

УДК 692.691

**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ
СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ
ПРИОРИТЕТОВ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

**SYSTEM ANALYSIS OF EQUIPMENT OF COMPRESSOR STATIONS ON MAIN
GAS PIPELINES TO ESTABLISH THE PRIORITIES OF EFFICIENT USE OF
ENERGY RESOURCES**

Ю. В. Колотилов, С. В. Китаев, Н. М. Дарсалия, О. В. Смородова

Yu. V. Kolotilov, S. V. Kitaev, N. M. Darsalia, O. V. Smorodova

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Ключевые слова: энерготехнологическое оборудование (ЭТО); контрольно-измерительные пункты (КИП); газоперекачивающий агрегат (ГПА); компрессорная станция (КС); магистральный газопровод; газотранспортные предприятия; компрессорный цех (КЦ)

Key words: power technological equipment; control and measuring points; gas pumping unit; compressor station; gas pipeline; transmission companies; compressor shop

Одним из путей снижения энергетических затрат при магистральном транспорте природного газа является решение задач оптимизации режимов работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и систем компримирования компрессорных цехов (КЦ) компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов. Решение задач оптимизации режимов работы ГПА и оценка энергетической эффективности работы КЦ связаны с использованием определенных критериев [1–4].

При эксплуатации газопроводов можно воспользоваться сравнением величины фактической и проектной пропускной способности ($Q_{\text{факт}}$ и $Q_{\text{проект}}$) [5–6], то есть при $Q_{\text{факт}}$ и $Q_{\text{проект}} > 1$ необходимо принимать меры по расширению мощностей газотранспортной системы, при $Q_{\text{факт}}$ и $Q_{\text{проект}} < 1$ имеет место ухудшение технического состояния системы.

Во всех случаях, когда потери давлений на диагностируемом участке выше проектных значений, следует рассматривать две причины: 1) техническое состояние участка ухудшилось, и это не привело к увеличению производительности выше проектной; 2) при нормальном техническом состоянии наблюдается форсированный режим с превышением проектной производительности [7]. Здесь следует отметить, что газотранспортные системы (ГТС) отличаются большой протяженностью и большой инерционностью термодинамических параметров контроля за режимом работы и с выводом ГТС на базовый режим по проектным параметрам, что создает определенные трудности. Большие издержки связаны также с тем, что в этом случае требуется установка дополнительных контрольно-измерительных пунктов (КИП) высокого класса точности.

Определение основных характеристик и технического состояния отдельных элементов и всей газотранспортной системы в целом — это прежде всего анализ режимов работы оборудования в условиях эксплуатации по показаниям штатных приборов. Основное назначение анализа режимов работы газоперекачивающих

агрегатов компрессорных станций (ГПА КС) газопроводов, отдельных элементов и всей ГТС в целом заключается в определении их основных показателей, характеризующих режим работы и техническое состояние. Представленная задача входит в комплексную организационно-методическую структуру технического обследования энерготехнологического оборудования ГТС [8–11].

Следует отметить недостаточно высокий уровень технического состояния и комплектность КИП, которыми оснащается энерготехнологическое оборудование на ряде КС газопроводов. Эти задачи весьма актуальны и могут решаться во всех жизненных циклах оборудования линейной части и КС газопроводов. При сдаче оборудования в эксплуатацию в присутствии представителей — проектировщиков, изготовителей, а также в процессе эксплуатации, например, при сдаче агрегата на ремонт, после ремонта, при реконструкции и модернизации объекта необходимо проверить паспортные данные характеристик оборудования.

Существуют многочисленные методы определения характеристик оборудования по выработке энергии (различные типы привода ГПА на КС), использованию (ГПА различных типов) и расходованию ее (линейная часть газопровода), которые можно сгруппировать следующим образом: методы непосредственного замера характеристик оборудования, эмпирические, аналитические методы.

Большинство из этих методов — трудоемкие, объемистые, и для удобства применения разработаны алгоритмы расчетов для решения их на ЭВМ, с последующим включением полученных результатов в график документооборота по технологическим задачам вычислительных центров газотранспортных предприятий. При всей прогрессивности такого подхода многие задачи недоступны для проверки эксплуатационным персоналом и не предусматривают альтернативные решения с целью проверки достоверности полученных результатов и сравнительной их оценки. Помимо этого точность ряда задач неудовлетворительна для определения правильного, рационального режима работы ГПА с различным типом привода на КС газопроводов, так как они преимущественно основываются на приведенных характеристиках ГПА, которые имеют следующие сложности. Во-первых, при расчете с применением этих характеристик необходимо использовать термодинамические характеристики конкретного природного газа, не имеющие достаточную точность, и, во-вторых, сами приведенные характеристики ГПА в условиях эксплуатации искажаются. В связи с этим в работах [12–14] рассматривается целый ряд дополнительных, альтернативных решений по определению характеристик оборудования в условиях эксплуатации, проверке характеристик ГПА по паспортным данным и в стационарных условиях, определению располагаемой мощности привода, расхода технологического и топливного газа, частоты вращения агрегатов, оптимальной степени сжатия на КС и т. д.

Энергетическая стратегия России предусматривает формирование двух газодобывающих областей — прилегающих к Ямалу шлейфов арктических морей с ресурсами более 70 трлн м³ и шельфа дальневосточных морей с ресурсами 60–65 трлн м³. Освоение Ямала является безальтернативным способом компенсации падения добычи газа, уникальным техническим решением и потребует значительных объемов инвестиций. Комплексная программа освоения Ямала оценена и составляет 69,8 млрд долларов. Это связано прежде всего с удаленностью месторождений от существующей системы магистральных газопроводов, необходимостью решения ряда задач по сооружению скважин, газопромысловых объектов и прокладке газопроводов в зоне многолетних грунтов, обеспечивающих сохранение окружающей среды в сложных условиях Заполярья. Освоение Ямала потребует сооружения магистральных газопроводов производительностью более 300 млрд м³ в год. Для их строительства будут использоваться самые передовые технические решения. Система газопроводов с Ямала позволит повысить надежность и безопасность обеспечения газом не только России, но и зарубежных парт-

неров. Газотранспортная система с Ямала будет иметь новые технические параметры — рабочее давление 12 МПа, производительность одной нитки газопровода составит 60 млрд м³ в год.

Еще одним большим проектом является Северо-Европейский газопровод. К нему предъявляются особые требования, продиктованные его стратегическим и геополитическим положением, так как этот газопровод позволит нашей стране выйти на новые рынки сбыта. Он включает сухопутную и морскую часть. При проектировании будут использованы новые технические решения, апробированные в мировой практике как в части техники и технологии строительства, так и в части обоснования параметров газопровода.

Основными направлениями снижения энергозатрат в магистральном транспорте газа являются: 1) внедрение нового оборудования и технологий, позволяющих обеспечить снижение удельных расходов топлива, тепловой и электрической энергии; 2) модернизация действующего оборудования; 3) повышение степени использования всех видов вторичных энергетических ресурсов; 4) выбор рациональных режимов перекачки газа; 5) улучшение состояния системы учета и контроля расхода топлива и энергии; 6) снижение нерациональных потерь газа на собственные технологические нужды компрессорных станций; 7) снижение потерь газа при авариях за счет повышения надежности эксплуатации трубопроводов.

Энергосберегающие мероприятия в транспорте газа реализуются на стадии проектирования, реконструкции и эксплуатации газопроводов. Основными из них являются энергосберегающие низконапорные схемы транспорта газа, высокоэкономичные газоперекачивающие агрегаты (ГПА) нового поколения, газопроводные трубы с внутренним покрытием.

Внедрение низконапорных схем транспорта газа при сооружении новых газопроводов подразумевает переход на строительство газопроводов с пониженной (по сравнению с существующей технологией) проектной производительностью. Для газопроводов диаметром 1 420 мм на давление 7,5 МПа производительность может быть снижена до 25–26 млрд м³/год, вместо 32 млрд м³/год по существующей технологии. Это обеспечит снижение энергозатрат на транспорт газа до 30–40 %.

В создании современных высокоэкономичных газотурбинных ГПА широко используется конверсионный потенциал России. Показатели нового поколения газоперекачивающих агрегатов производства российских фирм, предназначенных для новых и реконструируемых КС: коэффициент полезного действия (КПД) агрегатов нового поколения достигает 39,4 %, ожидаемая экономия энергозатрат при использовании новых ГПА различных типоразмеров по сравнению с агрегатами, находящимися в эксплуатации, составляет от 15 до 40 %.

На отечественных газопроводах в настоящее время не применяются трубы с внутренним покрытием, широко распространенные на зарубежных газопроводах. Использование этого решения позволит снизить энергозатраты на транспорт газа на 15–20 %.

В условиях ограниченного строительства новых газопроводов большая часть перспективной экономии энергоресурсов (до 70–75 %) будет достигнута за счет реконструкции газотранспортных объектов, которая включает в себя такие основные мероприятия, как замена и модернизация устаревших неэкономичных газоперекачивающих агрегатов; специальная реконструкция объектов для повышения эффективности низконапорных режимов транспорта газа, которые сложились на разгруженных газопроводах; реконструкция объектов, обуславливающих повышенные энергозатраты на компрессорных станциях, расположенных ниже по потоку газа.

Для повышения эффективности низконапорных режимов транспорта газа, сложившихся на разгруженных газопроводах, наибольшее значение будут иметь два мероприятия: устройство межколлекторных перемычек на многоцеховых КС для

обеспечения эффективной совместной работы компрессорных цехов и применение низконапорной сменной проточной части центробежных нагнетателей для работы в оптимальной зоне их характеристик.

В настоящее время характерными проблемами газотранспортной системы являются дожимные КС с дефицитом мощности, а также линейные участки с пониженным разрешенным давлением. Реконструкция, ремонт и модернизация объектов на этих газопроводах позволят снизить их негативное влияние на энергоемкость газотранспортных систем. На рисунках 1–4 приведены наиболее эффективные мероприятия по экономии природного газа.

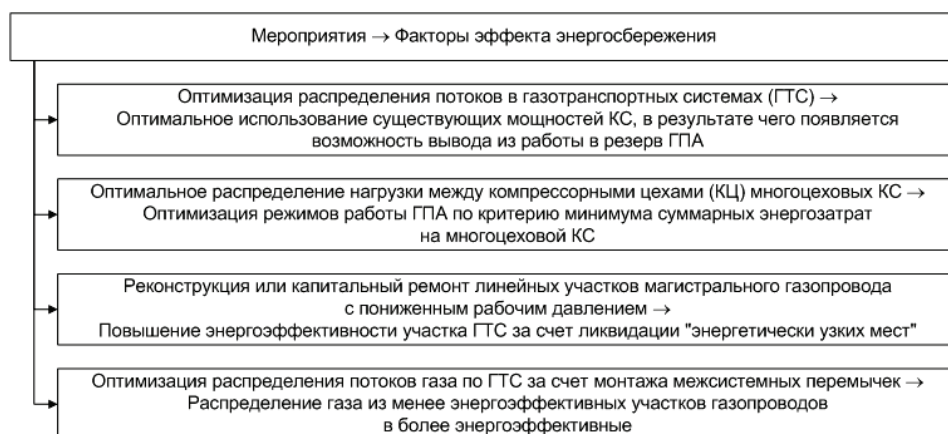


Рис. 1. Мероприятия по системной оптимизации режимов работы (ГТС)



Рис. 2. Мероприятия по совершенствованию технологических операций

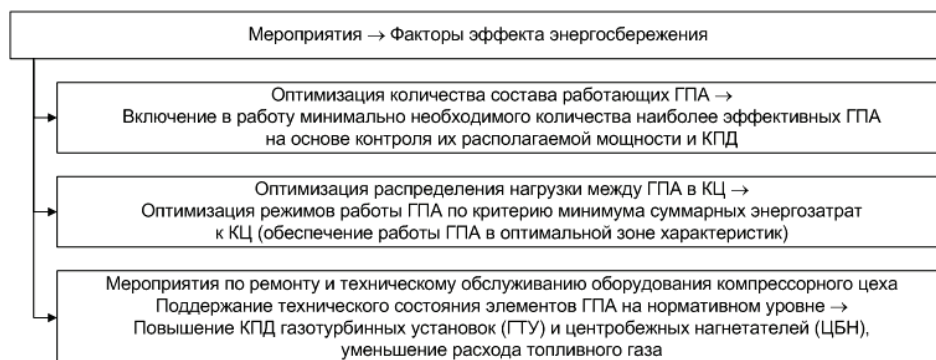


Рис. 3. Мероприятия по локальной оптимизации режимов работы компрессорных цехов и станций

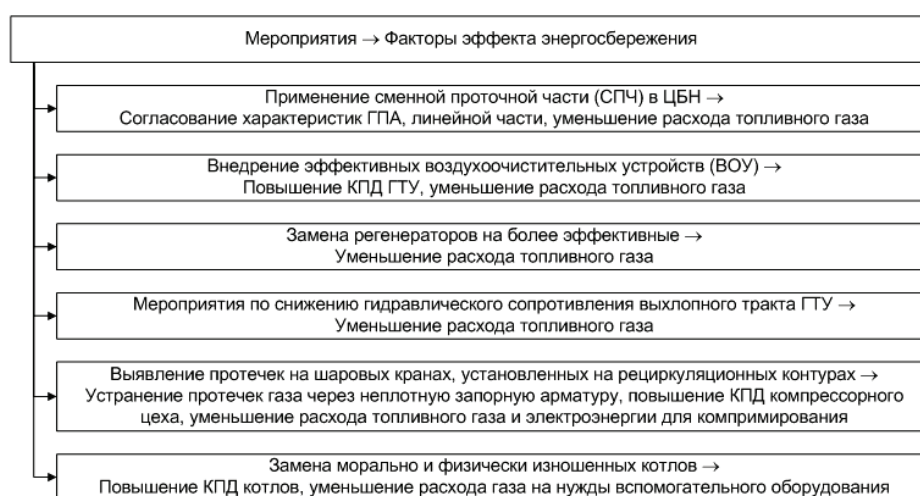


Рис. 4. Мероприятия по повышению технического уровня оборудования

По результатам анализа всех мероприятий, связанных с реконструкцией объектов транспорта газа, можно сделать вывод о том, что наибольший эффект ожидается от замены и модернизации газоперекачивающих агрегатов. Намеченная реконструкция и модернизация оборудования КС предусматривают расчетное снижение затрат топливного газа на 5,6 млрд м³ в год от уровня 2005 года.

Внедрение мероприятий по техническому обслуживанию магистральных газопроводов может стать емкой статьей сокращения затрат на магистральный транспорт газа.

Особенности управления производством определяются структурой, а структура производства связана с характером производства. При правильной организации производства на основе достаточного принципа эффективность и результат производства не зависят от характера производства. Если при организации и управлении производства правильно выбран критерий оптимизации для корректно установленного показателя, характеризующего объем производства, то показатели эффективности производства будут находиться на достаточно высоком уровне. Улучшение этих показателей может быть возможным лишь при дальнейшем совершенствовании и модернизации производства на основе внедрения научно-технического прогресса и системного анализа [15].

Применения методов системного анализа позволит сформировать обоснованные подходы к использованию информации, подбору критериев оценки той или иной альтернативы, в конечном итоге обеспечит разработку эффективных управляющих воздействий на процесс.

Введение в действие распоряжения Правительства РФ от 28.08.2003 № 1234-р «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» должно инициировать проблемы энергосбережения отрасли, в первую очередь в транспорте газа как наиболее энергоемкой сфере производства. В связи с этим мероприятия по реконструкции, техническому обследованию, энергетическому аудиту и выбору энергосберегающей технологии на КС газопроводов выступают на передний план. Актуализируется работа, связанная с проведением анализа энергетических затрат. Для решения этой задачи необходимо прежде всего выбрать основной измеритель объема производства, правильно установить эталонный показатель энергетических затрат для оценки энергетических затрат и в дальнейшем разработать не норму расхода энергосредств, а нормативную шкалу, применимую для переменного режима работы энерготехнологического оборудования (ЭТО) в условиях эксплуатации.

Список литературы

1. Калинин А. Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов. – М.: МПА-Пресс, 2011. – 264 с.
2. Калинин А. Ф., Коновалов А. А. Оценка эффективности работы компрессорного цеха // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 12. – С. 86–87.
3. Калинин А. Ф., Коновалов А. А. Оптимизация работы компрессорного цеха компрессорной станции подземного хранилища газа, оснащенного агрегатами различной единичной мощности // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2. – С. 91–95.
4. СТО Газпром 2-1.20-114-2007. Методика энергоаудита газотранспортной системы. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 50 с.
5. Микаэлян Э. А. От энергосберегающей технологии к ресурсосберегающей, от энергоаудита к ресурсоаудиту // Газовая промышленность. – 2014. – № 4 (705). – С. 70–73.
6. Микаэлян Э. А., Седов В. В. Подходы к реконструкции и перевооружению газотурбинных газоперекачивающих агрегатов // Компрессорная техника и пневматика. – 2014. – № 4. – С. 9.
7. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Б. П. Поршаков [и др.] – М.: МПА-Пресс. – 2006. – 311 с.
8. СТО Газпром РД 5.2-093-2004. Положение о порядке аттестации и отбора энергетического оборудования для применения на объектах ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 10 с.
9. СТО Газпром 2-2.3-141-2007. Энергохозяйство ОАО «Газпром». Термины и определения. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 57 с.
10. СТО Газпром 2-1.16-224-2008. Положение по организации и проведению контроля в сфере обеспечения надежной, безопасной и эффективной эксплуатации энергетических объектов ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 149 с.
11. СТО Газпром 2-2.3-313-2009. Методика планирования ремонтов и замены энергетического оборудования с учетом долгосрочного прогноза и состояния парка оборудования энергохозяйства ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспло, 2009. – 29 с.
12. Байков И. Р., Китаев С. В., Шаммазов И. А. Методы повышения энергетической эффективности трубопроводного транспорта природного газа. – СПб.: Недра, 2008. – 439 с.
13. Байков И. Р., Китаев С. В., Шаммазов И. А. Перспективы энергоресурсосбережения в условиях длительно эксплуатируемой газотранспортной системы // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 4. – С. 9–13.
14. Байков И. Р., Кузнецова М. И., Китаев С. В. Определение показателей энергоэффективности в магистральном транспорте газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 3. – С. 46–49.
15. Новосельцев В. И. Системный анализ: современные концепции. – Воронеж: Кварта, 2003. – 360 с.

Сведения об авторах

Колотилов Юрий Васильевич, д. т. н., профессор кафедры нефтепродуктообеспечения газоснабжения, Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, г. Москва, e-mail: kolotilov yury@mail.ru

Китаев Сергей Владимирович, д. т. н., профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. +7(347)2431177, e-mail: svkitaev@mail.ru

Дарсалия Нана Малхазиевна, аспирант кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. +7(347)2431177

Смородова Ольга Викторовна, к. т. н., доцент кафедры промышленной теплоэнергетики, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2431211

Information about the authors

Kolotilov Yu. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Products Supply and Gas Supply, Russian State University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin, Moscow, e-mail: kolotilov yury@mail.ru

Kitaev S. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transport and Storage of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technical University, phone: +7(347)2431177, e-mail: svkitaev@mail.ru

Darsalia N. M., Postgraduate at the Department of Transport and Storage of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technical University, phone: +7(347)2431177

Smorodova O. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Industrial Heat Power Engineering, Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(347)2431211