

УДК 620.9

Андрей Валентинович Нуждин

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций и теплотехники, Россия, Новочеркасск, телефон (8635) 25-52-27, e-mail: nuzhdin_av@npi-tu.ru

Наталья Юрьевна Курнакова

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций и теплотехники, Россия, Новочеркасск, телефон (8635) 25-52-27, e-mail: kurnatalya82@mail.ru

Илья Владимирович Янченко

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций и теплотехники, Россия, Новочеркасск, телефон (8635) 25-52-27, e-mail: vozhdvolgi@rambler.ru

Повышение энергетической эффективности ГТУ газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16/76 за счет комплексного использования вторичных энергоресурсов

Авторское резюме

Состояние вопроса. Россия обладает крупнейшими запасами природного газа в мире. Для доставки природного газа от места добычи к потребителям в нашей стране традиционно используются магистральные газопроводы. Сооружение, обслуживание и эксплуатация магистральных газопроводов требует значительных средств, поэтому уменьшение затрат на перекачивание природного газа за счет повышения энергетической эффективности газотурбинных установок при комплексном использовании вторичных энергоресурсов представляет значительный интерес.

Материалы и методы. Проведенные исследования выполнены с использованием известных методик термодинамического расчета цикла двигателя внутреннего сгорания, определения составляющих его теплового баланса и теплового расчета оборудования для утилизации вторичных тепловых энергетических ресурсов.

Результаты. После комплексного использования вторичных энергоресурсов проведен анализ расходной части энергетического баланса газотурбинной установки, который показал, что для привода газового компрессора используется 16000 кВт (41,7 %) тепловой энергии приходной части энергетического баланса, для привода компрессоров низкого и высокого давления – 9899 кВт (25,8 %), с продуктами сгорания отводится 11311 кВт (29,4 %), а потери в окружающую среду составляют 1152 кВт (3 %).

Выводы. По сравнению с базовой ГТУ потери теплоты с продуктами сгорания уменьшились на 65 %. Проведенные энергосберегающие мероприятия по использованию вторичных энергоресурсов позволили уменьшить расход природного газа при работе ГТУ на номинальном режиме по сравнению с базовой ГТУ на 23 %. С учетом выработки электрической энергии за счет использования энергии избыточного давления топочного газа и тепла при нагреве сетевой воды системы теплоснабжения газоперекачивающей станции полезно использовано 35420 кВт или 92,2 % подведенной энергии.

Ключевые слова: газотурбинная установка, вторичные энергоресурсы, энергетическая эффективность, потери теплоты, расход природного газа

Andrey Valentinovich Nuzhdin

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Thermal Power Plants and Heat Engineering Department, Russia, Novocherkassk, telephone (8635) 25-52-27, e-mail: nuzhdin_av@npi-tu.ru

Natalya Yurievna Kurnakova

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Thermal Power Plants and Heat Engineering Department, Russia, Novocherkassk, telephone (8635) 25-52-27, e-mail: kurnatalya82@mail.ru

Ilya Vladimirovich Yanchenko

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Thermal Power Plants and Heat Engineering Department, Russia, Novocherkassk, telephone (8635) 25-52-27, e-mail: vozhdvolgi@rambler.ru

Increasing energy efficiency of gas turbine unit of GPA-Ts-16/76 gas pumping unit due to integrated use of secondary energy resources

Abstract

Background. Russia has the largest reserves of natural gas in the world. In our country, trunk gas pipelines are traditionally used to deliver natural gas from the extraction site to consumers. The construction, maintenance and operation of trunk gas pipelines require considerable financial resources, so reducing the costs of pumping natural gas by increasing the energy efficiency of gas turbine units due to integrated use of secondary energy resources is of considerable interest.

Materials and methods. The conducted studies have been carried out using available methods of thermodynamic calculation of the internal combustion engine cycle, determination of the components of its thermal balance and thermal calculation of equipment for the utilization of secondary thermal energy resources.

Results. After the integrated use of secondary energy resources, an analysis of the expenditure part of the energy balance of the gas turbine unit has been carried out. It has shown that 16,000 kW (41,7 %) of the thermal energy of the incoming part of the energy balance is used to drive the gas compressor, 9,899 kW (25,8 %) is used to drive the low- and high-pressure compressors, 11,311 kW (29,4 %) is discharged with combustion products, and external heat losses amount to 1,152 kW (3 %).

Conclusions. Compared with the basic gas turbine unit, heat losses with combustion products have decreased by 65 %. The energy-saving measures to use secondary energy resources have allowed us to reduce the consumption of natural gas during the operation of the gas turbine unit in the nominal mode compared with the basic gas turbine unit by 23 %. Considering the generation of electric energy due to the use of energy of excess pressure of the flue gas and heat during heating of the network water of the heat supply system of the gas pumping station, 35420 kW or 92,2 % of the supplied energy has been used beneficially.

Key words: gas turbine unit, secondary energy resources, energy efficiency, heat loss, natural gas consumption

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.3.022-027

Введение. Россия обладает крупнейшими запасами природного газа в мире. По данным Минприроды России, извлекаемые запасы природного газа составляют около 47,7 трлн м³ [1]. Доля газа в общем энергетическом балансе России составляет около 52 %, а при производстве электрической энергии превышает 49 % [1].

Для доставки природного газа от места добычи к потребителям в нашей стране традиционно используются магистральные газопроводы. Сооружение, обслуживание и эксплуатация магистральных газопроводов требует значительных средств, поэтому уменьшение затрат на перекачивание природного газа за счет повышения энергетической эффективности газотурбинных установок при комплексном использовании вторичных энергоресурсов представляет значительный интерес.

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-16/76 на базе авиационного привода НК-16СТ в блочно-контейнерном исполнении предназначен для перекачивания природного газа по магистральным газопроводам и спроектирован на рабочее давление нагнетателя 7,45 МПа.

Привод газового компрессора в ГПА-Ц-16/76 осуществляется газотурбинным двигателем НК-16СТ конструкции ОКБ Кузнецова, созданным на базе авиационного двухконтурного двигателя НК-8-2У семейства двигателей НК. Базовый двигатель применялся в качестве силовой установки самолета Ту-154. Конструктивно двигатель состоит из 2 модулей – нагнетателя воздуха и силовой турбины. Нагнетатель осевого типа состоит из 10 ступеней сжатия. Первые 4 ступени составляют компрессор низкого давления,

сжимающий воздух до 0,25 МПа. Остальные 6 ступеней составляют компрессор высокого давления, на выходе из которого давление воздуха достигает 1 МПа.

Принципиальная схема ГТУ ГПА-Ц-16/76 представлена на рис. 1.

Газотурбинная установка ГПА-Ц-16/76 выполнена по схеме с разрезным валом. Турбина газогенератора (ТГГ), состоящая из турбин высокого (ТВД) и низкого (ТНД) давления, служит для привода компрессора, включающего компрессоры низкого (КНД) и высокого (КВД) давления. Силовая турбина (СТ) служит для привода газового компрессора (ГК).

Номинальная мощность на приводном валу силовой турбины при стандартных атмосферных условиях составляет 16 МВт.

Топливом для газотурбинной установки является природный газ из газопровода Уренгой – Сургут – Челябинск, имеющий следующий состав, в объемных %: CH₄ = 98,24 %, C₂H₆ = 0,29 %, C₃H₈ = 0,20 %, C₄H₁₀ = 0,09 %, C₅H₁₂ = 0,04 %, CO₂ = 0,14 %, N₂ = 1,00 % [2].

Низшая рабочая теплота сгорания природного газа составляет $Q_{нр}^0 = 35703$ кДж/м³, теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания газа, – $V^0 = 9,53$ м³/м³, теоретический объем продуктов сгорания – $V_{пс}^0 = 10,529$ м³/м³. Коэффициент избытка воздуха при работе ГТУ ГПА-Ц-16/76 составляет $\alpha = 3,14$. Показатель адиабаты продуктов сгорания – $k = 1,32$.

Температура продуктов сгорания на входе в газовую турбину составляет 850 °С, на выходе турбины газогенератора – 620 °С, а на выходе силовой турбины – 370 °С.

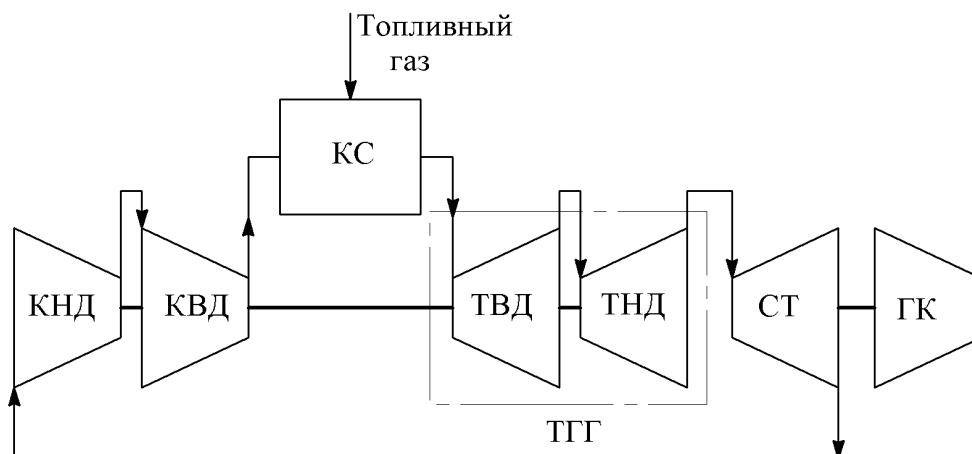


Рис. 1. Принципиальная схема ГТУ ГПА-Ц-16/76

Целью исследования является повышение энергетической эффективности газотурбинной установки за счет комплексного использования вторичных энергоресурсов в виде продуктов сгорания.

Методы исследования. Исследование системы утилизации теплоты газопоршневой установки выполнено с использованием известных методик термодинамического расчета цикла двигателя внутреннего сгорания, определения составляющих его теплового баланса и теплового расчета оборудования для утилизации вторичных тепловых энергетических ресурсов.

Расход топлива газовой турбины ГПА-Ц-16/76 определяется на основании уравнения ее топливно-энергетического баланса:

$$Q_{\text{тр}} + Q_{\text{т}} + Q_{\text{в}} = Q_{\text{пи.ст}} + Q_{\text{пи.гг}} + \Delta Q_{\text{ух}} + \Delta Q_{\text{окр}},$$

где $Q_{\text{тр}}$ – располагаемая теплота топлива, кВт; $Q_{\text{т}}$ – теплота, внесенная с топливом, кВт; $Q_{\text{в}}$ – теплота, внесенная с воздухом, кВт; $Q_{\text{пи.ст}}$ – теплота, полезно использованная в силовой турбине для привода газового компрессора и эквивалентная ее эффективной мощности, кВт; $Q_{\text{пи.гг}}$ – теплота, полезно использованная в турбине привода газогенератора, кВт; $\Delta Q_{\text{ух}}$ – потери теплоты с продуктами сгорания, кВт; $\Delta Q_{\text{окр}}$ – потери теплоты в окружающую среду, кВт.

Потери теплоты в окружающую среду в расчете принимались в количестве 3 % от подведенной теплоты.

Расход природного газа газотурбинной установки ГПА-Ц-16/76 при работе на номинальном режиме составил 1,2 м³/с.

Результаты расчета расходной части баланса ГТУ представлены на рис. 2.

Анализ расходной части энергетического баланса газотурбинной установки показал, что для привода газового компрессора используется 16000 кВт (32,6 %) тепловой энергии приходной части энергетического баланса, для приводов компрессоров низкого и высокого давления используется 12912 кВт (26,3 %), с продуктами сгорания отводится 18693 кВт (38,1 %), а потери в окружающую среду составляют 1472 кВт (3 %).

Согласно классификации тепловых потерь [3], продукты сгорания на выходе силовой турбины с температурой 370 °С относятся к среднеспотенциальным тепловым вторичным энергетическим ресурсам.

Особенностью работы ГТУ на базе агрегата ГПА-Ц-16/76 является значительное давление отбираемого из магистрального газопровода природного газа. В соответствии с техническими характеристиками агрегата, номинальное давление газа на входе в газовый нагнетатель составляет 5,17 МПа.

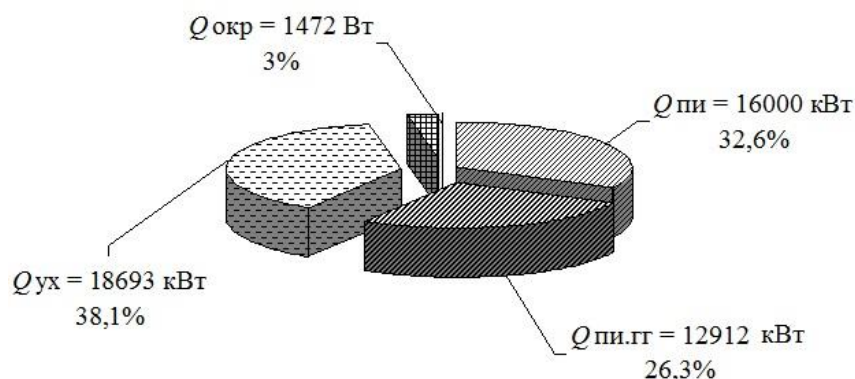


Рис. 2. Расходная часть баланса ГТУ до модернизации

Понижение давления природного газа до давления дутьевого воздуха после компрессора высокого давления 1 МПа происходит за счет дросселирования в редукционных клапанах газораспределительного пункта станции. Снижение давления при дросселировании происходит без совершения работы, т.е. имеют место непроизводительные потери энергии.

Отбираемый из магистрального газопровода природный газ можно использовать в качестве вторичного энергоресурса повышенного давления.

Анализ технической литературы [4–10] показал, что в настоящее время проблеме повышения энергетической эффективности ГТУ на газоперекачивающих станциях за счет использования вторичных энергоресурсов уделяется большое внимание.

Для комплексного использования вторичных энергоресурсов ГТУ газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16/76 предложена схема, представленная на рис. 3. В ней продукты сгорания после силовой турбины 10 направляются в регенератор 8, в котором происходит нагрев воздуха после компрессора высокого давления.

После регенератора 8 продукты сгорания направляются в подогреватель топливного газа 3

для его нагрева перед детандером 6 и предотвращения выпадения кристаллогидратов и повышения хрупкости проточной части детандера и газопровода.

В детандере 6 потенциальная энергия повышенного давления природного газа преобразуется в механическую работу на валу турбины. Вал турбины детандера 6 связан с валом электрогенератора 5, в котором вырабатывается электрический ток. Электрический ток направляется в электрическую сеть газоперекачивающей станции. Давление топливного газа после детандера составляет 1,2 МПа, дальнейшее понижение давления происходит в редукционных клапанах газораспределительного пункта станции.

Топливный газ после детандера 6 направляется в камеру сгорания 9 газотурбинной установки.

После подогревателя топливного газа 3 продукты сгорания направляются в подогреватель 4, в котором происходит нагрев сетевой воды системы теплофикации газоперекачивающей станции.

Для регенеративного подогрева дутьевого воздуха и подогрева топливного газа перед детандером используем трубчатые гладкотрубные подогреватели с многократным поперечным обтеканием труб продуктами сгорания.

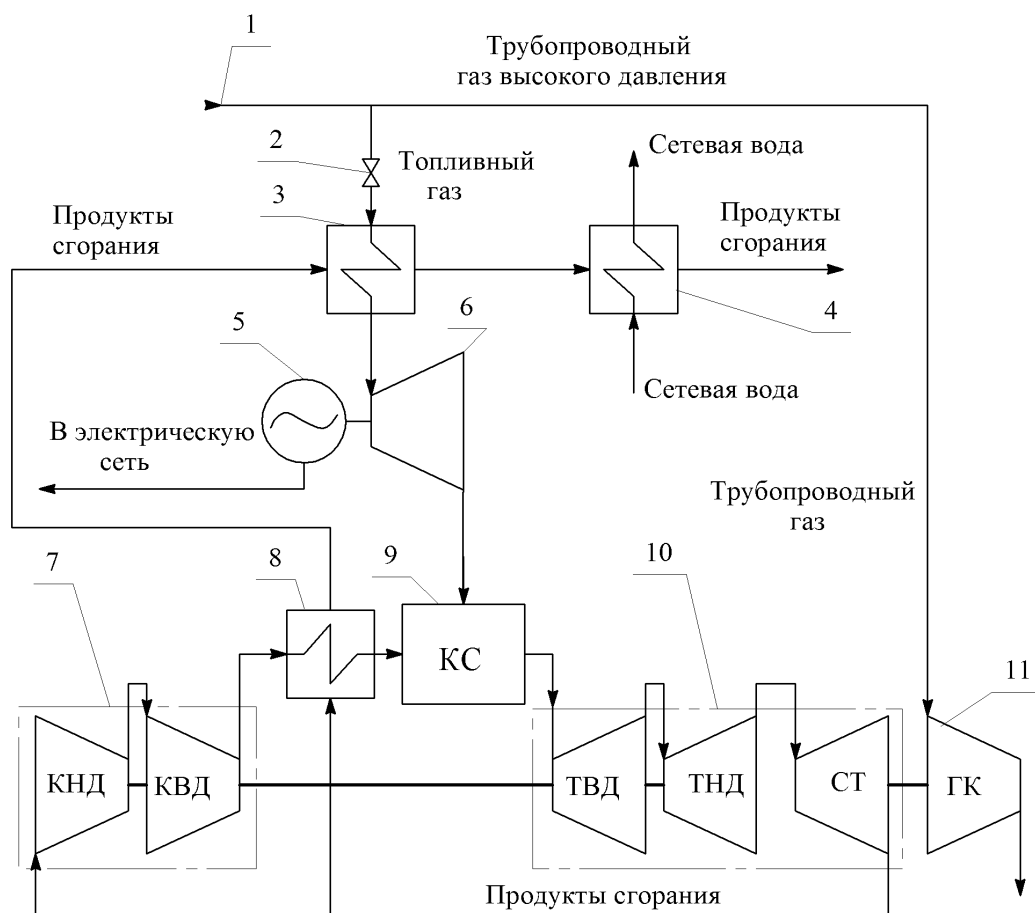


Рис. 3. Структурная схема комплексного использования вторичных энергоресурсов на ГТУ газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16/76

Площадь поверхности теплообмена регенеративного подогревателя воздуха составляет 3308 м², температура продуктов сгорания на выходе подогревателя – 307 °С, а воздуха – 310 °С. Площадь поверхности теплообмена подогревателя топочного газа составляет 153 м², температура продуктов сгорания на выходе подогревателя – 296 °С.

Для подогрева сетевой воды используется трубчатый змеевиковый подогреватель с поперечным внешним обтеканием продуктами сгорания. Площадь поверхности теплообмена подогревателя сетевой воды составляет 772 м², температура продуктов сгорания на выходе подогревателя – 110 °С, а воды – 90 °С.

Результаты исследования. Распределение полученных в результате проведенной модернизации ГТУ газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16/76, включающего газотурбинный двигатель НК-16СТ мощностью 16 МВт, энергетических ресурсов представлено на рис. 4, где

$Q_p = 3148$ кВт – теплота, переданная в регенераторе дутьевому воздуху; $Q_{п.г} = 567$ кВт – теплота, переданная в подогревателе топливному газу; $N = 220$ кВт – мощность на валу турбодетандера; $Q_{п.в} = 9301$ кВт – теплота, переданная в подогревателе сетевой воде системы теплоснабжения.

Теплота, переданная дутьевому воздуху Q_p и топливному газу $Q_{п.г}$, используется в самой ГТУ, а теплота, переданная сетевой воде $Q_{п.в}$, и мощность на валу турбодетандера N используются внешними потребителями.

Регенеративное (внутреннее) использование энергии вторичных энергоресурсов ГТУ составляет 28 %, а внешнее – 72 %.

Расход природного газа газотурбинной установкой ГПА-Ц-16/76 после комплексного использования вторичных энергоресурсов составил 0,92 м³/с.

Результаты расчета расходной части баланса ГТУ представлены на рис. 5.

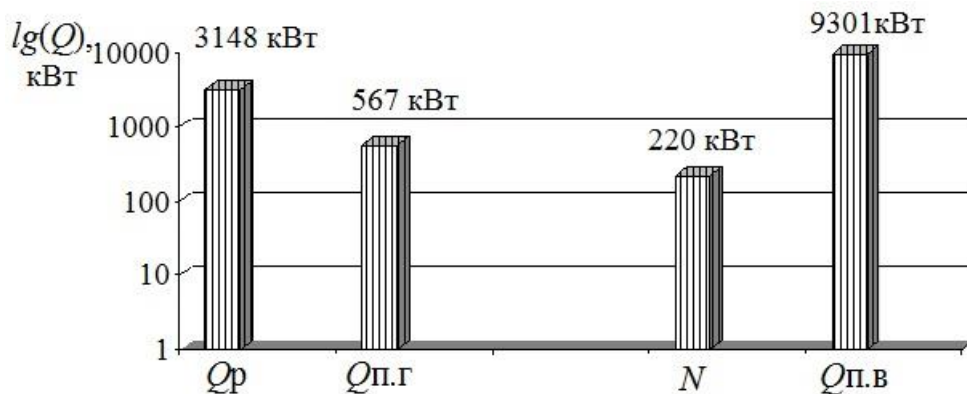


Рис. 4. Диаграмма энергетических ресурсов, полученных в результате проведенной модернизации ГТУ газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16/76

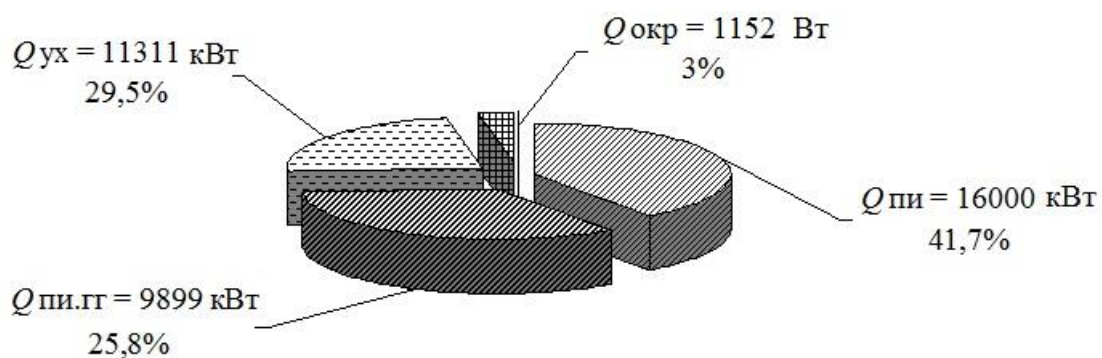


Рис. 5. Расходная часть баланса ГТУ после использования вторичных энергоресурсов

Выводы. Проведенные балансовые исследования перераспределения теплоты ГТУ за счет ее ступенчатой утилизации показали, что для привода газового компрессора используется 16000 кВт (41,7 %) тепловой энергии приходной части энергетического баланса, для привода компрессоров низкого и высокого давления – 9899 кВт (25,8 %), с продуктами сгорания

отводится 11311 кВт (29,4 %), а потери в окружающую среду составляют 1152 кВт (3 %).

Потери теплоты с продуктами сгорания по сравнению с базовой ГТУ уменьшились с 18693 до 11311 кВт, или на 65 %.

Проведенные энергосберегающие мероприятия по внутреннему использованию ВЭР позволили уменьшить расход природного газа

при работе ГТУ на номинальном режиме по сравнению с базовой ГТУ с 1,2 до 0,92 м³/с, или на 23 %.

С учетом выработки электрической энергии за счет использования энергии избыточного давления топочного газа и тепла при нагреве сетевой воды системы теплоснабжения газоперекачивающей станции полезно использовано 35420 кВт, или 92,2 %, подведенной энергии.

Список литературы

1. Семикашев В.В., Гайворонская М.С. Анализ состояния и перспектив развития российской газовой отрасли до и после 2022 г. // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. – 2022. – С. 108–127.
2. Абрютин А.А., Карасина Э.С. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). – СПб.: Изд-во ВТИ и НПО «ЦКТИ», 1998. – 258 с.
3. Куперман Л.И., Романовский С.А., Сидельковский Л.Н. Вторичные энергоресурсы и энерготехнологическое комбинирование в промышленности. – 2-е изд., перераб. и доп. – Киев: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 303 с.
4. Повышение эффективности использования газа на компрессорных станциях / В.А. Динков, А.И. Гриценко, Ю.И. Васильев, П.М. Мужиливский. – М.: Недра, 1981. – 283 с.
5. Никишин В.И. Энергосберегающие технологии в трубопроводном транспорте природных газов. – М.: Нефть и газ, 1998. – 349 с.
6. Поршаков Б.П., Апостолов А.А., Никишин В.И. Газотурбинные установки. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 240 с.
7. Равич М.Б. Расчет ресурсов вторичного тепла продуктов сгорания ГТУ КС // Экспресс-информация. Подготовка, переработка и использование газа. – М., 1987. – С. 8–11.
8. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В. Газотурбинные установки для транспорта природного газа / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томск. политех. ун-та, 2010. – 217 с.
9. Широков В.А. Установка комплексного использования газа для агротеплофикации на базе КС // Теплоснабжение и вентиляция агропромышленного комплекса: сб. науч. ст. – Ростов н/Д, 1988. – С. 133–136.
10. Юращик И.Л., Глущенко Л.Ф., Маторин А.С. Утилизация теплоты приводных газотурбинных установок. – Киев: Техника, 1991. – 152 с.

References

1. Semikashev, V.V., Gayvoronskaya, M.S. Analiz sostoyaniya i perspektiv razvitiya rossiyskoy gazovoy otrasli do i posle 2022 g. [Analysis of the state and prospects for the development of the Russian gas industry before and after 2022]. *Nauchnye trudy: Institut narodnokhozyaystvennogo prognozirovaniya RAN*, 2022, pp. 108–127.
2. Abryutin, A.A., Karasina, E.S. *Teplovoy raschet kotel'nykh agregatov (Normativnyy metod)* [Thermal calculation of boiler units (Standard method)]. Saint-Petersburg: Izdatel'stvo VTI i NPO «TsKTI», 1998. 258 p.
3. Kuperman, L.I., Romanovskiy, S.A., Sidel'kovskiy, L.N. *Vtorichnye energoresursy i energotekhnologicheskoe kombinirovanie v promyshlennosti* [Secondary energy resources and energy-technological combination in industry]. Kiev: Vishcha shkola. Golovnoe izdatel'stvo, 1986. 303 p.
4. Dinkov, V.A., Gritsenko, A.I., Vasil'ev, Yu.I., Muzhilivskiy, P.M. *Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya gaza na kompressornykh stantsiyakh* [Increasing the efficiency of gas use at compressor stations]. Moscow: Nedra, 1981. 283 p.
5. Nikishin, V.I. *Energoberegayushchie tekhnologii v truboprovodnom transporte prirodnkh gazov* [Energy-saving technologies in pipeline transport of natural gases]. Moscow: Neft' i gaz, 1998. 349 p.
6. Porshakov, B.P., Apostolov, A.A., Nikishin, V.I. *Gazoturbinnye ustanovki* [Gas turbine units]. Moscow: GUP Izdatel'stvo «Neft' i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2003. 240 p.
7. Ravich, M.B. *Raschet resursov vtorichnogo tepla produktov sgoraniya GTU KS* [Calculation of secondary heat resources of combustion products of gas turbine compressor plants]. *Ekspress-informatsiya. Podgotovka, pererabotka i ispol'zovanie gaza* [Express information. Preparation, processing and use of gas]. Moscow, 1987, pp. 8–11.
8. Rudachenko, A.V., Chukhareva, N.V. *Gazoturbinnye ustanovki dlya transporta prirodnogo gaza* [Gas turbine installations for natural gas transport]. Tomsk: Izdatel'stvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2010. 217 p.
9. Shirokov, V.A. *Ustanovka kompleksnogo ispol'zovaniya gaza dlya agroteplofikatsii na baze KS* [Installation of integrated gas use for agroheating on the basis of a compressor station]. *Sbornik nauchnykh statey «Teplosnabzhenie i ventilyatsiya agropromyshlennogo kompleksa»* [Collection of scientific articles "Heat supply and ventilation of the agro-industrial complex"]. Rostov-on-Don, 1988, pp. 133–136.
10. Yurashchik, I.L., Glushchenko, L.F., Matorin, A.S. *Utilizatsiya teploty privodnykh gazoturbinnnykh ustanovok* [Utilization of heat from gas turbine drive units]. Kiev: Tekhnika, 1991. 152 p.