DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-118-124

УДК 622.691

Обоснование энергоэффективности использования тригенерационной системы для компрессорной станции

К. К. Кутуев, С. М. Чекардовский*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: chekardovskijsm@tyuiu.ru*

Аннотация. На сегодняшний день эффективность транспортировки природного газа представляет собой первостепенную задачу. В этих рамках проектирование и эксплуатация компрессорных станций являются ключевым фактором, существенно влияющим на эксплуатационные расходы газотранспортных компаний. Такие условия характеризуются растущим уровнем сложности не только выбора технологии сжатия газа, но и интеграции систем, обусловленных потребностями в энергии, включая электроэнергию, тепло и охлаждение. Проблемы, связанные с ценами на ископаемое топливо, ресурсами и воздействием на окружающую среду, привели в последние десятилетия к активизации усилий по разработке более эффективных систем. Один из способов сделать это — создать несколько выходов в одной системе, представляющих собой одновременную выработку энергии, тепла и охлаждения в результате сжигания природного газа. Цель работы — разработка рекомендаций по внедрению инновационной тригенеративной оптимизации компрессорной станции. При этом в рамках исследования был применен эксергетический анализ, который направлен на оценку энергоэффективности выбранной тригенеративной системы. Полученные данные свидетельствуют о возможности не только внедрения принятой тригенеративной конфигурации, но и ее отдельных элементов для улучшения энергоэффективности системы в целом.

Ключевые слова: компрессорные станции; природный газ; тригенерация; когенерация; энергоэффективность

Justification of energy efficiency of the use of a trigeneration system for a compressor station

Konstantin K. Kutuev, Sergey M. Chekardovskiy*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: chekardovskijsm@tyuiu.ru*

Abstract. Today, the efficiency of transportation of natural gas is of paramount importance. Within this framework, the design and operation of compressor stations are a key factor significantly influencing the operating costs of gas transmission companies. Such conditions are characterized by a growing level of complexity, not only the choice of gas compression technology, but also the integration of systems due to energy needs, including electricity, heat, and cooling. The problems associated with fossil fuel prices, resources and environmental impact have led to increased efforts to develop more efficient systems in recent decades. One way to do this is to create several outlets in one system, which are the simultaneous generation of energy, heat, and cooling from the combustion of natural gas. The aim of

the article is to develop recommendations for the implementation of innovative trigenerative optimization of the compressor station. At the same time, as part of the study, an exergy analysis was applied, which is aimed at assessing the energy efficiency of the selected trigenerative system. The data obtained indicate the possibility of not only introducing the adopted trigenerative configuration, but also of its individual elements to improve the energy efficiency of the system as a whole.

Key words: compressor stations; natural gas; trigeneration; cogeneration; energy efficiency

Введение

Исследовательская деятельность во всем мире направлена на повышение энергоэффективности промышленных объектов. Компрессорные станции (КС) магистральных газопроводов (МГ) являются основными объектами технологического процесса транспорта природного газа и потребителями газа в качестве топлива. Учитывая объемы потребления газа на собственные технологические нужды КС, даже небольшое снижение расхода газа при сохранении производительности приведет к значительной ежегодной экономии, то есть к повышению энергоэффективности.

Объект и методы исследования

Объект исследования — компрессорная станция «КС-11 Ужгородская» магистрального газопровода «Уренгой-Центр 1».

Предмет исследования — оптимизации рабочих параметров газоперекачивающих агрегатов.

Метод исследования — анализ научных данных по теме исследования.

Исследование компрессорной станции

Предметом исследования является оптимизация рабочих параметров с акцентом на входное и выходное давление: нахождение оптимальной характеристики потребления топливного газа, снизив отношение давлений до 1,3 и 1,4, посредством принятия более низкой скорости вращения нагнетателя, как было исследовано на станции ПАО «Газпром» [1]. Снижение выбросов углекислого газа также является серьезной проблемой, поскольку помимо CO_2, выделяемого в процессе эксплуатации газовых турбин, происходит утечка природного газа из системы трубопроводов.

Это исследование было начато как возможность общего улучшения конструкции компрессорной станции. Проект был сосредоточен на снижении эксплуатационных расходов и потреблении первичной энергии, таким образом, снизив выбросы CO_2.

Соответствующие теоретические исследования были предложены в работе [2], тем не менее представленное тригенеративное решение не ориентировано только на рекуперацию тепла от газоперекачивающего агрегата, а способно удовлетворить требование к нагреву, охлаждению и электрической нагрузке в соответствии с условиями длительной эксплуатации и широким диапазоном режимов работы, что в конечном итоге позволит определить наилучшее решение данной задачи и экстраполировать некоторые ключевые цифры для всей газотранспортной сети.

Характеристика объекта

Существующая схема компрессорной станции представляет собой два цеха, оснащенных восьмью газоперекачивающими агрегатами, состоящими из газотурбинных приводов ГТК-10-4 и центробежных нагнетателей ЦБН Н-235-21-1, размещенных параллельно и имеющих задачу повысить давление газа. Все группы ЦБН основаны на агрегате ГТК-10-4 с механической мощностью 10 МВт. При этом они являются газовыми турбинами открытого цикла, без рекуперации тепла от выхлопных газов. Этот выбор конструкции обусловлен непрерывностью работы групп и не оправдывает размещение котлов-утилизаторов на выхлопных газах, в силу того что они будут подвергаться значительным термомеханическим воздействиям и иметь короткий срок службы.

Группы газовых турбин сжигают небольшую часть перекачиваемого газа. Этот газ должен быть нагрет от температурной сети около 10–15 ºС до минимального значения безопасности, равного 20 ºС, перед входом в камеру сгорания. Этот процесс необходим для того, чтобы избежать образования капель жидкости или гидратов, которые могут засорить систему распределения топлива, разрушить форсунки камеры сгорания или привести к ненормальному сгоранию в машине. Подогрев газа осуществляется с помощью горячей воды, вырабатываемой газовыми котлами. Такой подогрев газа теоретически может быть увеличен до 90 ºС, чтобы обеспечить лучшую интеграцию процесса и снизить потребление первичной энергии.

Данные о потреблении энергии

Потребление природного газа компрессорной станции на собственные нужды составляет в среднем 15 % от объема перекачиваемого газа. Эта тенденция, как показано на рисунке 1, увеличивается в зимнее время и значительно снижается летом, в силу того что для ряда зданий не требуется тепловая энергия, кроме как от бытовой горячей воды. С другой стороны, кривая никогда не достигает нуля, поскольку сеть подогрева газа всегда остается горячей, чтобы быть способной в любое время подавать предварительно нагретый газ в ЦБН.

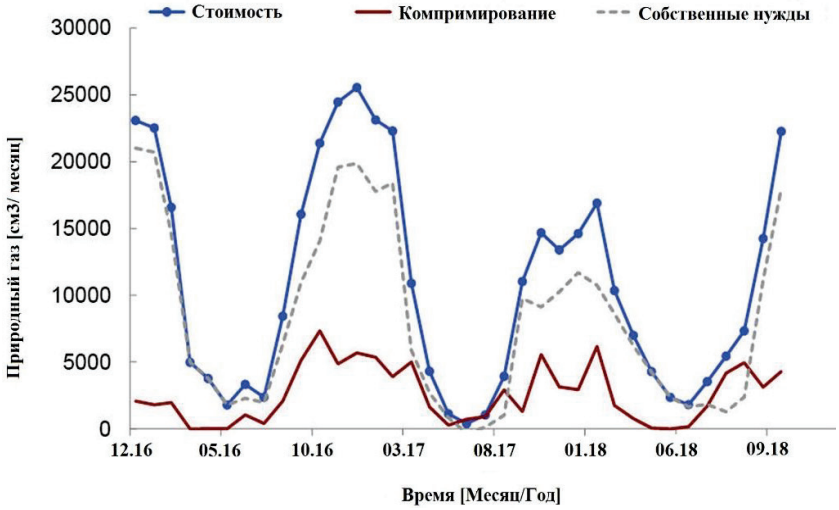

Рис. 1. ***Ежемесячные расходы природного газа, используемого компрессорной станцией для удовлетворения всех потребностей в тепловой энергии***

Процедура получения тепловой потребности от использования природного газа была рассчитана в соответствии с балансом тепловой мощности [3]:

$$\widetilde{Q} = m \cdot c_p \cdot \Delta T\,, \qquad (1)$$

где m — массовый расход предварительно нагретого природного газа, полученный из характеристических кривых газовых турбин при различных условиях окружающей среды, кг/с; c_p — удельная теплоемкость природного газа при постоянном давлении, кДж/кг·К; ΔT — требуемое изменение температуры с 10 до 20 ºС зимой, с 12 до 20 ºС в середине сезона, с 15 до 20 ºС летом.

Моделирование нагрузок

После оценки потребления тепловой энергии компрессорной станции следующим шагом будет моделирование типичных ежедневных нагрузок. Понимание этих часовых нагрузок дает возможность найти более эффективное решение для работы газоперекачивающего агрегата в целом. Чтобы избежать сложных вычислений, получая при этом разумные результаты и в то же время принимая во внимание как недельные циклы, так и реалистический сценарий с точки зрения потребления тепла, за период исследования были приняты три типовые недели, представляющие зиму (ноябрь — март), лето (июнь — август) и середину сезона.

В течение каждой недели учитывается сезонная базовая нагрузка (24 ч в день и 7 дней в неделю), тогда как еженедельные часы и количество пусков групп турбоагрегатов (т/а) экстраполируются из их средних значений в отчетном периоде 2016–2018 гг. На рисунке 2 показаны количество рабочих часов и время запуска четырех групп т/а в трех разных сезонах.

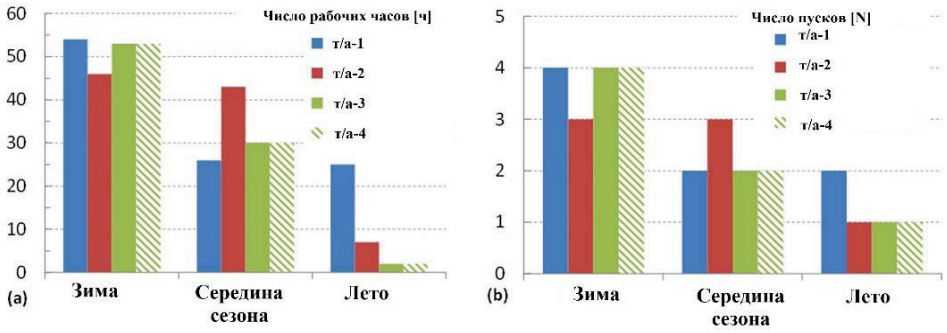

Рис. 2. ***Средние еженедельные значения количества рабочих часов (а) и количества запусков (б) для каждой группы т/а***

Еженедельные энергопотребления сначала рассчитываются для каждого сезона, а затем часы работы каждой из групп т/а распределяются по неделям. В общем, логика распределения рабочих часов направлена на представление как длинных операций, продолжительностью более 15 часов, так и коротких операций, таких как периоды 1 или 2 часа. Кроме того, поскольку газовые турбины работают поочередно друг с другом по условиям эксплуатации и технического обслуживания, часы работы групп т/а делятся следующим образом:

первый транш часов распределяется по т/а-1, а затем турбина выключается, пока группа т/а-2 включается на определенное время. Впоследствии т/а-3 заменяет т/а-2 и так далее, пока не будут охвачены все часы работы и количество пусков каждой группы.

Предлагаемое решение

После оценки общей потребности в энергии компрессорной станции анализ был сфокусирован на предложении усовершенствования конструкции, которое способно привести к снижению как эксплуатационных расходов, так и потребления первичной энергии.

Предлагаемое решение для повышения производительности компрессорной станции как с экономической, так и с экологической точки зрения заключается в принятии тригенерационной системы. Получение электрической, тепловой и охлаждающей нагрузки компрессорной станции будет обеспечиваться вместо котлов и компрессорных чиллеров когенерационными установками, которые будут вырабатывать тепловую и электрическую нагрузку, а также охлаждающую нагрузку с помощью абсорбционных чиллеров.

Хорошо известно, что CCHP (Combined Cooling & Heating Power) при правильном проектировании и планировании может привести к значительному сокращению потребления первичной энергии, тем самым уменьшая эксплуатационные расходы. Для оптимального планирования были использованы эвристические модели, описанные A. Bischi для когенеративных [4] и тригенеративных решений [5].

Использование когенерационной системы CHP (Combined Heat & Power) не способно обеспечить запросы компрессорной станции в электроэнергии из-за высокого уровня перегрева системы. С другой стороны, блок CHP, рассчитанный на электрическую нагрузку, в значительной степени неэффективен при слишком большом количестве рассеиваемого тепла: фактически количества производимого тепла больше тепловой потребности. Для решения данной проблемы и необходимо внедрение абсорбционного чиллера, который изменяет соотношение между потреблением тепла и электричества. В частности, вместо того чтобы полагаться на электрические чиллеры, потребность в охлаждении может быть покрыта за счет использования имеющегося отработанного тепла турбины, тем самым уменьшая потребность в электроэнергии.

Такое преобразование когенерационной системы в тригенерационную очень выгодно, поскольку позволяет использовать почти все тепло от газовых турбин в течение года, повышая общую эффективность всей установки, а также уменьшая потребление энергии по сравнению с традиционными решениями: котел и электросеть.

Термодинамическая оценка

Термодинамическая оценка предложенной модернизации основана на анализе энергии и эксергии. Цель энергетического анализа — установление энергетического баланса для текущего состояния объекта, определение возможной экономии топлива и определение дополнительной выработки электроэнергии. Анализ должен быть сделан для переменных условий эксплуатации, которые определяются на основе доступных данных, связанных с объектом.

Потоки полезной энергии, получаемые от компонента системы, могут включать механическую и электрическую энергию, а также теплоемкость некоторого носителя (охлаждающая способность здесь не рассматривается). Соответственно, годовая полезная энергия, полученная из носителя [6]:

$$E_{мех/эл} = \int_{\tau=0}^{\tau=8760h} E_{мех/эл}(\tau)\Delta\tau \text{ или } Q = \int_{\tau=0}^{\tau=8760h} \widetilde{Q}(\tau)\Delta\tau, \quad (2)$$

где E — полезная энергия, кВт·ч; $\Delta\tau$ — шаг измерения, 1 ч и короче.

Целью анализа эксергии является оценка термодинамического качества существующей системы и предлагаемых решений по модернизации. Значение эксергии зависит от способности данного носителя производить механическую работу. Следовательно, эксергия механической и электрической энергии равна самой энергии. Эксергия тепла, обмениваемого с источником тепла или поглотителем, зависит от его температуры T

$$B = \widetilde{Q}\frac{T - T_0}{T}, \quad (3)$$

где B — эксергия теплоты, кВт·К; $\tilde{Q}$ — тепловая мощность, кВт; T_0 — температура окружающей среды.

Выводы

Предлагаемое тригенеративное решение демонстрирует свою экономическую и энергоэффективную целесообразность и способно обеспечить экономию первичной энергии примерно на 20 %, что приводит к аналогичному сокращению выбросов CO_2. Учитывая стратегическую важность компрессорных станций, играющих все более актуальную роль с точки зрения сети энергетической инфраструктуры и интеграции газовой сети с электрической сетью, принятая конфигурация может рассматриваться как решение для повышения надежности.

Библиографический список

1. Ваняшов А. Д., Васенко Е. М. Оценка энергоэффективности участка газотранспортной системы при замене проточных частей центробежных компрессоров с понижением расчетного отношения давлений // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2016. – № 9. – С. 14–22.
2. Energy and exergy recovery in a natural gas compressor station – A technical and economic analysis / W. J. Kostowski [et al.] // Energy Conversion and Management. – 2015. – Vol. 104. – P. 17–31. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.07.002
3. Kurz R.,White R. C. Surge Avoidance in Gas Compression Systems // Journal of Turbomachinery. – 2004. – Vol. 126, Issue 4. – P. 501–506. DOI: 10.1115/1.1777577
4. Cogeneration systems optimization: Comparison of multi-step and mixed integer linear programming approaches / A. Bischi [et al.] // International Journal of Green Energy. – 2016. – Vol. 13, Issue 8. – P. 781–792.DOI: 10.1080/15435075.2016.1161635
5. Tri-Generation Systems Optimization: Comparison of Heuristic and Mixed Integer Linear Programming Approaches / A. Bischi [et al.] // Volume 3A: Coal, Biomass and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration. – 2014. DOI: 10.1115/GT2014-27028
6. Dynamic Time to Surge Computation for Electric Driven Gas Compressors during Voltage Dips / A. Cortinovis [et al.] // IFAC-PapersOnLine. – 2016. – Vol. 49, Issue 7. – P. 949–954. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.322

References

1. Vanyashov, A. D., & Vasenko E. M. (2017). Assessment of Energy Efficiency of Sections of a Gas-Transporting System with Replaced Flow Passages of Centrifugal Compressors Having Reduced Rated Pressure Ratio. Chemical and Petroleum Engineering, 52(9-10), pp. 602-613. (In English). DOI: 10.1007/s10556-017-0240-y
2. Kostowski W. J., Kalina, J., Bargiela, P. & Szufleńskib, P. (2015). Energy and exergy recovery in a natural gas compressor station - A technical and economic analysis. Energy Conversion and Management, 104, pp. 17-31. (In English). DOI: 10.1016/j.enconman.2015.07.002
3. Kurz, R., & White, R. C. (2004). Surge Avoidance in Gas Compression Systems. Journal of Turbomachinery, 126(4), pp. 501-506.(In English). DOI: 10.1115/1.1777577
4. Bischi, A., Pérez-Iribarren E., Campanari S., Manzolini, G., Martelli E., Silva, P.,…Sala-Lizarraga, J.M.P. (2016). Cogeneration systems optimization: Comparison of multi-step and mixed integer linear programming approaches. International Journal of Green Energy, 13(8), pp. 781-792. (In English). DOI: 10.1080/15435075.2016.1161635
5. Bischi, A., Campanari, S., Castiglioni, A., Manzolini, G., Martelli, E., Silva, P., & Macchi, E. (2014). Tri-Generation Systems Optimization: Comparison of Heuristic and Mixed Integer Linear Programming Approaches. Volume 3A: Coal, Biomass and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration. (In English). DOI: 10.1115/GT2014-27028
6. Cortinovis, A., Mercangöz, M., Stava, T. O., Van de moortel, S., & Lunde, E. (2016). Dynamic Time to Surge Computation for Electric Driven Gas Compressors during Voltage Dips. IFAC-PapersOnLine, 49(7), pp. 949-954.(In English). DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.322

Сведения об авторах

Кутуев Константин Константинович, *студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Чекардовский Сергей Михайлович, *к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chekardovskijsm@tyuiu.ru*

Information about the authors

Konstantin K. Kutuev, *Student, Industrial University of Tyumen*

Sergey M. Chekardovskiy, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: chekardovskijsm@tyuiu.ru*