

стороны, не ухудшая точности расчетов, значительно их упростить, а с другой стороны – идентифицировать некоторые параметры модели по экспериментальным данным, что в случае использования аналитических соотношений базовой модели было бы затруднительно.

Разработанная методика может применяться при создании АСУ ТП многих технологических производств, но особенно важно использование принципа согласования измеряемых параметров и модели процесса при эксплуатации, контроле и управлении объектами нефтегазового комплекса, где незначительные ошибки оценивания параметров могут стать источником существенных финансовых потерь за счет неоптимального управления, либо привести к расхождению баланса целевого продукта.

1. Ванник В.Н. Восстановление зависимостей по эмпирическим данным. - М. 1979.
2. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. - М. 1969.
3. Уилкс С Математическая статистика. - М. 1969.
4. Евдокимов А.Г. Минимизация функций и ее приложения к задачам автоматизированного управления инженерными сетями - Харьков. 1985.
5. Васильев Ф. Численные методы решения экстремальных задач - М. 1988.
6. Розгонюк В.В., Хачикян Л.А. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник. - К. 1998.
7. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности - М. 1989.

УДК 658.012.011.56

А. Прищепо, В. Колодяжный, В. Коток, О. Сендеров, О. Тевяшева
 ДК "Укртрансгаз", Научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт
 автоматизированных систем управления транспортом газа (НИПИАСУтрансгаз)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ИХ РАБОТЫ

© Прищепо А., Колодяжный В., Коток В., Сендеров О., Тевяшева О., 2002

Пропонується метод підвищення ефективності режиму роботи компресорного цеху, оснований на оптимальному перерозподілі навантаження між газоперекачувальними агрегатами цеху. Як критерій оптимізації приймається мінімум витрати паливного газу при забезпеченні заданого режиму роботи цеху та усталеної роботи його технологічного устаткування.

The method of increasing the efficiency of compressor shop operating mode is pro-posed. The method is based on optimal redistribution of working load among gas compressors that are part of shop. Minimum of fuel flow rate serves as a criterion for optimization provided that compressor shop operating mode and stable work of its power facilities are saved.

В связи с нехваткой топливно-энергетических ресурсов в Украине проблема экономии природного газа в настоящее время выдвинулась на первый план. Газовая промышленность Украины, обеспечивая добычу и транспорт природного газа, в то же время является крупным

потребителем этого сырья. Затраты природного газа на собственные нужды газотранспортных предприятий уже сегодня достигают 9–10% от общего объема компримируемого газа и имеют тенденцию к дальнейшему росту [1]. Основная часть этого газа используется в качестве топлива, обеспечивающего функционирование газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных цехов (КЦ).

Основная задача управления агрегатами в составе компрессорного цеха – обеспечение заданного режима, т.е. обычно стабилизация одного из параметров работы цеха: давления на выходе цеха, степени сжатия цеха или объема перекачиваемого газа. Необходимо, с одной стороны, компенсировать случайные возмущения параметров газового потока на входе цеха, а с другой – удерживать агрегаты в области допустимых режимов работы (ОДР), определяемой целым рядом ограничений на режимно-технологические параметры.

Стабильная работа КЦ возможна тогда, когда режим его работы (создаваемая степень сжатия и расход газа через ГПА КЦ) соответствует нагрузке сети в определенный момент времени. Под сетью в этом случае понимается участок магистрального газопровода, прилегающий к компрессорной станции (КС). Нагрузка сети определяется интенсивностью отбора газа из магистрали за КС и его нагнетанием на ее вход.

На рис.1 в упрощенном виде изображены ОДР трех ГПА и ОДР КЦ и соответствующие некоторому режиму работы рабочие точки ГПА и КЦ. Поскольку

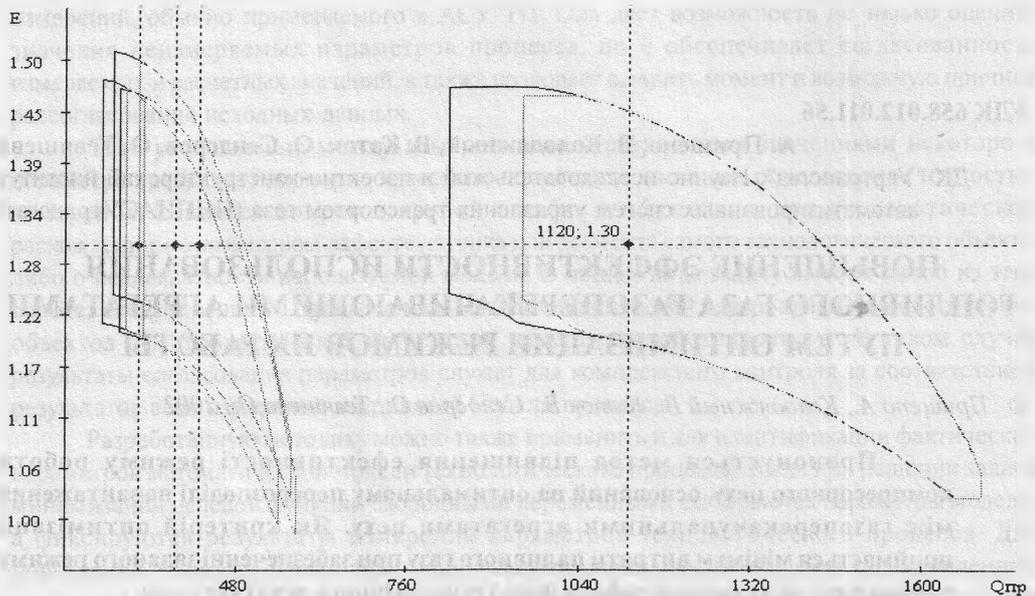


Рис.1 Области допустимых режимов работы ГПА и КЦ

агрегаты включены параллельно и работают на один цеховой коллектор, их степени сжатия равны с точностью до потерь напора в обвязке, которыми пренебрегаем. Сумма расходов газа через каждый нагнетатель определяет значение расхода газа по КЦ в целом.

Для обеспечения требуемого режима работы КЦ распределение степени загрузки агрегатов можно выбирать произвольно, но так, чтобы не нарушить технологические ограничения, стабилизировать, например, заданное выходное давление и сохранить суммарный расход газа через цех неизменным. При планировании режима работы

цеха в качестве критерия оптимальности распределения нагрузок между агрегатами целесообразно принять минимум суммарного расхода топливного газа по цеху.

При решении этой задачи математическая модель каждого агрегата, связывающая измеренные и расчетные параметры режима работы, полагается известной. Например, для анализа была взята хорошо известная модель стационарного режима компримирования газа ГПА [2]. На рис. 2 и 3 показаны зависимости степеней сжатия и расхода топливного газа от приведенного расхода газа через нагнетатель ГПА и частоты вращения вала турбины нагнетателя. На рис.3 отдельно выделена зависимость расхода топливного газа при фиксированной степени сжатия ГПА.

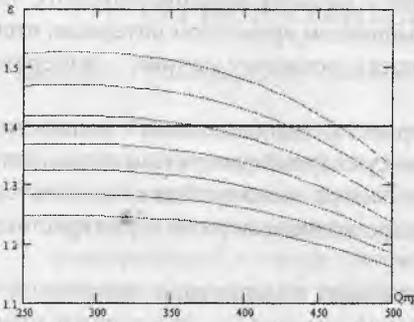


Рис.2. Степень сжатия нагнетателя

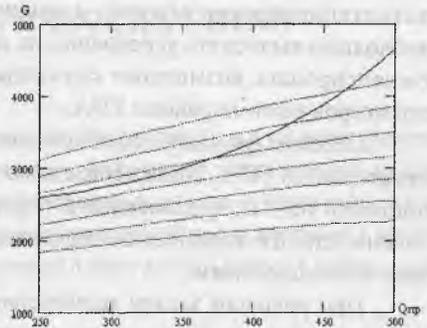


Рис.3. Расход топливного газа

На основании моделей всех ГПА КЦ строится целевая функция как сумма расходов топливного газа по всем агрегатам, минимум которой следует найти. На рис.4 представлен вид целевой функции с учетом ограничений на технологические параметры и сохранения неизменного суммарного коммерческого расхода газа по КЦ для трех агрегатов в составе КЦ.

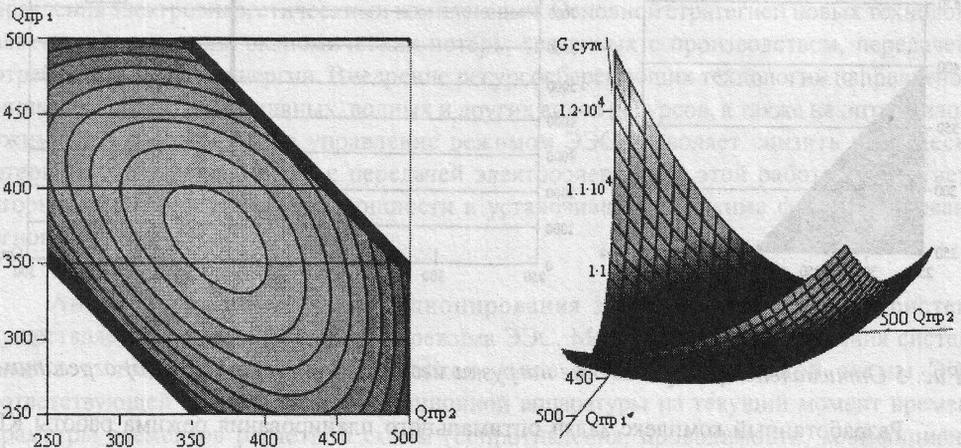


Рис.4. Суммарный расход топливного газа по КЦ (целевая функция задачи)

Поскольку задача предназначена для использования в АСУ ТП реального времени и исходя из характера целевой функции, для нахождения ее минимума выбран метод нулевого порядка (метод Нелдера–Мида с ограничениями), не требующий больших затрат машинных ресурсов [3].

Однако постановка задачи основана на знании суммарного расхода компримируемого газа по КЦ. На практике это значение принципиально неизвестно для заданного давления на выходе КЦ в произвольный момент времени, поскольку это требует априорного знания характеристики нагрузки сети для всех возможных расходов. Но в краткосрочном периоде, когда функцию нагрузки сети можно считать неизменной, это значение можно оценить по данным фактического режима работы цеха. Для этого цех должен работать в квазистационарном режиме, а оценку суммарного расхода компримируемого газа необходимо вычислять усредненно на некотором выбранном временном интервале, чтобы компенсировать возможные случайные погрешности исходных данных – измерений параметров режима работы ГПА.

Целевую функцию подобного типа можно строить и с использованием мощностных характеристик ГПА. Тогда необходимо сохранять не суммарный расход газа, а суммарную мощность по КЦ, отдаваемую в трассу. Выбор того или иного метода определяется в зависимости от степени адекватности модели либо по расходно-напорным характеристикам, либо по мощностным.

При решении задачи количество ГПА, работающих в магистрали, предполагается заданным. Однако анализ ряда возможных ситуаций показывает, что с точки зрения минимизации расхода топливного газа целесообразно использовать другое количество агрегатов. Так, на рис. 5 показано, что при фиксированной нагрузке сети, т.е. заданном значении выходного давления и производительности КЦ, более эффективным является режим ввода в трассу двух агрегатов, а не трех.

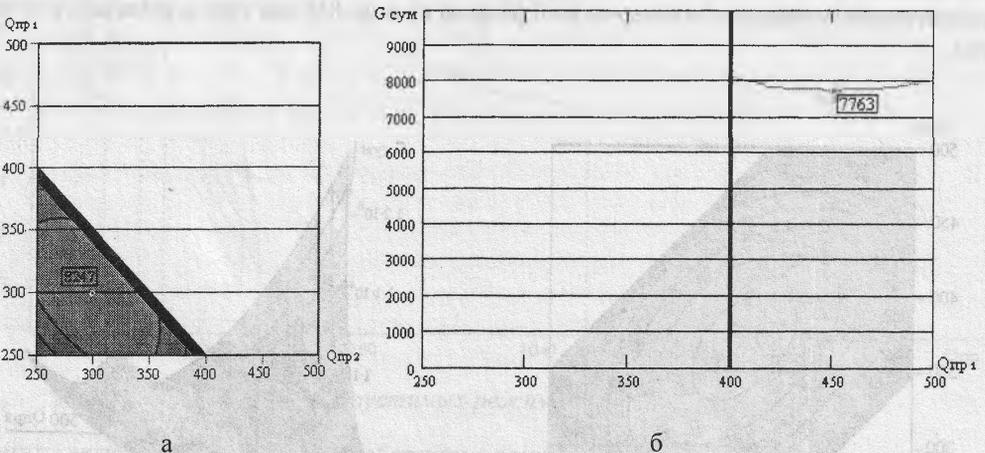


Рис. 5 Оптимальное распределение нагрузки между тремя (а) и двумя (б) агрегатами

Разработанный комплекс задач оптимального планирования режима работы КЦ в краткосрочном периоде предполагается использовать при решении задачи оперативного управления технологическим оборудованием и процессами компримирования газа в составе АСУ ТП компрессорного цеха.

1. Руднік А.А., Дубровський В.В. Основні напрямки розвитку газотранспортної системи України. *Нафтова і газова промисловість*. 1999. №4. 2. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. *Справочник работника газовой промышленности* - М. 1989. 3. Банди Б. *Методы оптимизации* - М. 1988.

УДК 215.111.

А. Тевяшев, Т. Тимофеева, О. Синельникова
Харьковский национальный университет радиоэлектроники

ЭФФЕКТИВНЫЙ АЛГОРИТМ МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ В РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

© Тевяшев А., Тимофеева Т., Синельникова О., 2002

Розглянута проблема мінімізації втрат потужності в сталому режимі електроенергетичної системи. Побудовано алгоритм вирішення задачі оптимізації режиму функціонування електроенергетичної системи, який враховує існуючі режимні обмеження щодо вимог надійності режиму і якості електроенергії, а також обмеження на діапазон зміни регульованих параметрів режиму відповідно до технічних норм.

In the given work is considered a problem of minimization of watt losses in steady state mode of electrical power system. Algorithm of the decision of a problem of optimization of a mode of functioning of electrical power system is constructed which takes into account operating of restriction, proceeding from the requirements of reliability of a mode and quality of the electric power, and also restriction on a range of change of adjustable parameters of a mode, according to technical norms.

Введение

В настоящее время наметилась тенденция внедрения новых технологий в систему управления электроэнергетическими комплексами. Основной стратегией новых технологий является минимизация экономических потерь, связанных с производством, передачей и потреблением электроэнергии. Внедрение ресурсосберегающих технологий направлено на минимизацию затрат топливных, водных и других видов ресурсов, а также на оптимизацию режима ЭЭС. Оптимальное управление режимом ЭЭС позволяет снизить технические потери мощности, связанные с передачей электроэнергии. В этой работе предлагается алгоритм минимизации потерь мощности в установившемся режиме функционирования региональной электрической сети.

Постановка задачи

Анализ оптимальности функционирования электроэнергетической системы осуществляется для установившегося режима ЭЭС. Модель текущего состояния системы включает: топологию сети, т.е. состав узлов и связей расчетной схемы ЭЭС, соответствующей положению коммутационной аппаратуры на текущий момент времени; параметры элементов расчетной схемы (сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации, коэффициенты статических нагрузок и генераторов и т. д.). Рассчитывая установившийся режим ЭЭС, определяют параметры режима: напряжения и фазы во всех узлах расчетной схемы; перетоки активной и реактивной мощности и токи в элементах