

На правах рукописи

ПУТЕНИХИН АНДРЕЙ ЮРЬЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИ-
ВАЮЩЕГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗО-
ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
(НА ПРИМЕРЕ ООО «УРЕНГОЙГАЗПРОМ»)**

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Уфа - 2005

Работа выполнена на кафедре «Промышленная теплоэнергетика» Уфимского государственного нефтяного технического университета и в ООО «Уренгойгазпром».

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Байков Игорь Равильевич.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Мартынов Е.В.
 кандидат технических наук
Китаев С.В.

Ведущая организация: «Ямбурггаздобыча».

Защита диссертации состоится «20» октября 2005 года в 12.00 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 «01» сентября 2005 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ямалиев В.У.

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.

В настоящее время в мире наблюдается постоянное увеличение потребления энергетических ресурсов. Разведанные мировые запасы обеспечивают уровень его добычи на 60 лет. По оценкам экспертов с учетом темпов роста потребления газа в мире разведанных запасов и еще не разведанных его ресурсов в недрах хватит на 100 лет.

В связи с истощением многих газовых месторождений России, одной из важнейших проблем оптимального развития топливно-энергетического комплекса является повышение эффективности использования и экономии энергетических ресурсов.

Основной объем газа в России добывается на северных месторождениях, многие из которых также находятся в завершающей стадии разработки. Падение пластового давления вызывает проблему компримирования газа на газовых промыслах до необходимого давления и подачу его в магистральный газопровод. Эту задачу выполняют дожимные компрессорные станции (ДКС), число работающих газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на которых постоянно увеличивается. При этом возрастает и объем природного газа, затрачиваемого в качестве топлива для ГПА. На истощенных месторождениях на топливные нужды расходуется свыше 3% добытого газа.

С другой стороны, в связи со снижением объемов добычи, теоретически необходимая работа сжатия газа должна снижаться, а значит должна снижаться и мощность ГПА, а следовательно, и затраты топливного газа. Фактически же происходит увеличение удельного расхода топлива. Данная проблема должна решаться с помощью регулирования режимов ГПА или подбора технологического оборудования.

Подобные задачи, связанные с истощением месторождений, возникают во многих технологических процессах добычи и переработки газа, газового конденсата и нефти. Решение этих задач позволит сократить имеющее место резкое увеличение энергоемкости разработки газоконденсатных месторождений в условиях падающей добычи.

Цель работы - снижение энергоемкости разработки газовых месторождений путем создания методов оптимизации режимов работы технологического оборудования и совершенствования системы энергоснабжения месторождения (на примере Уренгойского газоконденсатного месторождения).

Задачи исследований

1. Исследования влияния условий работы ГПА на энергоемкость газодобывающего предприятия.
2. Проведение инструментальных измерений параметров работы технологических установок и определение фактической энергоемкости производств.
3. Определение способов оптимального регулирования параметров работы технологического оборудования, вариантов изменения схем его подключения или замены на менее энергоемкое.
4. Исследование систем энергоснабжения газового месторождения с целью выявления основных источников потерь энергии и разработка способов их снижения.
5. Разработка альтернативных вариантов энергоснабжения предприятий ОАО «Газпром» с использованием не утилизируемых в настоящее время энерго-ресурсов.

Методы решения задач

При решении поставленных задач и обработке промышленной технологической информации использовались вероятностно-статистические методы, оптимизационные методы с использованием элементов теории операций.

Научная новизна

1. Разработан алгоритм статистического анализа энергетической эффективности работы газоперекачивающих агрегатов с утилизаторами. Установлено,

что существующая схема утилизации тепла уходящих газов не позволяет повысить эффективность использования топлива на ДКС.

2. Разработана методика определения структуры энергоснабжения газотранспортных объектов газового месторождения как единой взаимосвязанной системы и установлено, что частичный или полный переход на автономные энергоисточники позволяет не только снизить затраты на энергоресурсы, но и устранить выбросы парниковых газов в атмосферу.
3. Предложен метод расчета местоположения автономных энергоисточников, позволяющий минимизировать потери энергии в транспортных коммуникациях и учитывающий фактическое расположение источников собственных утилизируемых энергоресурсов.
4. Разработан метод оптимизации режимов ДКС при совместном компримировании продукции сеноманской и валанжинской залежи, позволяющий снизить удельное потребление топливного газа на 25...28%.

На защиту выносятся теоретические выводы и обобщения, методы и практические рекомендации по совершенствованию режимов работы оборудования, позволяющие сократить энергоемкость производства газотранспортных подразделений ОАО «Газпром».

Практическая ценность работы

Метод оптимизации загрузки нагнетателей был внедрен на ДКС-1А и ДКС-5 Уренгойского газопромыслового управления ООО «Уренгойгазпром», что позволило снизить в 1,5-2 раза удельный (объемный) расход топливного газа и повысить политропный КПД нагнетателей на 7-10%.

Метод оптимизации размещения электростанций собственных нужд был применен при определении расположения электростанций собственных нужд на Ен-Яхинском газоконденсатном месторождении и на Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Уренгойгазпром». Использование предложенного метода позволило снизить потери в распределительных электрических сетях указанных объектов в 1,9 – 2,1 раза.

Методика определения энергетической эффективности работы газотурбинных установок применялась на практике при проведении работ по энергетическому обследованию дожимных компрессорных станций Уренгойского газопромышленного управления ООО «Уренгойгазпром».

Апробация работы. Основные положения диссертации доложены и обсуждены на:

- Международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт сегодня и завтра» (Уфа, 27-29 нояб., 2002);
- III Энергетическом форуме (Уфа, 2003);
- Научно-технической конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» (г. Новый Уренгой, 25-26 марта 2004 г.);
- Научно-практической конференции «Энергоэффективные технологии» (Уфа, 2004).

Публикации

Основное содержание работы отражено в 9 научных работах, из них 9 по теме диссертации, в том числе 4 статьи и 5 тезисов докладов, опубликованных в материалах различных научных конференций и форумов.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, одного приложения. Работа содержит 202 страниц машинописного текста, в том числе 32 таблиц, 75 рисунков, библиографический список использованной литературы из 155 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

Первая глава диссертации посвящена анализу существующих методов исследования эффективности работы технологического оборудования газодо-

бывающих предприятий - дожимных компрессорных станций газовых промыслов.

В первом разделе дается обзор методов исследования энергетических характеристик газотурбинных перекачивающих агрегатов (ГПА), которые, как правило, применяются на ДКС.

Эффективность работы ГПА зависит, главным образом, от эффективности работы энергопривода и нагнетателя, а также режимов работы ГПА. Различным способам регулирования режимов работы оборудования в трубопроводном транспорте энергоресурсов посвящены работы Байкова И.Р., Шаммазова А.М., Козаченко А.Н., Поршакова Б.П., Константинова И.М., Дубинского А.В. и других авторов.

КПД ГПА зависит также от времени наработки агрегата. Неисправности и отклонения от номинальных режимов, влияющие на энергетическую эффективность функционирования ГПА, отражаются на выходных показателях: располагаемой мощности и к.п.д., коэффициентах технического состояния и пр. Анализ работ, посвященных исследованию технического состояния ГПА, позволяет утверждать, что располагаемая мощность ГТУ в межремонтный период снижается на 10...20%, а эффективный к.п.д. на 5...10%. Технические сложности в непосредственном измерении мощности приводят к необходимости определения ее косвенным путем, используя измеряемые параметры, такие, как давление, температура, расход рабочего тела, связанные между собой известными соотношениями термодинамики. В большинстве случаев информации о фактических параметрах эксплуатации ГПА не имеется.

Второй раздел первой главы посвящен изучению особенностей эксплуатации технологического оборудования газотранспортных предприятий в условиях падения объемов добычи газа.

Снижение загрузки газопроводов связано как с отставанием ввода мощностей на дожимных компрессорных станциях, так и с сокращением объемов добычи природного газа, что приводит к увеличению удельных энергозатрат на этих КС.

Наиболее крупным из всех Российских месторождений является Уренгойское месторождение как по площади, так и по запасам. Уже в середине 80-х годов оно обеспечивало почти половину добычи газа в стране. В последние годы месторождение переходит в стадию падающей добычи.

При падении добычи возникает необходимость обеспечения рациональной эксплуатации оборудования. Газотранспортная система ОАО «Газпром», запроектированная на прежние условия работы при высокой загрузке газопроводов, оказывается в нерасчетном режиме пониженной загрузки, что сказывается на ее энергоэффективности и требует проведения специальных мероприятий по снижению энергоёмкости транспорта газа в новых условиях. В случаях, когда ГПА недогружены, происходит снижение технико-экономических показателей транспорта газа.

Вариация основных параметров КС существенно влияет на энергетическую эффективность их работы. В настоящее время для нормирования расхода газа на КС в ОАО «Газпром» используется удельный расход топливного газа на единицу политропной работы H . Анализ показывает, что относительная вариация в течение года показателя H меняется от 18,5% до 35% для разных КС. Таким образом, оптимизация режимов работы КС при неполной загрузке газопровода имеет большое практическое значение.

Причиной высоких энергозатрат при снижении объемов добычи газа может являться также несоответствие установленного оборудования условиям эксплуатации, в результате назревает необходимость в его модернизации или замене.

В заключительном разделе первой главы рассматриваются основные направления рационального использования энергетических ресурсов на газотранспортных предприятиях.

Вторая глава посвящена разработке энергосберегающих мероприятий на основе проведения статистического анализа параметров работы дожимных КС, полученных при проведении энергообследований, а также оценке потенциала использования ВЭР газодобывающих предприятий на примере ООО «Уренгойгазпром».

Основными параметрами работы компрессорной станции являются объем транспортируемого газа Q , степень повышения давления – ε и расход топливного газа на компримирование $Q_{\text{тг}}$. Энергетическим показателем эффективности работы оборудования КС является удельный расход топливного газа на единицу политропной работы. Оценка фактической энергоэффективности работы ГПА может быть определена лишь на основе статистической обработки соответствующей информации, собранной на основе инструментальных измерений на ДКС. Одним из главных условий эффективности применения статистических методов является однородность выборки. Очевидно, что для представительного анализа влияния условий работы на энергетическую эффективность ДКС желательно проводить исследования на различных ДКС с однотипными ГПА. Поэтому в работе нами проводился статистический анализ работы ДКС Уренгойского газопромыслового управления (УГПУ). На всех 15 ДКС УГПУ установлены однотипные ГПА с газотурбинным двигателем мощностью 16 МВт. Газотурбинный двигатель - трехвальный. Две турбины (низкого давления и высокого давления) являются приводом для двух ступеней компрессора, обеспечивающего подачу воздуха в двигатель. Свободная турбина является приводом нагнетателя. На всех ДКС компримирование осуществляется в две ступени.

Таким образом, можно утверждать, что мы имеем однородную выборку по типам агрегатов и по наработке с начала эксплуатации. В качестве примера расчета нами был проведен анализ энергетической эффективности работы всех ДКС за май 2004 года. Доля расхода топливного газа в процентах от объема добычи для обследованных ДКС УГПУ изменяется от 0,77% (ГП-8) до 3,39% (ГП-3), т. е. изменяется более чем в 4 раза. Следовательно, можно предположить, что основными причинами вариации расхода топливного газа являются условия работы ДКС.

Давление на входе ДКС изменяется от 21,6 кгс/см² до 28,5 кгс/см² (вариация 30%). Давление на выходе ДКС изменяется от 51,5 кгс/см² до 60,5 кгс/см² (вариация 17%). Таким образом, условия работы ДКС различны. Естественно, что условия работы ДКС существенно влияют на эффективность работы газо-

перекачивающих агрегатов. Статистический анализ показал, что относитель-



Рис.1. Распределение степени повышения давления по различным ДКС.

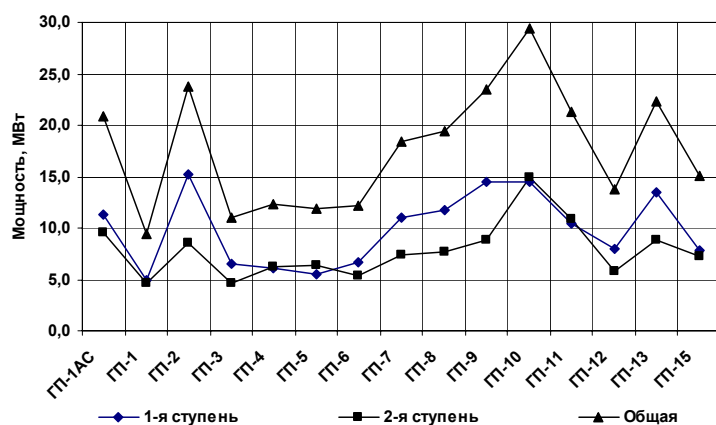


Рис.2. Распределение политропной мощности по ДКС.

Политропная работа в основном определяется степенью повышения давления (температура газа на входе в ГПА варьируется незначительно). На рис.1 представлено распределение степени повышения давления первой и второй ступеней компримирования по ДКС.

Как видно из рисунка, степень повышения давления на ДКС изменяется в широких пределах. На рис.2 представлено распределение политропной работы по ДКС (суммарной по ДКС и по ступеням компримирования).

Большая вариация величины политропной работы определяется вариацией объема транспортируемого газа и вариацией степени сжатия.

ный расход топливного газа (отношение расхода топливного газа к транспортируемому газу выраженному в процентах) имеет корреляцию как с давлением на входе ДКС (коэффициент корреляции минус 0,48), так и с конечным давлением (коэффициент корреляции минус 0,39). Знак минус означает, что с повышением давления эффективность транспорта повышается. Имеется корреляция (коэффициент корреляции 0,39) между расходом топливного газа и расходом транспортируемого газа.

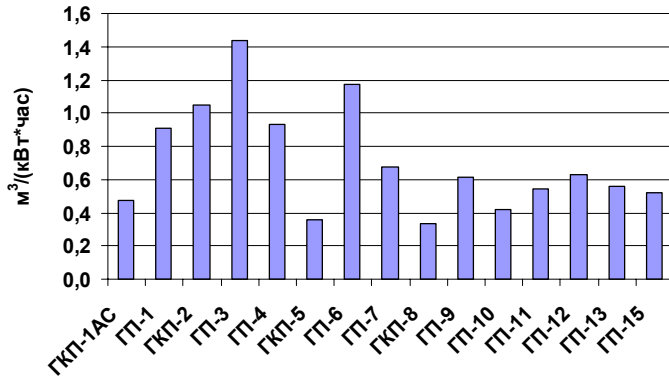


Рис.3. Распределение удельного расхода топливного газа по ДКС.

На рис.3 представлено распределение по ДКС величины удельного расхода газа на единицу политропной работы. Как видно из диаграммы, для ДКС 2, 3, 6 наблюдается явное превышение удельного расхода топливного газа по сравнению с остальными ДКС. На ГПА 10 удельный расход топливного газа существенно ниже по сравнению с остальными ДКС. Для остальных 11 ДКС удельный расход топливного газа находится в пределах $(0,62 - 1,02) \text{ н.м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{час})$.

В заключении раздела сделан вывод о том, что диспетчерской информации о регистрируемых параметрах работы ГПА недостаточно для определения реальной энергетической эффективности их работы. Реальную информацию о фактической энергетической эффективности работы ГПА можно получить лишь на основе прямых инструментальных измерений.

Во втором разделе главы разработана методика проведения измерений и анализируются результаты ее использования.

Эффективность работы газоперекачивающего агрегата с газотурбинным двигателем складывается из эффективности работы ГТУ и эффективности работы нагнетателя. Общий КПД ГПА определяется по формуле:

$$\eta_{\text{гпа}} = \eta_{\text{гту}} \cdot \eta_{\text{н}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{гту}}$ – КПД ГТУ, $\eta_{\text{н}}$ – КПД нагнетателя.

Для определения энергетической эффективности работы ГТУ был выбран метод баланса полезной работы и потерь. Эффективный КПД газотурбинной установки в этом случае определяется по формуле

$$\eta_{\text{гту}} = 1 - \delta N_{\text{yx}} - \delta N_{\text{x}} - \delta N_{\text{кс}}, \quad (2)$$

где δN_{yx} , δN_{x} – относительные потери с уходящими газами и потери от неполного сгорания топлива, $\delta N_{\text{кс}}$ – прочие потери, включающие в себя потери в системе маслоохлаждения подшипников, компрессора и турбины и потери в каме-

ре сгорания. Так как потери энергии с уходящими газами составляют примерно 95% всех потерь, погрешность их определения дает основной вклад в погрешность расчета эффективного КПД ГТУ. Величина δN_{yx} определяется на основе измерений содержания кислорода в уходящих газах и измерения температуры рабочего тела в различных точках ГТУ:

$$\delta N_{yx} = \frac{(\alpha \cdot m_0 + 1) \cdot \Delta i_{yx}}{q}, \quad (3)$$

где q – удельная теплота сгорания топливного газа (кДж/кг), m_0 – теоретическое количество воздуха, необходимого для сгорания одного килограмма топливного газа (кг/кг), α – коэффициент избытка воздуха, Δi_{yx} – уменьшение энтальпии уходящих газов (кДж/кг).

Политропный КПД нагнетателя зависит от показателя процесса сжатия в нагнетателе. Показатель реального процесса сжатия в нагнетателе (n_n) находится из уравнения:

$$\frac{n_n}{n_n - 1} = \frac{\ln \frac{p_{n2}}{p_{n1}}}{\ln \frac{t_{n2} + 273}{t_{n1} + 273}}, \quad (4)$$

где p_{n1} , p_{n2} – давление на входе и выходе нагнетателя, t_{n1} , t_{n2} – температура транспортируемого газа на входе и выходе нагнетателя. Политропный КПД нагнетателя определяется по формуле:

$$\eta_n = \frac{n_n}{n_n - 1} \cdot \frac{k_n - 1}{k_n}, \quad (5)$$

где k_n – показатель идеального процесса сжатия. Для природного газа принято $k_n = 1,3$.

Результаты измерений показали, что среднее значение политропного КПД нагнетателя равно 0,72, что более чем на 10% ниже номинального значения 0,82. Причем, значение политропного КПД изменяется от очень низкого значения 0,59 для ГПА 4 газового промысла ГП-12 до номинального значения для ГПА 3 газового промысла ГП-15.

Одной из причин вариации КПД нагнетателя является разные условия работы ГПА первой и второй ступеней компримирования. Для большинства ДКС политропный КПД ГПА первой ступени ниже соответствующего показателя второй ступени. Среднее значение политропного КПД нагнетателей первой ступени равно 0,69, что на 16% ниже номинального значения. Для второй ступени компримирования среднее значение КПД нагнетателя равно 0,76, что на 8% ниже номинального значения. Таким образом, основной причиной низкого среднего КПД нагнетателей является низкая эффективность работы агрегатов первой ступени компримирования.

Разные условия эксплуатации агрегатов первой и второй ступеней компримирования являются причиной различия в средних значениях КПД ГТУ. Среднее значение КПД ГТУ первой ступени составляет 0,20. Среднее значение КПД ГТУ второй ступени примерно на 5% выше и составляет 0,21.

Таким образом, проведенные инструментальные обследования позволили определить реальную эффективность работы ГПА, что дало возможность выявить причины неэффективного использования топливного газа. Установлено, что основными причинами низкой эффективности работы ГПА в УГПУ являются:

- эксплуатация агрегатов в неноминальных режимах.
- различные условия работы агрегатов первой и второй ступеней компримирования.
- неудовлетворительное техническое состояние компрессоров ГТУ.

Третья глава посвящена разработке методов оперативного контроля энергетической эффективности работы ГТУ ДКС в изменяющихся условиях эксплуатации. Работа ДКС характеризуется нестационарными режимами эксплуатации, при этом постоянно меняются расход и параметры компримирования добываемого углеводородного сырья. В нестационарных условиях эксплуатации особую роль играет контроль за параметрами работы оборудования. Располагая данными о параметрах эксплуатации оборудования, можно выбрать наиболее рациональные режимы работы ГПА. Одновременно производится накопление оптимизационного архива режимов, который в некоторых случаях

позволяет ускорить решение задачи выбора энергоэффективных режимов компримирования.

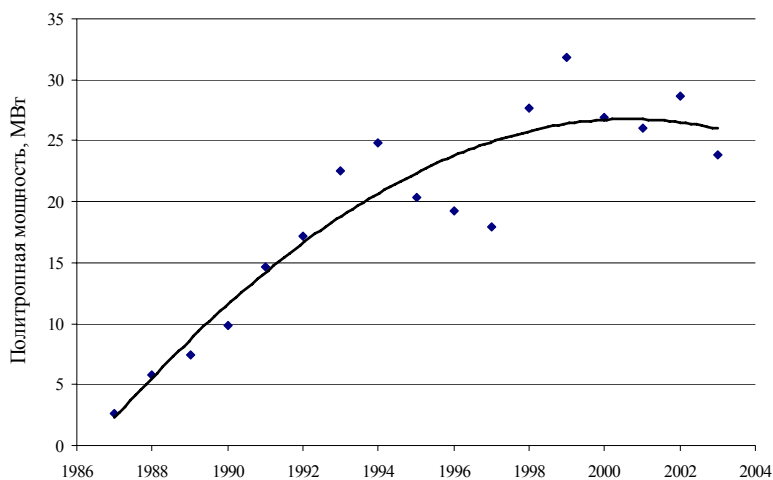


Рис.4. Динамика политропной мощности ДКС-3

Работа дожимных компрессорных станций характеризуется постоянно меняющимися параметрами компримирования. На рис.4 представлено изменение политропной мощности ДКС-3, рассчитанное для условий давления газа на выходе из ДКС равной 7,6 МПа. Для этого степень повышения давления должна достигать 3,3, что можно обеспечить компримированием в три ступени нагнетания. Как видно из рисунка 4, необходимая мощность ДКС за период эксплуатации существенно увеличилась (более чем в 12 раз). В связи с этим затраты энергоресурсов на компримирование значительно возросли. В настоящее время давление на выходе ДКС не превышает 5,5 МПа.

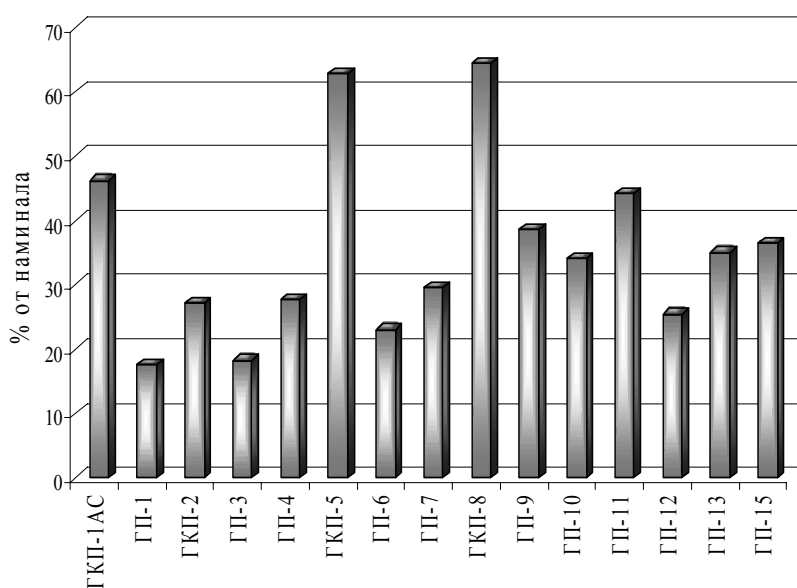


Рис.5. Распределение мощности ГПА на УГКМ.

Максимальная мощность ДКС может достигнуть 32 МВт при условии, что давление на выходе ДКС составляет 7,6 МПа. При двухступенчатом компримировании указанную мощность могут обеспечить два агрегата мощностью 16 МВт. В УГПУ на всех ДКС установлены ГПА мощностью 16 МВт. На рис.5 пред-

ставлено распределение по ДКС средней мощности работающих агрегатов в процентах от номинального значения (16 МВт). Из диаграммы видно, что большинство ГПА эксплуатируются с полезной мощностью менее 50% от номинала. Работа газотурбинной установки характеризуется явной зависимостью КПД от мощности. Причем снижение мощности на 50% от номинала характеризуется снижением КПД установки на (25-30)%.

Проведенный в работе анализ энергозатрат при различных комбинациях ГПА с учетом характеристик нагнетателей показал, что при существующей номенклатуре оборудования сколько-нибудь реального снижения энергопотребления добиться невозможно. Снижение энергозатрат в сложившихся условиях возможно лишь путем технического перевооружения ДКС путем замены ГПА на агрегаты, технические характеристики которых соответствуют условиям эксплуатации газопроводов.

Возможность варьирования средней мощностью агрегатов позволит существенно повысить эффективность работы ДКС за счет соответствия фактического расхода топливного газа номинальным параметрам ГПА. На ДКС-11 фактический расход топливного газа за 2003 год составил 160 млн. м³/год. Эксплуатация оборудования в номинальном режиме (КПД ГТУ – 0,29; политропный КПД нагнетателя – 0,8) позволит повысить эффективность использования топлива на 20%, что приведет к экономии топливного газа - 32 млн. м³/год. По всем 15 ДКС экономия составит не менее 120 млн. м³/год.

В четвертой главе диссертации решается задача снижения энергоемкости производства, поставленная с точки зрения комплексного подхода к вопросам энергоэффективности.

В процессе разработки газовых месторождений образуются инфраструктуры, куда входят отдельные производства (газовые промыслы, перерабатывающие заводы, цеха по подготовке сырья к дальнейшему транспорту) и системы энергообеспечения (ТЭЦ и ЛЭП, котельные, системы водоснабжения и канализации, объекты городского хозяйства). Поэтому весьма актуальным представляется определение энергоэффективности всей инфраструктуры в целом, а также оценка возможности частичного или полного перехода на альтернативные

варианты энергоснабжения всей сложной и взаимосвязанной системы объектов, «привязанных» к месторождению.

В первом разделе четвертой главы проведен анализ результатов энергетического обследования подразделений ООО «Уренгойгазпром», рассматриваются структура и объемы энергопотребления подразделений и итоги обследования, выраженные в эффективности предложенных мероприятиях по энергосбережению.

Перечисленные мероприятия, безусловно, могут способствовать снижению энергопотребления ООО «Уренгойгазпром» в целом. Однако подобный подход, по нашему мнению, не является наилучшим. Действительно, поскольку все структурные подразделения являются неотъемлемыми составляющими энергетической инфраструктуры, то более целесообразным представляется именно общий подход к проблеме энергосбережения. При этом имеется в виду не получение выгоды отдельными подразделениями ООО «УГП», а выгода предприятия в целом, несмотря на возможные потери для отдельных подразделений. Рассмотрим один из возможных вариантов подобного подхода к этой проблеме.

Наиболее энергоемким производством ООО «УГП» является добыча газа и его компримирование на ДКС. Если газовое топливо для ДКС доступно для производства в любых объемах и в любое время, то электрическая энергия на газовые промыслы поставляется монополистом электроэнергетики, что имеет серьезные недостатки:

- Низкая надежность 700-километровой ЛЭП 220 кВ «Сургут - Новый Уренгой», проложенной в неблагоприятных природно-климатических условиях. За год происходит до 5 аварийных отключений электропитания с крайне неблагоприятными последствиями для производства.
- Высокие и постоянно повышающиеся тарифы на электроэнергию.
- Значительные потери энергии в ЛЭП 220 кВ, которые оплачивает, в конечном счете, ООО «УГП».

Поэтому рассмотрим альтернативный вариант электроснабжения г. Новый Уренгой и филиалов ООО «УГП», лишенный перечисленных недостатков

и предусматривающий переход на автономное электроснабжение всей энергетической инфраструктуры «УГП» и города Новый Уренгой.

Анализ территориального расположения объектов ООО «УГП» и их мощности показывает, что имеет место явно неравномерная территориальная распределенность электропотребителей. Газовые промыслы (ГП) наиболее мощного потребителя – Уренгойское газопромысловое управление (УГПУ) – расположены на расстояниях до 200 км от города.

При рассмотрении вопроса о строительстве собственного источника электроэнергии необходимо учитывать, что в случае пространственно распределенной электрической нагрузки, потери в распределительных сетях (и стоимость строительства самих сетей) будут сильно зависеть от общей протяженности ЛЭП. Поэтому выбор места расположения автономной электростанции является важной и ответственной задачей.

Самым простым путем перехода на автономное электропитание является использование блочных электростанций собственных нужд (ЭСН) с газотурбинным или газопоршневым приводом на каждом газовом промысле и других удаленных объектах. Анализ показал, что номинальная мощность каждой блочной электростанции не будет превышать 6 МВт, поскольку реально используемая мощность составляет не более 4 МВт. Однако такой простейшей схеме присущи серьезные недостатки:

Во-первых, ресурс газотурбинных двигателей составляет около 10-20 тыс. часов, после чего требуется дорогостоящий капитальный ремонт. Полный ресурс не превышает 30-60 тыс. часов.

Во-вторых, каждый автономный энергоисточник выделяет большое количество тепловой энергии, которая и без того в избытке получается при использовании котлов-утилизаторов на ГПА.

В-третьих, КПД энергетического источника, как правило, падает со снижением его номинальной мощности.

Поэтому имеет смысл исследовать схему применения нескольких, но достаточно мощных электростанций. В этом случае встает вопрос об их оптимальном территориальном размещении.

Исходной информацией для проведения расчетов служит масштабная карта месторождения, на которую нанесены все энергопотребляющие объекты (ДКС, технологические установки заводов по переработке сырья, кусты скважин, мощные насосы и пр.) с указанием их установленной мощности.

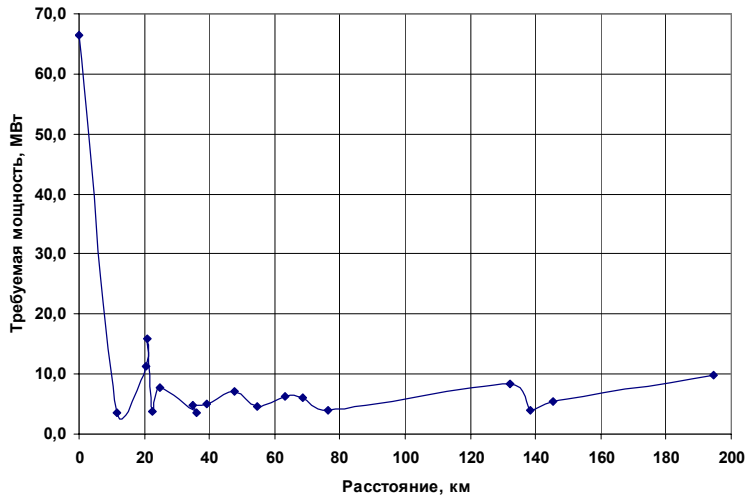


Рис.6. Пространственное расположение энергопотребителей ООО «Уренгойгазпром».

Для наглядности представления данных по плотности размещения энергопотребляющих объектов может быть использовано трехмерное представление исходных данных, т.е. по горизонтальным осям

отложены координаты объектов на местности, а по вертикальной – их мощность. В рассматриваемом же нами случае имеет место практически линейное расположение энергопотребителей, поэтому достаточной наглядностью обладает двумерное представление (рис.6).

Подобные задачи могут быть рассмотрены с позиции метода оптимизации размещения объектов в непрерывном пространстве решений, которая в общем случае формулируется следующим образом.

Пусть m существующих объектов размещены в различных точках P_1, \dots, P_m плоскости, а новые объекты (ЭСН) – в точках $X_1 \dots X_n$. Расстояние между точками расположения j -го нового и i -го существующих объектов обозначим как $d(X_j, P_i)$. Обозначим годовые удельные потери энергии в кабеле между j -м новым и i -м существующим объектом через $w_{ij}=F_1(N_i)$. Тогда общие годовые потери энергии определяются как

$$f(X) = \sum_{i=1}^m w_{ij} d(X_j, P_i), \quad (7)$$

где $d(X_j, P_i) = \sqrt{(x_j - a_i)^2 + (y_j - b_i)^2}$;

x_j, y_j – искомые координаты нового объекта, a_i и b_i – координаты i -го существующего объекта.

Задача размещения нового объекта на плоскости состоит в минимизации целевой функции: $f(X) \rightarrow \min$, и ее решение сводится к итерационному расчету по соотношениям:

$$x_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} a_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (8)$$

$$y_j^{(h+1)} = \frac{\sum_{i=1}^m w_{ij} b_i / E_i^{(h)}}{\sum_{i=1}^m w_{ij} / E_i^{(h)}}, \quad (9)$$

где $E_i^{(h)} = \sqrt{(x^{(h)} - a_i)^2 + (y^{(h)} - b_i)^2} + \varphi$,

φ - малый параметр для аппроксимации зависимости (7) гладкой функцией, а верхние индексы обозначают номер итерации.

Расчет оптимального расположения одной ЭСН (или ТЭЦ), проведенный по формулам (8),(9), дает оптимальное расположение источника энергии

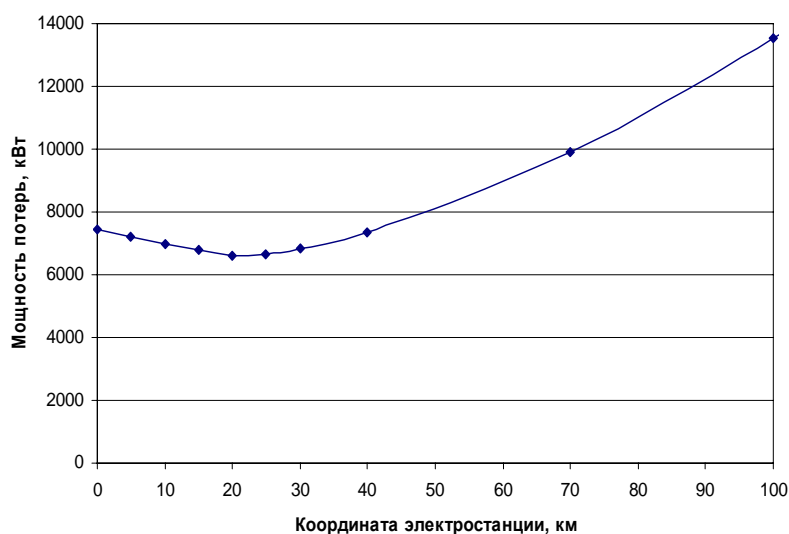


Рис.7. Зависимость мощности потерь в ЛЭП от территориального расположения источника электроэнергии.

на расстоянии 21,0 км от г. Новый Уренгой, т.е. в районе достаточно мощных потребителей ГП-2, ГП-3, УПКТ и НГДУ.

При таком размещении ТЭЦ суммарные потери в ЛЭП сократятся в 1,75 раза в сравнении с ныне существующими. При смещении координаты ТЭЦ мощность потерь возрастает (рис.7).

Заметим, что имеется еще одно преимущество такого расположения ТЭЦ. Актуальной проблемой ООО «УГП» является утилизация газа, который в настоящее время сжигается в факелах. В основном это касается низконапорного газа, сбрасываемого на факельные устройства НГДУ и УПКТ (210 млн. $\text{нм}^3/\text{год}$ на ЦПС-1, 225 млн. $\text{нм}^3/\text{год}$ на ЦПС-2 и 8,7 млн. $\text{нм}^3/\text{год}$ на УПКТ). Таким образом, оптимальное располо-

жение ТЭЦ по критерию минимальных потерь энергии практически совпадает с расположением предприятий, нуждающихся в утилизации попутного газа, и, таким образом, строительство ТЭЦ в данном месте решает одновременно две важнейшие задачи.

Далее рассматриваются варианты автономного энергоснабжения ООО «УГП» с несколькими энергоисточниками.

Один из возможных вариантов расположения ЭСН трех номиналов мощностей представлен на рис. 8. Расчет проводился по формулам (8),(9) но с учетом того, что в нашем распоряжении имеются три независимых ЭСН с номинальными электрическими мощностями $N_1 = 80$ МВт, $N_2 = 60$ МВт, и $N_3 = 40$ МВт.

Однако наиболее рациональным является зависимая схема подключения, когда все три ЭСН работают на одну общую сеть (синхронизированы), что позволяет улучшить динамический диапазон мощности системы ЭСН и ее надежность по сравнению с независимой схемой подключения источников элект

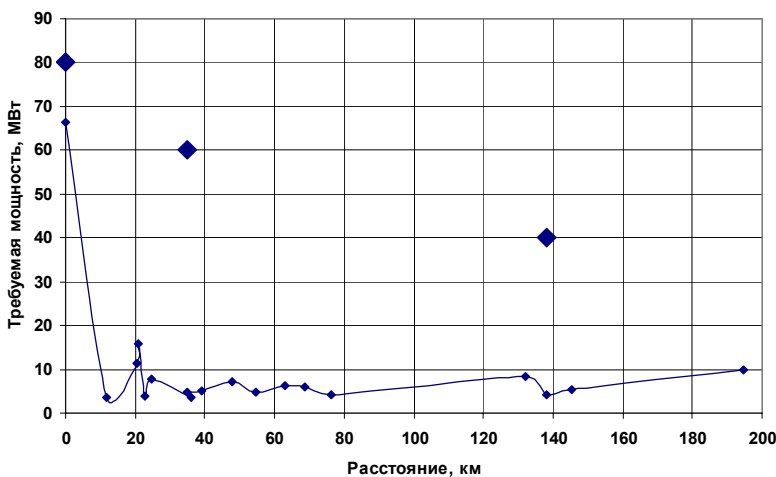


Рис.8. Оптимальный вариант расположения трех ЭСН с номинальными мощностями 80, 60 и 40 МВт.

троэнергии. В таком случае предлагается схема последовательной оптимизации, суть которой состоит в последовательном исключении из схемы по одной ЭСН, которое приводит к наименьшим потерям в ЛЭП, с перераспределением ее нагрузки по оставшимся ЭСН.

Рассмотренные методы позволяет минимизировать потери энергии в ЛЭП и ее протяженность (а значит и стоимость). Однако во многих случаях бывают заведомо более предпочтительные варианты расположения энергоисточника, связанные с техническими возможностями. Например, в ООО «УГП» таким местом служит интервал расстояний 20-22 км от города, где имеется не утилизируемый в настоящее время

низконапорный газ НГДУ, сжигаемый в факелах. Мощность этого вторичного энергоресурса составляет около 1000 МВт, что с запасом перекрывает потребности промышленных объектов и города в электрической и тепловой энергии. В работе рассмотрено несколько вариантов строительства ТЭЦ на низконапорном газе.

В следующих разделах четвертой главы исследуются возможности усовершенствования технологических процессов в конкретных подразделениях ООО «УГП». Рассмотрена возможность перевода ДКС на более экономичный электропривод, но это возможно лишь для ближайших к ТЭЦ ДКС. Рассмотрена целесообразность замены теплоспутников на НГДУ на электроподогревающие системы. С учетом падения добычи нефти в НГДУ предлагается замена насосов внешней перекачки на меньшую производительность, использование технологии ЧРП на УПКТ и т.д.

В заключительном разделе рассмотрен один из методов повышения энергетической эффективности дожимных компрессорных станций, заключающийся в дозагрузке ГПА газом из сторонних источников. Как уже говорилось, основной причиной низкой энергетической эффективности работы ДКС является их неполная загрузка при естественном падении объемов добычи газа. Поэтому было предложено осуществлять дополнительную загрузку ДКС газом из других источников – газом валанжинской залежи, попутным нефтяным газом НГДУ, газом деэтанализации с УПКТ и пр.

Подобные схемы были экспериментально опробованы в 2004 году на нескольких ДКС. Результаты экспериментов неоднозначны. Так на ДКС-1А удельный расход топливного газа снизился более, чем в 1,5 раза, а на ДКС-6 даже несколько увеличился. Поэтому нами была разработана методика оптимизации объемов валанжинского газа, подаваемого на сеноманские ДКС, выбор типов и схем включения центробежных нагнетателей. Для применения оптимизационных математических методов необходимо аналитическое представление характеристик нагнетателей. Общий вид аппроксимационных зависимостей был получен с применением метода асимптотических координат.

Постоянные коэффициенты в этих соотношениях получены по оцифрованным паспортным характеристикам нагнетателей и использованием методов нелинейной оптимизации.

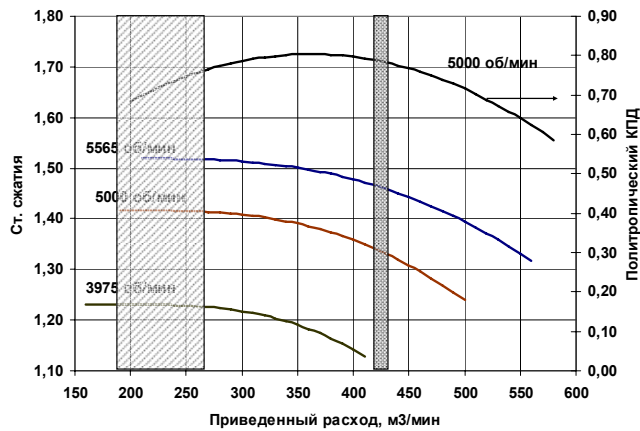


Рис.9. Рабочие зоны нагнетателя второй ступени до (левая) и после (правая) подачи вальцового газа.

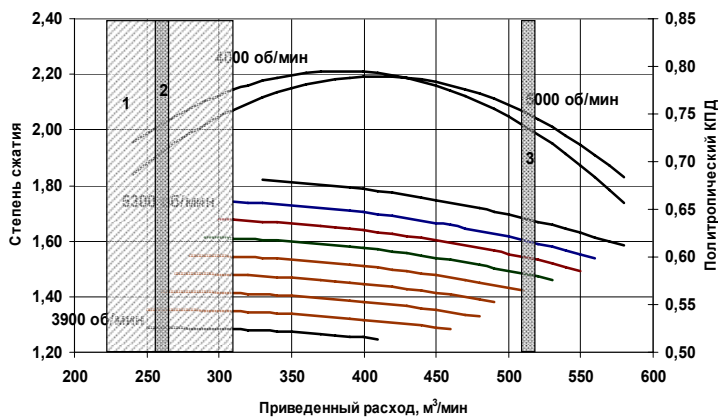


Рис.10. Оптимизация режимов работы ДКС-5 догрузкой второй ступени нагнетания.

второй ступени вальцовым газом, недогрузка сохраняется, а значит, будет иметь место неэффективная работа ДКС (зона 2). При сохранении схемы 2x1 происходит значительная перегрузка нагнетателя второй ступени, и режим работы по-прежнему неэффективный. В данном случае следует уменьшить объемы догрузки вальца до $3100 \text{ нм}^3/\text{мин}$, в этом случае работа ДКС-5 будет наиболее эффективной.

На рис.9 показаны рабочие области нагнетателя второй ступени сжатия ДКС-1А до и после догрузки вальцовым газом. Как следует из приведенных данных, положительный результат эксперимента на ДКС-1А объясняется тем, что нагнетатель работал на самой границе рабочей области, а при его догрузке вальцовым газом рабочая область переместилась практически в оптимальную зону.

Из данных рис.10 становится понятен неоднозначный результат эксперимента на ДКС-5. При изменении схемы работы с 2x1 на 2x2 и догрузке

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

- 1 Установлено, что энергетическая эффективность газоперекачивающих агрегатов Уренгойского газопромыслового управления ниже номинальной на 20-30 %. Выявлено, что оптимизация режимов работы ГПА в рассмотренных условиях не может обеспечить существенное снижение энергозатрат, а причиной низкой эффективности работы ГПА является несоответствие установленного оборудования конкретным условиям работы ДКС. Причем, минимальные энергозатраты превышают номинальные показатели установленного оборудования более чем на 20%.
- 2 Проведен анализ энергопотребления УГКМ и показана целесообразность перевода энергообеспечения на автономные источники. Разработан метод оптимизации размещения ЭСН на территории УГКМ, проведены расчеты для различных вариантов выбора числа и мощности энергоблоков.
- 3 Установлено, что имеющиеся ресурсы не утилизируемого низконапорного газа желательно использовать в качестве топлива для электростанций, которые могут служить в качестве автономных источников электроэнергии ряда объектов Уренгойского газопромыслового управления. Показано, что экономия энергоресурсов в денежном выражении за счет использования низконапорного газа составит 500 млн. руб./год.
- 4 Предложено применение электрообогрева технологических трубопроводов и установлено, что его использование позволяет сократить потери тепловой энергии, а также существенно снизить затраты на техническое обслуживание теплоспутников.
- 5 Рассмотрена возможность использования электропривода на ДКС. Показано, что это мероприятие целесообразно для трех ГП при строительстве ТЭЦ в г. Новом Уренгое, использующей не утилизируемый низконапорный газ с предприятия НГДУ.
- 6 Разработан метод оптимизации режимов ДКС при совместном компримировании продукции сеноманской и валанжинской залежи, позволяющий снизить удельное потребление топливного газа на 25...28%.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных работах:

1. Байков И.Р., Смородов Е.А., Путенихин А.Ю. Обеспечение энергетической безопасности предприятий газовой промышленности с применением автономных источников электроэнергии // Материалы международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт сегодня и завтра» (Уфа, 27-29 нояб., 2002) С. 287-289.
2. Байков И.Р., Смородов Е.А., Путенихин А.Ю. Моделирование работы установки деэтанзации газового конденсата // Материалы международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт сегодня и завтра» (Уфа, 27-29 нояб., 2002) С. 213-214.
3. Сулейманов А.М., Путенихин А.Ю. Энергоэффективность очистки проточной части осевого компрессора газотурбинной установки // III Энергетический форум в Уфе, 2003.- С.53-54.
4. Юкин Г.А., Байков И.Р., Путенихин А.Ю., Юкин А.Ф. Потенциал повышения энергоэффективности работы компрессорных станций // 3-й Российский энергетический форум: Сборник докладов. - Уфа, 2003. – С. 63 – 65.
5. Путенихин А.Ю. Оптимизация расположения линейно-эксплуатационных служб, обслуживающих газопроводы большой протяженности // Научно-техническая конференция молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» (г. Новый Уренгой, 25-26 марта 2004 г.): Сборник докладов. – г. Новый Уренгой, 2004. – С. 16-17.
6. Путенихин А.Ю. Повышение энергетической эффективности предприятия путем использования частотно-регулируемого привода // Научно-техническая конференция молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Обеспечение эффективного функционирования газовой отрасли» (г. Новый Уренгой, 25-26 марта 2004 г.): Сборник докладов. – г. Новый Уренгой, 2004. – С. 47-48.
7. Байков И.Р., Путенихин А.Ю., Костарева С.Н. Диагностирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов на основе количественной характеристики выхлопных газов // Энергоэффективные технологии: Тезисы докладов научно-практической конференции.-Уфа, 2004.-С.58-62.
8. Юкин А.Ф., Путенихин А.Ю. Эффективность электроподогрева при индивидуальном энергоснабжении нефтебаз и газоперекачивающих станций// Энергоэффективные технологии: Тезисы докладов научно-практической конференции.-Уфа, 2004.-С.66-67.
9. Путенихин А.Ю. Энергосберегающие технологии и режимы аппаратов воздушного охлаждения// Энергоэффективные технологии: Тезисы докладов научно-практической конференции.-Уфа, 2004.-С.12-13.