания кислорода в уходящих газах:

$$\alpha = \frac{20,95 - \beta \cdot O_2}{20,95 - O_2}, \quad (7)$$

где β относительное уменьшение объема продуктов сгорания по отношению к объему воздуха; O_2 – процентное, объемное содержание кислорода в уходящих газах, измеряемое с помощью газоанализатора. Параметры q , m_0 , β определяются по составу топливного газа.

Эта достаточно простая методика определения потерь с уходящими газами не использует паспортных характеристик ГТУ. Методика была апробирована при проведении энергетических обследований различных ЛПУ МГ ОАО «Газром» на агрегатах ГТН-6, ГТ-6-750, ГТК-10-4, ГПА-10, ГПА-12-Урал, ГПА-16 Урал, ГПА-16 МЖ, ГТН-25, ГТНР-25И. Во всех случаях методика позволила определить КПД ГТУ.

Следует отметить, что погрешность определения КПД в единичном измерении существенно зависит от величины α . Для большинства ГТУ единичное измерение не позволяет получить достаточно точную оценку КПД ГТУ. Поэтому, для получения достаточно точного значения КПД ГТУ необходимо проведение серии измерений. Возможность повышения точности метода при проведении дополнительных измерений основана на случайном характере ошибок измерения и отсутствия систематических ошибок. Отсутствие систематических ошибок является основой для применения рассматриваемой методики. В связи с этим в работе уделено большое внимание контролю смещения показаний датчика кислорода используемых газоанализаторов.

Необходимость проведения серии измерений для получения достаточно точной оценки КПД ГТУ ограничивает возможность применения разработанного метода для оперативного контроля энергетической эффективности ГТУ в реальном масштабе времени. Для применения метода в оперативном контроле работы ГТУ необходима установка на каждом ГТУ стационарных приборов кон-

троля содержания кислорода в уходящих газах. Это требует существенных финансовых затрат. Поэтому в работе исследована возможность оперативного контроля энергетической эффективности ГТУ на основе теоретических формул для КПД ГТУ. В частности, для ГТУ без регенератора КПД может быть определен по формуле

$$\eta = \frac{\theta \cdot \left(1 - \varepsilon_{\tau}^{\frac{1-k_{\tau}}{k_{\tau}}}\right) \cdot \eta_{\tau} - \frac{\left(\varepsilon_{\kappa}^{\frac{k_{\kappa}-1}{k_{\kappa}}} - 1\right)}{\eta_{\kappa}}}{\theta - 1 - \frac{\left(\varepsilon_{\kappa}^{\frac{k_{\kappa}-1}{k_{\kappa}}} - 1\right)}{\eta_{\kappa}}}, \quad (8)$$

где ε_{κ} – степень повышения давления в компрессоре; ε_{τ} – степень расширения в турбине; k_{κ} и k_{τ} – реальные показатели соответствующих процессов; η_{κ} и η_{τ} – механические КПД компрессора и турбины. Параметр θ определяется по формуле

$$\theta = \frac{T_1}{T_0} = \frac{T_2}{T_0} \cdot \varepsilon^{\frac{k_{\tau}-1}{k_{\tau}}}, \quad (9)$$

где T_1 , T_2 – абсолютные температуры на входе и выходе турбины; T_0 – абсолютная температура атмосферного воздуха. Соотношение (8) определяет реальный КПД ГТУ при условии, что известны реальные показатели процесса сжатия в компрессоре (k_{κ}) и расширения в турбине (k_{τ}), которые зависят от реального технического состояния соответствующих элементов ГТУ. Указанные параметры могут быть определены по реальным измерениям давления и температуры рабочего тела в соответствующих точках ГТУ.

$$k_i = \frac{\ln \frac{P_{2i}}{P_{1i}}}{\ln \frac{P_{2i}}{P_{1i}} - \ln \frac{T_{2i}}{T_{1i}}}, \quad (10)$$

где k_i – показатель процесса сжатия в компрессоре ($i=1$) и расширения в турбине ($i=2$); p_{1i} p_{2i} T_{1i} T_{2i} – давление и температура на входе (1) и выходе (2) компрессора и турбины. Как следует из анализа исходных данных информационных систем оперативного контроля, для большинства ГТУ показатель процесса сжатия компрессора может быть определен в режиме реального времени. Для определения показателя расширения в турбине необходимо измерение температуры на входе в турбину. Поле температур на входе в турбину очень неравномерно. Поэтому прямые измерения температуры на входе в турбину (которые, как правило, не производятся) не позволяют с достаточной точностью определить T_{12} . Однако, измеряя параметры уходящих газов, величину T_{12} можно определить по формуле

$$T_{12} = T_{\text{кс}} + \frac{q}{(\alpha \cdot m_0 + 1) \cdot c_p}, \quad (11)$$

где $T_{\text{кс}}$ – температура воздуха на входе в камеру сгорания; c_p – средняя теплоемкость воздуха.

Таким образом, измерения коэффициента избытка воздуха позволяет определить показатель процесса расширения в турбине, а на его основе - определить КПД ГТУ (8). Как показывает опыт эксплуатации ГТУ показатель расширения в турбине изменяется гораздо медленнее, чем показатель сжатия в компрессоре. Поэтому для оперативного контроля энергетической эффективности ГТУ постоянный контроль коэффициента избытка воздуха может быть заменен на периодическое определение показателя процесса расширения в турбине по формулам (10),(11).

Для ГТУ с регенераторами может быть использована формула, аналогичная формуле (8). Таким образом, все требования к методике определения КПД ГТУ выполнены.

Четвертая глава диссертации посвящена возможности применения вероятностно-статистических методов для минимизации расхода топливного газа. В первом разделе главы рассматриваются особенности применения вероятно-

стно-статистических методов (корреляционного и регрессионного анализа) для определения оптимальных режимов работы ГПА. Основой применения вероятностно-статистических методов является независимость измерений. Однако энергетическая эффективность не может быть определена на основе прямых измерений. Косвенные измерения энергетической эффективности могут приводить к ошибочным статистическим выводам. В работе даны четкие критерии для обеспечения достоверности статистических выводов об энергоэффективности работы ГПА.

Второй раздел главы посвящен определению оптимальных параметров работы компрессорных цехов. Основой для анализа являются фактические данные по работе четырех последовательно работающих компрессорных станций двухниточного газопровода давлением 7,5 МПа. Степень повышения давления на обследованных КС варьировалась в различные моменты времени в пределах от 1,23 до 1,45. На основании статистических исследований, с применением алгоритма самоорганизации, была получена зависимость удельного расхода топливного газа на единицу политропной работы H ($\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{час}$) в зависимости от степени повышения давления на КС.

$$H = \frac{4,44\varepsilon^2 - 11,42\varepsilon + 7,79}{320,25 \cdot 10^{-4} \cdot z \cdot T \cdot (\varepsilon^{0,3} - 1)}. \quad (12)$$

Зависимость (12) имеет минимум при $\varepsilon = 1,41$, который явно виден на рис.5. Полученный результат означает, что оптимальные параметры работы КС соответствуют номинальным режимам эксплуатации соответствующего оборудования. Казаченко А.Н., Никишиным В.И., Поршаковым Б.П. было показано, что необходимая для транспортировки газа политропная работа существенно уменьшается при снижении средней степени повышения давления на каждой КС. Однако указанный результат получен без учета эффективности работы соответствующего оборудования. Как показали проведенные исследования, эффект снижения политропной работы при уменьшении степени повышения давления нивелируется снижением эффективности работы ГПА.



Рис. 5. Зависимость удельного расхода топливного газа от степени повышения давления

Следует отметить, что в рассмотренных ЛПУ применяется как одноступенчатая, так и двухступенчатая схема компримирования. При двухступенчатом компримировании проектная степень повышения давления нагнетателя составляет 1,22-1,28. Поэтому при отключении одной ступени компримирования произойдет снижение степени повышения давления без снижения эффективности работы оборудования. В результате может быть предложена схема последовательного включения КС с различной степенью повышения давления в зоне оптимального режима эксплуатации оборудования КС. Указанная схема может применяться в период снижения объемов перекачки газа (летний период). Эффективность применения этого метода исследована на примере работы одной из КС в период проведения энергетических обследований. Показано, что изменение схемы компримирования позволяет экономить до 36% топливного газа.

Последний раздел главы посвящен вопросам проведения инструментальных обследований ЛПУ МГ. В разделе даны конкретные рекомендации по проведению обследований. Одной из основных задач энергетических обследований является определение потенциала повышения энергетической эффективности

работы компрессорных станций. Так как на каждой КС одновременно работает большое количество ГПА то для определения общего потенциала повышения энергоэффективности работы КС необходимо определить среднее значение этой величины. При осреднении необходимо учитывать, что мощность одновременно работающих ГПА различна. С учетом этого получен критерий повышения эффективности работы КС.

$$\Pi = \frac{\sum_{i=1}^n Ne_i \cdot \Delta\eta_i}{\eta_n \cdot \sum_{i=1}^n Ne_i}, \quad (13)$$

где n - общее число работающих ГПА; Ne_i – эффективная мощность i -го ГПА, η_n – номинальное значение КПД ГПА; $\Delta\eta_i$ – отклонение фактического КПД ГПА от номинального значения.

Анализ результатов инструментальных обследований девяти ЛПУ МГ (37 компрессорных цехов) показал, что потенциал повышения энергетической эффективности работы ГПА составляет 10-30 %.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Проведен анализ влияния условий работы газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом на точность определения параметров нагнетателя. Показано, что в компрессорных цехах с параллельной обвязкой ГПА может наблюдаться неконтролируемое смещение параметров работы агрегатов, при этом снижение политропного КПД нагнетателя может достигать 10%.
2. Создана унифицированная методика определения КПД газотурбинных установок на основе измерения параметров рабочего тела за силовой турбиной. Методика позволяет оперативно контролировать энергетическую эффективность работы ГПА с газотурбинным двигателем любого типа.
3. Разработан метод определения оптимальных параметров работы компрессорных цехов на основе алгоритмов самоорганизации. Показано, что при

снижении производительности газопроводов реальные параметры эксплуатации ГПА (степень сжатия, мощность) существенно отличаются от оптимальных значений. В некоторых случаях отклонение превышает 50%.

4. Показана возможность оптимизации схемы работы ГПА при снижении производительности газопроводов. Реальная экономия топливного газа на действующих газопроводах может достигать 36%.
5. Разработана методика проведения инструментальных обследований ГПА для определения энергоэффективности работы компрессорных станций. Методика апробирована при проведении инструментальных обследований девяти ЛПУ МГ (37 компрессорных цехов).

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных работах:

1. Байков И. Р., Юкин Г.А. Принципы построения экспертной системы энергоаудита // тез. докл. Межрегиональной научно-методической конференции «Проблемы нефтегазовой отрасли». – Уфа, 2000 г. – С. 35.
2. Байков И.Р., Юкин Г.А. Экспертная система «энергоаудит компрессорных станций» // тез. докл. Межрегиональной научно-методической конференции «Проблемы нефтегазовой отрасли». – Уфа, 2000 г. С. 36.
3. Юкин Г.А. Контроль коэффициента избытка воздуха газотурбинных установок компрессорных станций // Газовая промышленность. - М.: 2002. - №11. - С. 61-62.
4. Юкин Г.А. Оптимизация параметров работы компрессорных станций многониточных газопроводов // Актуальные проблемы современной науки. - 2002. - № 5. – С. 243-244
5. Юкин Г.А. Диагностирование энергоэффективности газотурбинных установок компрессорных станций // Известия ВУЗов «Проблемы энергетики». – 2002. - №11-12. - С. 29 – 32.

6. Юкин Г.А., Сулейманов А.М. Особенности энергетических обследований компрессорных станций // Региональные проблемы энергосбережения и пути решения: Тезисы докладов. - Нижний Новгород, 2002. - С. 143-144
7. Юкин Г.А., Хафизов Ф.М., Трофимов А.Ю., Сулейманов А.М. Вопросы энергоресурсосбережения и обеспечения надежности системы водоснабжения промышленного предприятия // Региональные проблемы энергосбережения и пути решения: Тезисы докладов. - Нижний Новгород, 2002. - С. 136
8. Юкин Г.А. Диагностирование режимов работы газоперекачивающих агрегатов // Тез. докл. Международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра». – Уфа, 2002. - С. 194 – 196
9. Юкин Г.А. Оптимальное регулирование параметров работы компрессорных станций // Тез. докл. Международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра». – Уфа, 2002. - С. 118 – 120
10. Юкин Г.А. Методы определения энергетической эффективности работы компрессорных станций // Тез. докл. 4-го конгресса нефтегазопромышленников России, тематическая секция «Энергоэффективные технологии». - Уфа: Транстэк, 2003. - С. 29-32
11. Байков И.Р., Бикмухаметов В.Д., Юкин Г.А. и др. Комплексная программа Республики Башкортостан «Энергосбережение на 2003-2005 годы». – Уфа: УГНТУ, 2003. – 259 с.
12. Байков И.Р., Путенихин А.Ю., Юкин А.Ф., Юкин Г.А. Потенциал повышения энергоэффективности работы компрессорных станций // 3-й Российский энергетический форум: Сборник докладов. - Уфа, 2003. – С. 63 - 65
13. Пашин С.Т., Байков И.Р., Юкин А.Ф., Юкин Г.А. Потенциал энергосбережения в ООО «Баштрансгаз» // 3-й Российский энергетический форум: Сборник докладов. - Уфа, 2003. – С. 49 – 50