

УДК 658.261:621.56

ТРИГЕНЕРАЦИЯ ЭНЕРГИИ В ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВКАХ НА ДИОКСИДЕ УГЛЕРОДА

**А. В. ОВСЯННИК, Н. А. ВАЛЬЧЕНКО,
П. А. КОВАЛЬЧУК, А. И. АРШУКОВ**

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Ключевые слова: тригенерационная установка, турбодетандер, продукты сгорания, электроэнергия, тепловая энергия, холод, диоксид углерода, углекислота, парогазовая установка, котел утилизатор.

Введение

В настоящее время особое внимание уделяется поиску как можно более эффективных и безопасных рабочих тел для энергетических установок прямого и обратного циклов. Одними из таких рабочих тел являются природные хладагенты, в частности, диоксид углерода. Точка зрения о вреде фреонов и пользе натуральных хладагентов в настоящее время является доминирующей как в ЕС, так и в мире. Все крупные европейские компании уже давно вписали холодильные системы на CO₂ в свои технические задания и проектные решения, а сейчас, спустя несколько лет после первых успешных внедрений таких установок, в крупных компаниях идет тиражирование ранее отработанных решений [3].

На практике это означает, что, приходя на рынки различных стран, компании приносят с собой обкатанные в Европе технические решения, среди которых находится и CO₂ [3]. И хотя при использовании диоксида углерода возникает ряд технических проблем, существуют и их решения. Еще 100 лет назад умели управляться со «стояночным давлением» и не боялись «критической точки» [3]. Не стоит бояться этого и сейчас. Можно надеяться, что системы на CO₂ по мере роста их числа и вывода из оборота фреоновых компонентов станут дешевле фреоновых аналогов и, что не менее важно, станут экологически более привлекательными и безопасными [3].

Основными преимуществами применения CO₂ в холодильной технике в сравнении с ГФУ-хладагентами является их эффективность, безопасность, экологичность и низкая стоимость, а также соответствие самым последним тенденциям в законодательстве [2].

Говоря о преимуществах CO₂, важно отметить, что этот хладагент также имеет ряд особенностей. В отличие от традиционных хладагентов CO₂, помимо более высокой области рабочих давлений имеет высокую критическую и низкую тройную точки. Тройную точку CO₂ (-56,6 °C; 5,2 бар), на практике связанную с выпадением «сухого льда», следует учитывать при установке и обслуживании системы. Учет критической точки CO₂ (+31,1 °C; 73,6 бар) важен как при обслуживании, так и при проектировании систем на диоксиде углерода.

В зависимости от назначения и типа систем проектные давления CO₂ могут изменяться в диапазоне от 40 до 140 бар. При этом в промышленном холоде исполь-

зуются субкритические системы, а в коммерческом популярны как субкритические, так и транскритические установки [3].

Диоксид углерода может быть также использован как самостоятельный хладагент. Компрессорно-конденсаторные агрегаты в этом случае работают с большей эффективностью, чем агрегаты на фреонах, в холодном и умеренном климате. Все три варианта, т. е. системы непосредственного охлаждения на углеводородах, системы с промежуточным хладоносителем и пароконденсационные системы на CO_2 , технически осуществимы, что подтверждается успешной их реализацией в промышленности [2], [3].

При применении CO_2 как хладагента для небольших систем непосредственного охлаждения годовое энергопотребление в умеренном климате обычно меньше, чем при использовании фреонов (ГФУ) [3]. Энергоэффективность стандартной системы на CO_2 выше, чем системы на ГФУ, при наружной температуре ниже 22°C , почти эквивалентна ей при температуре от 22 до 26°C и ниже при более высокой температуре [3]. Техническая осуществимость таких систем проверена более чем на 4000 работающих систем в Европе, еще на 1000 – в Азии и Австралии и более чем на 100 – в Северной Америке (на 2014 г.). Эффективность систем на CO_2 может быть повышена внедрением таких новых разработок, как эжекторные системы и расширительные машины (детандерные), причем настолько, что такие системы будут более эффективными даже в наиболее жарком климате [3].

Преимущества CO_2 перед ГФУ-хладагентами, такие как эффективность, безопасность, экологичность, низкая стоимость и соответствие самым последним тенденциям в законодательстве, рассмотрены в [2].

На основании рассмотренных энергетических, технических и экологических предпосылок использования CO_2 в энергетических установках для получения электрической, тепловой энергии и холода предлагается использование диоксида углерода для получения этих видов энергии в детандерном цикле. Отличительная особенность такой установки заключается в том, что используется только один хладагент – CO_2 .

Цель работы – разработка тригенерационных установок на основе диоксида углерода с производством жидкой и газообразной углекислоты.

Схема и принцип работы установки на вторичных энергоресурсах

Схема тригенерационной установки на диоксиде углерода на вторичных энергоресурсах с производством жидкой и газообразной углекислоты представлена на рис. 1.

Принцип работы предлагаемой установки основан на использовании теплоты отходящих продуктов сгорания (металлургических, стеклоплавильных печей, котлоагрегатов и т. д.) с целью повышения энергетической эффективности теплоэнергостановок и снижения их тепловых потерь. Кроме того, решается экологическая проблема улавливания диоксида углерода и предотвращения выброса его в окружающую среду. Предлагаемая установка может работать на вторичных энергоресурсах, которые в настоящее время используются в крайне ограниченных объемах.

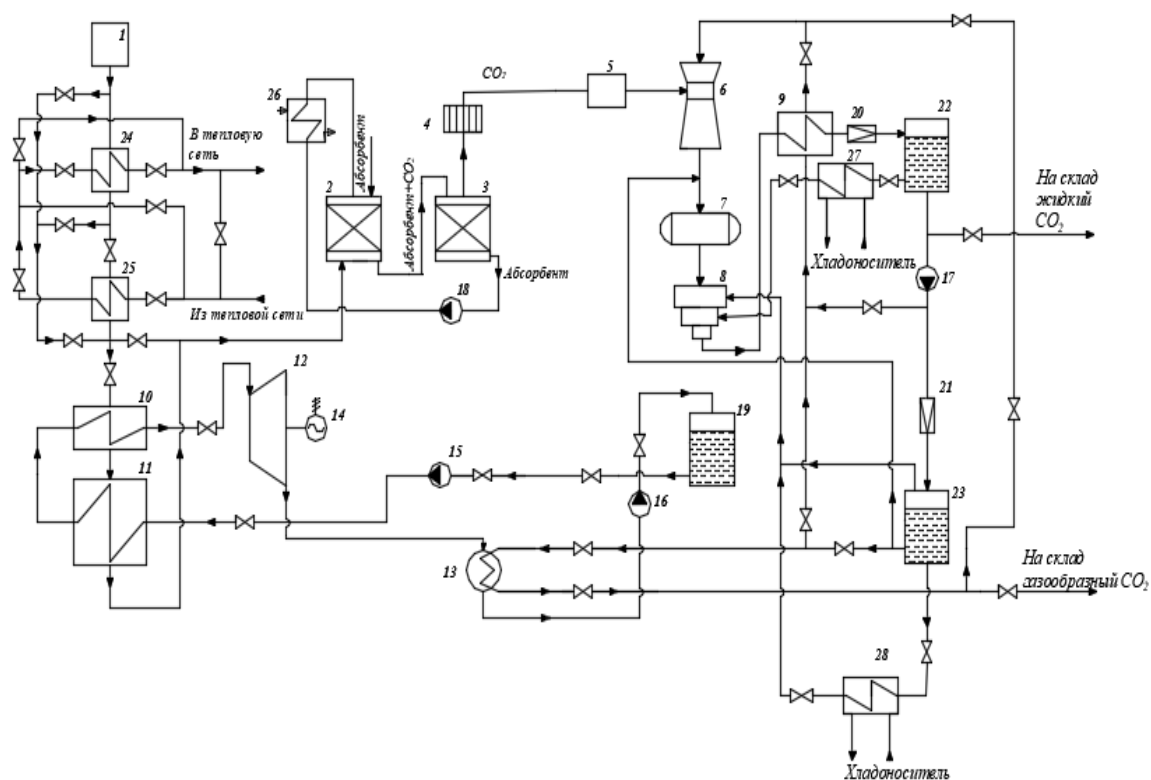


Рис. 1. Схема тригенерационной турбодетандерной установки на вторичных энергоресурсах с производством жидкой и газообразной углекислоты:

- 1 – источник продуктов сгорания (ВЭР); 2 – абсорбер; 3 – десорбер; 4 – брызгоотделитель; 5 – осушитель; 6 – инжектор; 7 – ресивер; 8 – компрессор; 9 – конденсатор; 10 – перегреватель; 11 – испаритель; 12 – паровая турбина; 13 – конденсатор; 14 – электрогенератор; 15–18 – насос; 19 – сборник; 20, 21 – регулирующий вентиль; 22 – сепаратор 1; 23 – сепаратор 2; 24–26 – теплообменник; 27, 28 – испаритель

Установка подключается через теплофикационный узел, состоящий из двух теплообменников 24 и 25, к источнику продуктов сгорания или дымовых газов. В теплообменниках теплофикационного узла происходит их охлаждение до требуемой температуры, после чего продукты сгорания поступают последовательно в абсорбер 2 с поглощением газообразной углекислоты из продуктов сгорания и десорбер 3, где осуществляется выделение из абсорбента CO_2 . После десорбера углекислый газ поступает через брызгоотделитель 4 и осушитель 5 в инжектор 6, где инжектируется в линейный ресивер 7, при этом его давление повышается до давления всасывания в компрессоре первой ступени 8. После трехступенчатого компрессора 8 газообразный CO_2 направляется в конденсатор 9, охлаждается и поступает на первое дросселирование в дроссельное устройство 20, после которого температура и давление CO_2 снижаются, и далее – в сепаратор 22. Отделившаяся в сепараторе жидкая фаза CO_2 поступает на второе дросселирование в дроссельное устройство 21, где опять происходит снижение температуры и давления. Жидкий диоксид углерода из сепаратора 23 подается в конденсатор 13 турбогенераторной установки, кипит, поглощая теплоту конденсации газообразного CO_2 после его расширения в турбодетандере 12. Образовавшийся в результате кипения CO_2 газ направляется в инжектор 6, инжектирует газообразный CO_2 после десорбера 3 и накапливается в линейном ресивере 7. Часть жидкой углекислоты после сепаратора 22 подается на конденсатор 9 для кон-

денсации сжатой газообразной CO_2 после компрессора 8. Теплообменники 24 и 25 теплофикационного узла предназначены для подогрева сетевой воды для целей отопления и горячего водоснабжения.

Из ресивера-накопителя 19 жидкий CO_2 подается насосом 15 последовательно в испаритель 11 и перегреватель 10, где испаряется и перегревается до необходимой температуры, после чего поступает на турбодетандер 12, расширяется, конденсируется в конденсаторе 13 и насосом 16 опять подается в ресивер-накопитель 19. Турбодетандерный контур (турбодетандер 12 – испаритель 11 – перегреватель 10 – конденсатор 13 – насос 16 – ресивер-накопитель 19) может работать как на цикле с докритическими параметрами, так и на цикле с закритическими (транскритическими) параметрами. На схеме не показано охлаждение газообразного CO_2 после сжатия в первой и второй ступенях компрессора.

На рис. 2 представлены теоретические циклы турбодетандерного и углекислотного контуров в диаграмме $\lg p$ - h с полным промежуточным охлаждением.

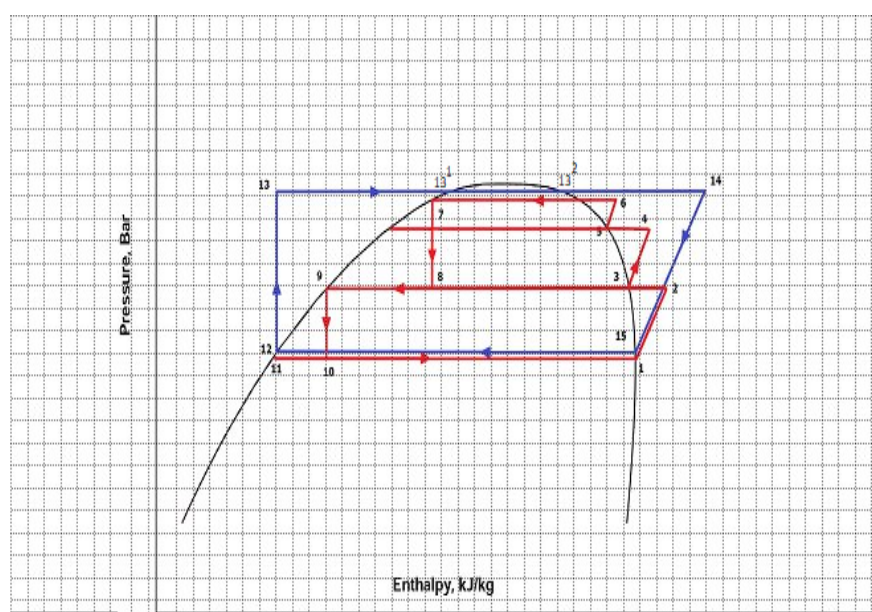


Рис. 2. Цикл турбодетандерной тригенерационной установки на диоксиде углерода

Циклы состоят из следующих процессов: 12–13 – повышение давления жидкого CO_2 в насосе 16; 13–13¹ – нагрев жидкого CO_2 до температуры кипения в испарителе 11; 13¹–13² – изобарно-изотермический процесс кипения CO_2 в испарителе 11; 13–14 – перегрев газообразного CO_2 в перегревателе 10; 14–15 – адиабатное расширение газообразного CO_2 в турбодетандере 12; 15–12 – изобарно-изотермический процесс конденсации диоксида углерода в конденсаторе 13. Для холодильного цикла: процесс 1–2 – адиабатное сжатие газообразного CO_2 в компрессоре первой ступени; 2–3 – охлаждение CO_2 перед компрессором второй ступени; 3–4 – адиабатное сжатие CO_2 в компрессоре второй ступени; 4–5 – промежуточное охлаждение CO_2 перед компрессором третьей ступени; 5–6 – адиабатное сжатие CO_2 в компрессоре третьей ступени; 6–7 – охлаждение и конденсация газообразного CO_2 в конденсаторе 9; 7–8 – первое адиабатное дросселирование жидкого диоксида углерода в дросселе 20 в сепаратор 22; 9–10 – второе адиабатное дросселирование CO_2 в дросселе 21 в сепаратор 23; 11–1 – кипение жидкого CO_2 в конденсаторе-испарителе 13.

При расчете и анализе цикла турбодетандерной установки необходимо рассмотреть прямой цикл генерации тепловой и электрической энергии в теплофикационном

контуре и в турбодетандерном контуре и обратный трехступенчатый цикл производства жидкой и газообразной углекислоты и генерации холода.

Тригенерационная установка дополнительно включает в себя испарители 27 и 28. Испаритель 27 работает при температуре кипения T_{01} , соответствующей давлению насыщения P_{01} , а испаритель 28 – при температуре кипения T_{02} , соответствующей давлению P_{02} . Газообразный CO_2 из сепаратора 22 и испарителя 27 и из сепаратора 23 и испарителя 28 поступает соответственно на вторую и первую ступени компрессора 8.

Совершенствование и повышение энергетической эффективности теплоэнергостановок связано с разработкой и внедрением парогазовых установок (ПГУ) утилизационного типа. При этом, в частности, достигается высокое значение КПД по отпуску электрической энергии. Кроме того, дополнительными преимуществами ПГУ с котлами утилизаторами являются низкий уровень выбросов NO_x в атмосферу и малая потребность установки в охлаждающей воде [11]–[13].

Одним из основных направлений совершенствования парогазовых энергоустановок является внедрение промежуточного перегрева пара (газа), частично отработавшего в турбодетандере [14], [15]. Это позволяет повысить КПД турбодетандера за счет подвода к газу дополнительного количества теплоты, в результате чего возрастает полезный теплоперепад в турбодетандере. Это приводит к росту электрической мощности турбодетандерной установки и увеличению отпуска электрической энергии. Кроме того, увеличивается степень сухости газообразного диоксида углерода на лопатках последней ступени турбодетандера, что повышает надежность и долговечность работы его лопаток [11].

Необходимо отметить еще одно обстоятельство, влияющее на работу ПГУ с котлом утилизатором. Использование в турбодетандерных установках в качестве рабочего тела диоксида углерода позволяет проводить процессы парообразования и перегрева при более низких температурах газа после газовой турбины, что значительно снижает температурные напряжения в лопаточном аппарате турбодетандера и повышает надежность и долговечность его работы. Кроме того, снижение температуры газов после газовой турбины приводит к увеличению полезного теплоперепада в ГТУ. При этом увеличивается ее электрическая мощность и отпускаемая электрическая энергия газотурбинной установки.

В теплообменник 24 (рис. 3) подается топливо, где оно впоследствии нагревается и подается в камеру сгорания (КС) 1, туда же через теплообменник 10 и турбокомпрессор 11 подается воздух. В КС 1 топливовоздушная смесь сгорает и образует дымовые газы. Дымовые газы поступают в газовую турбину 12. Электрогенератор 14 преобразует механическую энергию вращения турбины в электроэнергию. Отработанные дымовые газы из ГТУ поступают в сетевые подогреватели 32, 33, затем в котел утилизатор 27 на ступень III, где они подогревают газообразный CO_2 , направляющийся на части высокого давления (ЧВД) турбины 28. После ступени III дымовые газы направляются в ступень II, где подогревают газообразный CO_2 , направляющийся на части низкого давления (ЧНД) турбины 29. Электрогенератор 30 преобразует механическую энергию вращения вала турбины в электроэнергию.

После котла утилизатора продукты сгорания поступают последовательно в абсорбер 2 с поглощением газообразной углекислоты из продуктов сгорания и десорбер 3, где осуществляется выделение из абсорбента CO_2 . После десорбера углекислый газ поступает через брызгоотделитель 4 и осушитель 5 в инжектор 6, где инжектируется в линейный ресивер 7, при этом его давление повышается до давления всасывания в компрессоре первой ступени 8. После трехступенчатого компрессора 8 газообразный CO_2 направляется в конденсатор 9, ожижается и поступает на

первое дросселирование в дроссельное устройство 20, после которого температура и давление CO_2 снижаются, и далее – в сепаратор 22. Отделившаяся в сепараторе жидкая фаза CO_2 поступает на второе дросселирование в дроссельное устройство 21, где опять происходит снижение температуры и давления. Жидкий диоксид углерода из сепаратора 23 подается в конденсатор-испаритель 13 турбогенераторной установки, кипит, поглощая теплоту конденсации газообразного CO_2 после его расширения в ЧВД 28 и ЧНД 29. Образовавшийся в результате кипения CO_2 газ направляется в инжектор 6, инжектирует газообразный CO_2 после десорбера 3 и накапливается в линейном ресивере 7. Часть жидкой углекислоты после сепаратора 22 подается на конденсатор 9 для конденсации сжатой газообразной CO_2 после компрессора 8.

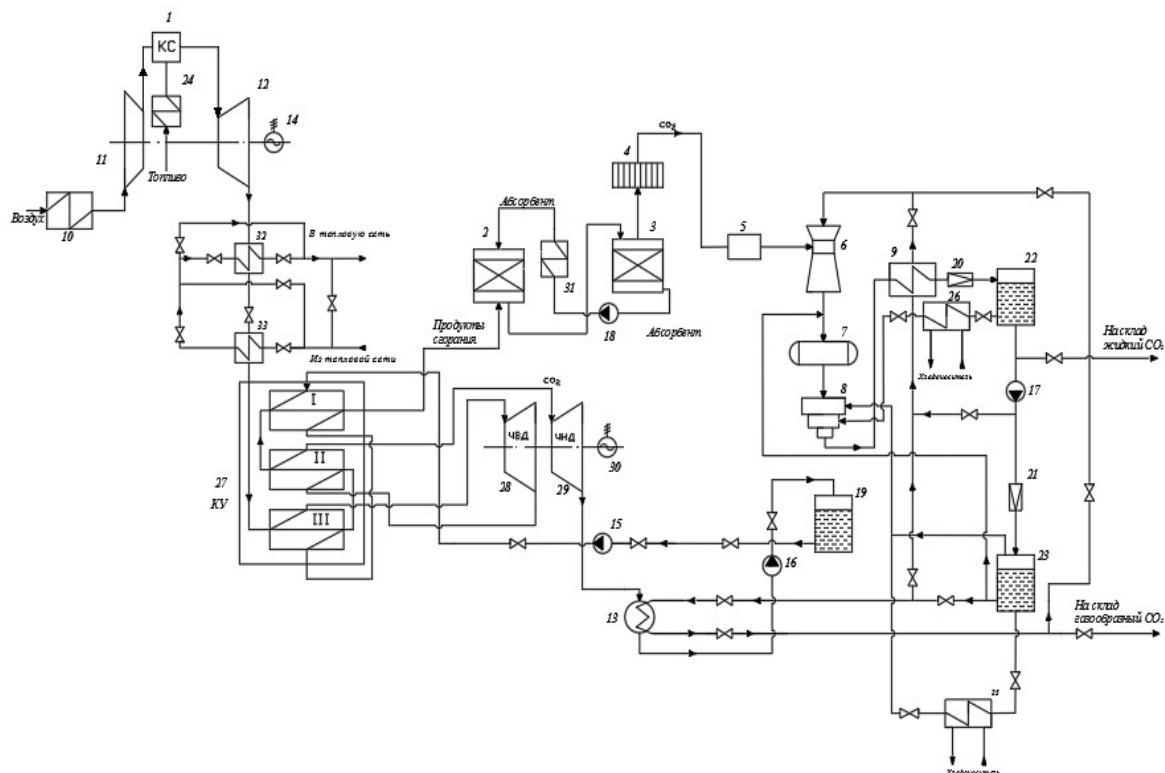


Рис. 3. Схема тригенерационной парогазовой турбодетандерной установки с котлом утилизатором:

- 1 – камера сгорания; 2 – абсорбер; 3 – десорбер; 4 – брызгоотделитель; 5 – осушитель;
 6 – инжектор; 7 – ресивер; 8 – компрессор; 9 – конденсатор; 10 – воздухоподогреватель;
 11 – турбокомпрессор; 12 – газовая турбина; 13 – конденсатор-испаритель;
 14, 30 – электрогенератор; 15–18 – насос; 19 – сборник; 20, 21 – регулирующий вентиль;
 22 – сепаратор 1; 23 – сепаратор 2; 24, 31–33 – теплообменник;
 25, 26 – испаритель; 27 – котел утилизатор; 28, 29 – ЧВД и ЧНД турбины соответственно

Из ресивера-накопителя 19 жидкий CO_2 подается насосом 15 последовательно в испаритель I котла утилизатора 27, где испаряется, после чего поступает в ступень III котла утилизатора 27, где парообразный CO_2 перегревается и отправляется на ЧВД турбины 28. После ЧВД CO_2 поступает в ступень II котла утилизатора 27, где осуществляется второй перегрев, после чего CO_2 поступает на ЧНД турбины 29. Затем CO_2 конденсируется в конденсаторе 13 и насосом 16 опять подается в ресивер-накопитель 19. Турбодетандерный контур (ЧВД 28 и ЧНД 29 – котел утилизатор 27 – конденсатор-испаритель 13 – насос 16 – ресивер-накопитель 19) может работать как на цикле с докритическими параметрами, так и на цикле с закритическими (транс-

критическими) параметрами. На схеме не показано охлаждение газообразного CO_2 после сжатия в первой и второй ступенях компрессора.

На рис. 4 показаны циклы описанной установки.

Циклы состоят из следующих процессов: 12–13 – повышение давления жидкого CO_2 в насосе 16; 13–13¹ – нагрев жидкого CO_2 до температуры кипения в испарителе I; 13¹–13² – изобарно-изотермический процесс кипения CO_2 в испарителе I; 13–14 – перегрев газообразного CO_2 в пароперегревателе III котла утилизатора 27; 14–15 – адиабатное расширение газообразного CO_2 в ЧВД 28; 15–16 – второй перегрев газообразного CO_2 в ступени II котла утилизатора 27; 16–17 – адиабатное расширение газообразного CO_2 в ЧНД 29; 17–12 – изобарно-изотермический процесс конденсации диоксида углерода в конденсаторе-испарителе 13. Для холодильного цикла: процесс 1–2 – адиабатное сжатие газообразного CO_2 в компрессоре первой ступени; 2–3 – охлаждение CO_2 перед компрессором второй ступени; 3–4 – адиабатное сжатие CO_2 в компрессоре второй ступени; 4–5 – промежуточное охлаждение CO_2 перед компрессором третьей ступени; 5–6 – адиабатное сжатие CO_2 в компрессоре третьей ступени; 6–7 – охлаждение и конденсация газообразного CO_2 в конденсаторе 9; 7–8 – первое адиабатное дросселирование жидкого диоксида углерода в дросселе 20 в сепараторе 22; 9–10 – второе адиабатное дросселирование CO_2 в дросселе 21 в сепараторе 23; 11–1 – кипение жидкого CO_2 в конденсаторе-испарителе 13.

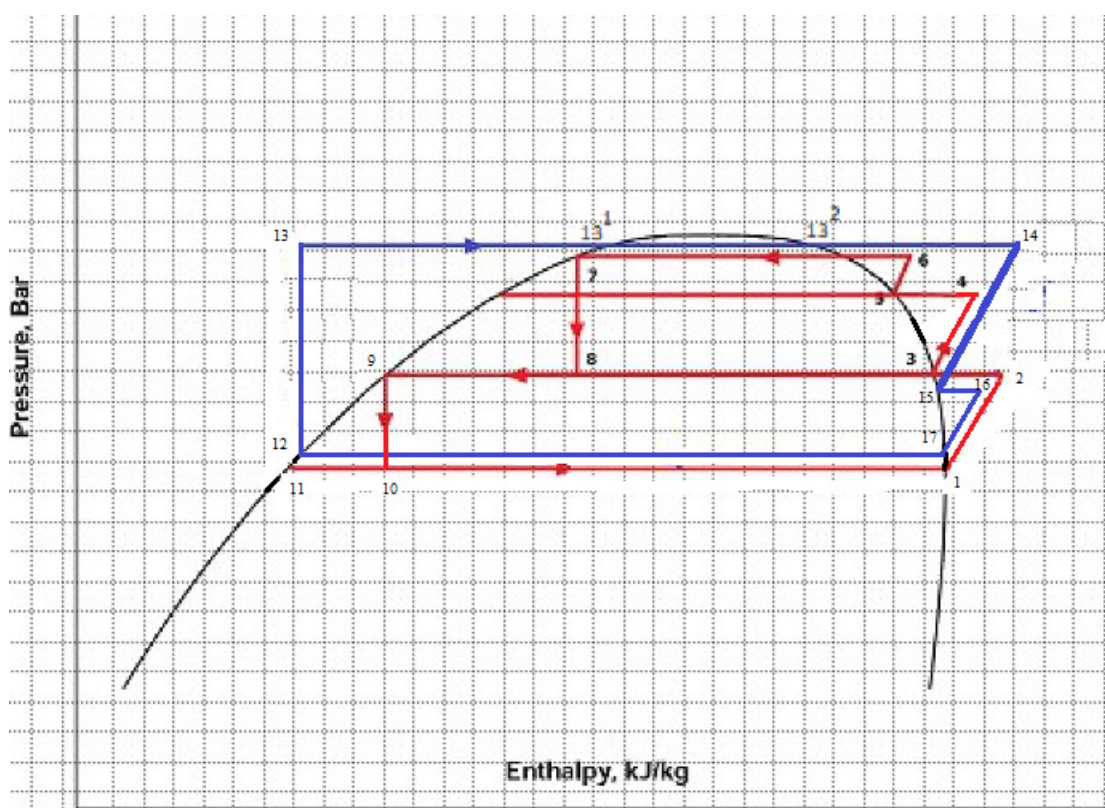


Рис. 4. Цикл турбодетандерной тригенерационной установки на диоксиде углерода с двукратным перегревом

Термодинамический расчет

Удельная работа сжатия газообразного CO_2 в трехступенчатом компрессоре:

$$l_s^k = (h_2 - h_1) + (h_4 - h_3) + (h_6 - h_5).$$

Удельная работа расширения газообразного CO₂ в турбодетандере:
– для схемы с однократным перегревом (рис. 2):

$$l_s^d = (h_{14} - h_{15});$$

– для схемы с котлом утилизатором и двукратным перегревом (рис. 4):

$$l_{s,2}^d = (h_{14} - h_{15}) + (h_{16} - h_{17}).$$

Теоретическая (адиабатная) мощность сжатия CO₂ в компрессоре:

$$N_t^k = G_d^k l_s^k.$$

Индикаторная мощность, потребляемая компрессором:

$$N_i^k = N_t^k / \eta_i = G_d^k l_s^k / \eta_i,$$

где η_i – индикаторный КПД компрессора.

Эффективная мощность (на валу) компрессора:

$$N_b^k = N_i^k / \eta_m = G_d^k l_s^k / \eta_i \eta_m,$$

где η_m – механический КПД компрессора, учитывающий трение.

Электрическая мощность, потребляемая компрессором из сети:

$$N_3^k = N_b^k / \eta_{п} \eta_{дв} = G_d^k l_s^k / \eta_i \eta_m \eta_{п} \eta_{дв},$$

где $\eta_{п}$ – КПД передачи; $\eta_{дв}$ – КПД электродвигателя компрессора.

Электрическая мощность, полученная в генераторе турбодетандера:

– для схемы с однократным перегревом (рис. 2):

$$N_3^d = N_t^d / \eta_i \eta_m \eta_{п} \eta_{г} = G_d^d l_s^d / \eta_i \eta_m^d \eta_{п} \eta_{г};$$

– для схемы с котлом утилизатором и двукратным перегревом (рис. 4):

$$N_{3,2}^d = N_t^d / \eta_i \eta_m \eta_{п} \eta_{г} = G_d^d l_{s,2}^d / \eta_i \eta_m^d \eta_{п} \eta_{г},$$

где G_d^d – действительный расход CO₂ через турбодетандер; $\eta_{г}$ – КПД генератора; η_m^d – механический КПД турбодетандера.

Увеличение мощности электрогенератора за счет двукратного перегрева:

$$\Delta N_3 = N_{3,2}^d - N_3^d = G_d^d (l_{s,2}^d - l_s^d) / \eta_i \eta_m^d \eta_{п} \eta_{г}.$$

Предлагаемые установки предназначены в основном для производства электроэнергии на собственные нужды, поэтому они должны оцениваться по тому, насколько покрываются потребности производства выработанной электроэнергией. Излишки выработанной электроэнергии могут поступать во внешнюю сеть, а недостаток электроэнергии может покрываться из внешней сети.

Турбодетандерные установки могут работать и в режиме тригенерации энергии (рис. 1, 3), если включить в схемы испарители на первой и второй ступенях компрессора. Таким образом, холод может быть получен в двух испарителях: на более низ-

ком температурном уровне при температуре кипения T_{01} в испарителе 25 (рис. 3) и на высоком температурном уровне при температуре кипения T_{02} в испарителе 26 (рис. 3). Удельная массовая холодопроизводительность испарителя 25 q_{01} определится как:

$$q_{01} = h_{10} - h_1,$$

а испарителя 26 как:

$$q_{02} = h_8 - h_3.$$

Эксергетический КПД установок определяется по известному выражению [4]:

$$\eta_e = \frac{\sum E_{\text{ВЫХ}}}{\sum E_{\text{ВХ}}}, \quad (13)$$

где $\sum E_{\text{ВЫХ}}$ – сумма эксергий всех полезно используемых потоков на выходе из установки [1]; $\sum E_{\text{ВХ}}$ – сумма эксергий всех потоков на входе в установку.

Под полезно используемыми потоками эксергии понимаются электроэнергия, тепловая энергия и холод.

Входящими потоками для схемы (рис. 1) являются: поток вторичных энергоресурсов в теплообменники теплоснабжения 24, 25 $E_{\text{вт.т.т}}$; поток эксергии в теплообменник контура генерации электроэнергии 10 $E_{\text{вт.т.э}}$; потоки хладоносителей в испарителе 27 и 28 $E_{\text{хл}}$.

Входящими потоками эксергии для установки (рис. 3) будут: поток эксергии в ГТУ $E_{\text{т.э}}^{\text{ГТУ}}$; поток эксергии в теплообменник теплоснабжения $E_{\text{т.т}}$; поток эксергии в турбодетандерный блок $E_{\text{т.э}}^{\text{ТД}}$; потоки эксергии в испарители $E_{\text{хл}}$.

Выходящими потоками эксергии для тригенерационной установки (рис. 1) будут: эксергия из контура теплоснабжения $E_{\text{теп}}$; эксергия, полученная в турбодетандере $E_{\text{эл}}$; эксергии, выходящие из испарителей 27 и 28 $E_{\text{хол}}$.

Выходящими потоками эксергии для тригенерационной установки (рис. 3) будут: эксергия, полученная в теплообменниках 32, 33 $E_{\text{теп}}$; эксергия, полученная в турбодетандере и в ГТУ $E_{\text{эл}}^{\text{ТД}}$, $E_{\text{эл}}^{\text{ГТУ}}$; эксергии, выходящие из испарителей 25 и 26 $E_{\text{хол}}$.

Таким образом, эксергетические КПД тригенерационных установок:

– для схемы на рис. 1:

$$\eta_e = \frac{\sum E_{\text{ВЫХ}}}{\sum E_{\text{ВХ}}} = \frac{E_{\text{теп}} + E_{\text{эл}} + E_{\text{хол}}}{E_{\text{вт.т.т}} + E_{\text{вт.т.э}} + E_{\text{хл}}}; \quad (1)$$

– для схемы на рис. 3:

$$\eta_e = \frac{\sum E_{\text{ВЫХ}}}{\sum E_{\text{ВХ}}} = \frac{E_{\text{теп}} + E_{\text{эл}}^{\text{ГТУ}} + E_{\text{эл}}^{\text{ТД}} + E_{\text{хол}}}{E_{\text{т.т}} + E_{\text{т.э}}^{\text{ГТУ}} + E_{\text{т.э}}^{\text{ТД}} + E_{\text{хл}}}. \quad (2)$$

Анализ формул (1) и (2) показывает, что эксергетический КПД ПГУ с котлом утилизатором больше, чем аналогичный КПД в схеме с вторичными энергоресурсами.

Заключение

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Предложены технологические схемы турбодетандерных тригенерационных установок с циклом на основе диоксида углерода и производством жидкой и газооб-

разной углекислоты, работающие на докритических параметрах. Холод, произведенный на тригенерационных установках, может быть использован в летний период при хладоснабжении систем вентиляции и кондиционирования воздуха промышленных и общественных зданий и сооружений, а также для целей охлаждения, замораживания и хранения продукции различного назначения.

2. Приведена методика термодинамического расчета циклов установок и их эксергетический анализ. Эксергетический КПД тригенерационной установки с ПГУ с котлом утилизатором больше эксергетического КПД установки на вторичных энергоресурсах за счет большего количества выработанной электроэнергии при одинаковых начальных и конечных параметрах.

Литература

1. Клименко, А. В. Возможность применения холода и дополнительной электроэнергии на тепловой электростанции / А. В. Клименко, В. С. Агабабов, П. Н. Борисова // Теплоэнергетика. – 2017. – № 6. – С. 30–37.
2. Преимущества CO₂ в холодильной технике / По материалам JARN // Холодил. техника. – 2016. – № 3. – С. 25.
3. Современные альтернативные хладагенты на длительную перспективу и их возможные области применения / По материалам JARN // Холодил. техника. – 2016. – № 6. – С. 4–9.
4. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. – М. : Энергия, 1973. – 295 с.
5. Агабабов, В. С. О применении детандер-генераторных агрегатов в газовой промышленности / В. С. Агабабов // Энергосбережение и энергосберегающие технологии в энергетике газовой промышленности : сб. материалов НТС ОАО «Газпром». – М., 2001. – Т. 2. – С. 50–53.
6. Агабабов, В. С. Бестопливные установки для производства электроэнергии, теплоты и холода на базе детандер-генераторных агрегатов / В. С. Агабабов // Новости теплоснабжения. – 2009. – № 1. – С. 48–50.
7. Бестопливная установка для централизованного комбинированного электро- и хладоснабжения : пат. № 158931 Рос. Федерация / В. С. Агабабов, Ю. О. Байдакова, А. В. Клименко, У. И. Смирнова, Р. Н. Такташев. Приоритет 26.06.15 // Б. И. – 2015. – № 18.
8. Овсянник, А. В. Моделирование процессов теплообмена при кипении жидкостей / А. В. Овсянник. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 284 с.
9. Беспалов, В. В. Исследование и оптимизация глубины утилизации тепла дымовых газов в поверхностных теплообменниках / В. В. Беспалов, В. И. Беспалова, Д. В. Мельников // Теплоэнергетика. – 2017. – № 9. – С. 64–70.
10. Беспалов, В. В. Технология осушения дымовых газов ТЭС с использованием теплоты конденсации водяных паров / В. В. Беспалов // Изв. ТПУ. – 2010. – Т. 316. – № 4. – С. 56–59.
11. Кудинов, А. А. Двукратный промежуточный перегрев водяного пара в зоне высоких температур и в хвостовой части трехконтурного котла утилизатора / А. А. Кудинов, К. Р. Хусаинов // Промышл. энергетика. – 2018. – № 2. – С. 21–28.
12. Кудинов, А. А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А. А. Кудинов, С. К. Зиганшина. – М. : Машиностроение, 2011. – 374 с.

13. Усов, С. В. Анализ технико-экономических показателей Сызранской ТЭЦ после ее модернизации с установкой ПГУ-200 / С. В. Усов, А. А. Кудинов // Энергетик. – 2013. – № 12. – С. 28–36.
14. Турбины тепловых и атомных электрических станций : учеб. для вузов / А. Г. Костюк [и др.]. – М. : МЭИ, 2001. – 488 с.
15. Кудинов, А. А. Оценка эффективности ПГУ-800 Киришской ГРЭС с трехконтурным котлом утилизатором / А. А. Кудинов, К. Р. Хусаинов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. – № 4 (102). – С. 38–46.

Получено 06.03.2019 г.