

УДК 621.438

Парогазовые установки с полным улавливанием диоксида углерода для чистой энергетики*

В.В. Даценко, Ю.А. Зейгарник, Е.А. Калашникова, А.А. Косой,
А.С. Косой, М.В. Синкевич

Объединенный институт высоких температур РАН, Москва

E-mail: zeigar@oivtran.ru

Сформировавшаяся в последние два десятилетия зависимость отечественной энергетики от импортных технологий, оборудования, запасных частей и материалов является сегодня серьезной угрозой энергобезопасности страны. К числу очевидных вызовов для отрасли можно также отнести тенденцию к ужесточению экологических норм и требований к генерирующему оборудованию. В статье представлено одно из возможных комплексных решений указанных проблем — использование технологии с применением бескомпрессорной парогазовой установки с полным улавливанием CO_2 в жидком виде, разработанной в ОИВТ РАН совместно с НПО «Алмаз». Эта технология способна обеспечить высокоэффективную совместную выработку тепла и электричества на органическом топливе с минимальным негативным воздействием на окружающую среду. Возможно также использование данной установки в составе энерготехнологического комплекса с выработкой химического продукта. В предложенной схеме углеводородное топливо, поступающее из установки по разделению воздуха или от иного источника, сжигается в смеси кислорода, водяного пара и углекислого газа. Сжатие всех компонент происходит в жидкой фазе. Тепло отработанных газов утилизируется в развитой системе регенерации, после чего происходит конденсация водяных паров с использованием тепла конденсации для подогрева воды в теплосети и осаждение CO_2 в жидкой фазе. Варьируя соотношение H_2O и CO_2 , можно в очень широких пределах изменять в соответствии с требованиями потребителя соотношение отпускаемых электрической и тепловой энергий. Оценки показывают, что по тепловой эффективности предложенная установка превосходит лучшие отечественные парогазовые установки и близка к уровню лучших мировых образцов комбинированных установок.

Ключевые слова: энергетическая установка, бескомпрессорная ПГУ, тепловая экономичность, улавливание CO_2 в жидкой фазе, совместная выработка электричества и тепла.

В настоящее время в результате действия фискальных ограничений функционирует экологический рынок с эффективным ценообразованием на выбросы CO_2 . В 2018 году экономистам Полу Майкл Ромеру и Уильяму Нордхаусу была присуждена Нобелевская премия за экономические исследования, связанные с изменениями климата. В частности, Нордхаусу премия присуждена за создание модели глобальной схемы налогов на выбросы углерода в качестве наиболее эффективного средства устранения проблем, вызванных парниковыми газами. Можно прогнозировать, что запреты на тепловое загрязнение и выбросы парниковых газов, декарбонизация и сокращение потребления кислорода станут могильщиками традиционной энергетики на ископаемых топливах в достаточно обозримом будущем [1]. Маловероятно, что перечисленные запреты обойдут стороной

* Работа выполнена при поддержке РФФ, соглашение № 19-19-00538 от 13.05.2019 г.

Россию с ее доминирующей тепловой энергетикой и крупнейшими запасами органического топлива. В сложившейся ситуации следует ожидать осложнений для экспорта российских углеводородов. Сегодня во многих странах провозглашаются законодательные инициативы обязательного использования только безуглеродного энергетического стандарта [2, 3]. Важнейшей особенностью принимаемых решений является не только запрет выработки энергии из ископаемых источников на собственной территории, но и импорт подобной энергии. Таким образом, и здесь ситуация для России — обладателя больших запасов органического топлива — складывается далеко не благоприятной. Уже сегодня ощущается напряженность по экспортным проектам АО «Газпром», негативно сказывается для энергетиков отсутствие отечественной альтернативы зарубежным высокоэффективным энергетическим парогазовым установкам (ПГУ) большой мощности — результат порочного курса последних десятилетий на сворачивание отечественного производства современных газотурбинных технологий и замену его масштабными закупками за рубежом.

Одним из возможных комплексных решений обозначенных проблем является использование технологии бескомпрессорной ПГУ с полным улавливанием CO_2 в жидком виде [4]. Предлагаемая технология, разработанная в ОИВТ РАН совместно с НПО «Алмаз», способна обеспечить необходимую в российских условиях высокоэффективную совместную выработку тепла и электричества (когенерацию) на органическом топливе с минимальным негативным воздействием на окружающую среду. Применение такой ПГУ позволит избежать многих возможных негативных последствий, связанных с запретом сжигания углерода в атмосфере Земли.

Кратко особенности работы такой ПГУ, представленной на рис. 1, можно описать следующим образом. В камеру сгорания 1 подается углеродсодержащее топливо, например, природный газ метан, который сжигается в смеси кислорода, водяного пара и диоксида углерода. При этом кислород может подаваться от любого имеющегося источника кислорода, в частности, производиться на установке разделения воздуха, включенной в состав энергетической установки и получающей от этой установки необходимую электроэнергию. Повышение давления всех исходных компонент рабочего тела, включая топливо, осуществляется в жидкой фазе с помощью насосов (отсюда термин — «бескомпрессорная установка»), что уменьшает затраты энергии на повышение давления рабочего тела, особенно при высоких степенях повышения. По отдельным исходным компонентам степень повышения давления может достигать до 100. В камере сгорания предполагается горение забалластированной смеси при давлении 20 МПа и температуре 1100–1250 °С. Продукты сгорания расширяются в парогазовой турбине 2 с противодавлением значительно выше атмосферного, составляющем от 0,2 до 0,9 МПа, после чего последовательно проходят поверхностный охладитель-регенератор отработанных газов 3, в котором происходит их охлаждение до температуры начала конденсации водяного пара из отработанного рабочего тела. Давление за парогазовой турбиной и соотношение расходов водяного пара и диоксида углерода подбираются таким образом, чтобы температура начала конденсации воды из отработанного рабочего тела была несколько выше (на 5–10 К) температуры прямой сетевой воды, требуемой графиком работы теплосети. Из охладителя 3 охлажденные отработанные газы поступают в контактный охладитель отработанных газов 4, где происходит дальнейшее охлаждение газов до температуры не ниже 273 К с конденсацией и удалением содержащейся в них воды. После прохождения через охладитель 4 в отработанных газах остается только диоксид углерода с небольшими примесями: (до 0,1 % водяного пара) и побочные газы, содержащиеся в исходных компонентах рабочего тела, главным образом, азот. Ожигание полученного диоксида углерода проводится в несколько этапов. Сначала компрессором 5

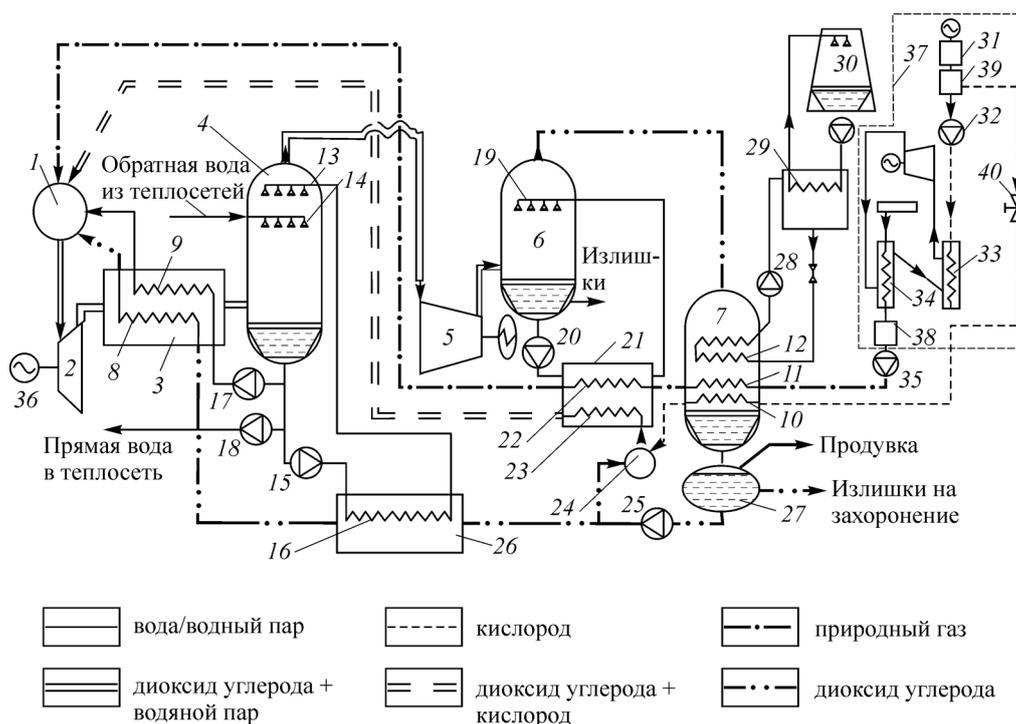


Рис. Технологическая схема бескомпрессорной ПГУ ОИВТ РАН [5].

- 1 — камера сгорания, 2 — парогазовая турбина, 3 — поверхностный охладитель отработанных газов,
 4 — контактный охладитель отработанных газов (уловитель воды), 5 — компрессор,
 6 — контактный охладитель диоксида углерода, 7 — конденсатор диоксида углерода,
 8 — теплообменник регенеративного нагревателя диоксида углерода (первого охладителя отработанных газов),
 9 — теплообменник регенеративного нагрева воды, 10 — теплообменник регенеративного нагрева кислорода,
 11 — теплообменник регенеративного нагрева углеродсодержащего топлива, 12 — испаритель теплового насоса,
 13 — верхний ярус инжекторов подачи воды, 14 — нижний ярус инжекторов (обратная вода теплосетей),
 15 — циркуляционный насос водяного контура контактного охладителя отработанных газов,
 16 — теплообменник регенеративного нагрева диоксида углерода, 17 — водяной насос-регулятор,
 18 — теплофикационный насос, 19 — инжекторы подачи воды, 20 — циркуляционный насос,
 21 — блок охлаждения циркуляционной воды контактного охладителя диоксида углерода,
 22 — теплообменник регенеративного нагрева углеродсодержащего топлива,
 23 — теплообменник регенеративного нагрева смеси диоксида углерода и кислорода, 24 — смеситель,
 25 — углекислотный насос-регулятор, 26 — регенеративный нагреватель диоксида углерода,
 27 — накопитель жидкого диоксида углерода, 28 — циркуляционный насос теплового насоса,
 29 — конденсатор теплового насоса, 30 — градирня, 31 — источник кислорода,
 32 — насос-регулятор кислорода, 33 — теплообменник нагрева кислорода, 34 — конденсатор топлива,
 35 — топливный насос-регулятор, 36 — генератор, 37 — блок ожижения,
 38 — теплоизолированная емкость для хранения сжиженного углеродсодержащего топлива,
 39 — теплоизолированная емкость для хранения сжиженного кислорода, 40 — перепускной клапан кислорода.

повышается давление до величины 3,5 МПа, при которой температура конденсации диоксида углерода оказывается выше температуры замерзания воды (273 К), с тем чтобы при конденсации не происходило обмерзания теплообменных поверхностей. Под давлением около 3,5 МПа диоксид углерода подается в контактный охладитель диоксида углерода 6, где охлаждается до температуры, близкой к температуре начала конденсации. При этом часть примесей, главным образом водяной пар, конденсируется или растворяется и уносится охлаждающей водой. После прохождения контактного охладителя 6 доля водяного пара не превышает 0,01 %. Охлажденный диоксид углерода с давлением 3,5 МПа подается в конденсатор диоксида углерода 7. Для конденсации диоксида углерода используется холод кислорода и сжиженного углеродсодержащего топлива, передающийся

в конденсатор диоксида углерода 7 при помощи теплообменников регенеративного нагрева кислорода 10 и регенеративного нагрева углеродсодержащего топлива 11. Недостающая часть холода, необходимого для конденсации диоксида углерода, производится тепловым насосом и подается в конденсатор диоксида углерода посредством встроенного в этот насос испарителя 12. Примеси частично растворяются в жидком диоксиде углерода, а оставшаяся часть неконденсирующихся газов удаляется продувкой. Температура и давление в охладителе 7 определяются необходимостью достижения максимально высокой (с учетом фактора экономической целесообразности) степени улавливания диоксида углерода из продуктов сгорания без твердой фазы при сохранении высокого КПД и тепловой экономичности энергетической установки.

Необходимое для работы цикла количество сконденсированной воды, отведенной из охладителя 4, с помощью водяного насоса-регулятора 17 направляется в камеру сгорания 1 через теплообменную поверхность 9 регенератора тепла отработанных газов 3. Другая часть воды направляется с помощью циркуляционного насоса 15 в контур контактного охладителя 4 через теплообменник 16 регенеративного нагревателя диоксида углерода 26, который расположен на линии подачи диоксида углерода в регенератор 3. При этом вода, проходящая через теплообменник 16, охлаждается до температуры не ниже 273 К и далее через верхний ярус инжекторов 13 подается в контактный охладитель 4. Основная часть воды с помощью теплофикационного насоса 18 направляется к потребителю тепла, например, в сеть централизованного теплоснабжения при стандартных для региона параметрах. При этом практически вся вода, образовавшаяся в результате горения топлива, расходуется на подпитку системы теплоснабжения.

Сконденсированный диоксид углерода удаляется из конденсатора диоксида углерода 7, перемещается в накопитель жидкого диоксида углерода 27. Необходимая для работы цикла часть жидкого CO_2 с помощью углекислотного насоса-регулятора 25 направляется в камеру сгорания 1 двумя потоками. Первый поток проходит через смеситель 24 и теплообменник 23 регенеративного подогревателя смеси диоксида углерода и кислорода, расположенного в блоке охлаждения циркуляционной воды 21 контактного охладителя диоксида углерода 6. Второй поток направляется в камеру сгорания 1 через регенеративный нагреватель диоксида углерода 26 и теплообменник регенеративного нагревателя диоксида углерода 8 поверхностного охладителя отработанных газов 3. Избыток диоксида углерода, образовавшийся в результате сгорания углеродсодержащего топлива, поступает в накопитель жидкого CO_2 27 для дальнейшего использования вне установки или захоронения. Детали вопроса захоронения CO_2 в настоящей работе не рассматриваются. Эта глобальная проблема еще ждет своего рационального (оптимального) решения.

Жидкий кислород от источника 31 направляется с помощью насоса-регулятора 32 в теплообменник 33, в котором происходит нагрев жидкого кислорода за счет тепла конденсирующегося топлива. Далее кислород поступает в теплообменник регенеративного нагрева кислорода 10, расположенный в конденсаторе диоксида углерода 7, после чего направляется в смеситель 24, где смешивается с потоком диоксида углерода, поступающим из накопителя жидкого диоксида углерода 27.

Топливо из блока ожигения 37 подается насосом-регулятором 35 в теплообменник регенеративного нагревателя топлива 11, откуда оно поступает в теплообменник 22, где нагревается за счет тепла, отведенного из контактного охладителя диоксида углерода 6, и затем направляется в камеру сгорания 1. Сжижение газообразного топлива осуществляется в результате теплообмена с жидким кислородом с использованием промежуточного теплоносителя, циркулирующего через теплообменник нагрева кислорода 33 и конденсатор топлива 34.

Изменение соотношения выработки механической и тепловой энергий при постоянной температуре газа перед парогазовой турбиной 2 достигается варьированием

производительностей водяного и углекислотного насосов-регуляторов 17 и 25 соответственно. Для получения большего количества тепловой энергии повышается производительность водяного насоса-регулятора 17, что обеспечивает отвод большего количества тепла при конденсации водяного пара в контактном охладителе отработанных газов 4. Для получения большего количества электрической энергии от генератора 36 по отношению к отпускаемой тепловой энергии необходимо увеличить производительность углекислотного насоса-регулятора 25 при одновременном уменьшении подачи воды в камеру сгорания 1. При этом в камере сгорания должен соблюдаться баланс инертных составляющих, которые необходимы для поддержания температуры на выходе из камеры сгорания в заданных пределах.

В тех случаях, когда требуемое потребителям количество механической и тепловой энергии снижается, генератор 36 получает дополнительно нагрузку от блока ожижения 37 и устройства охлаждения CO_2 . При этом открывается перепускной клапан 40, повышается производительность блока ожижения 37, из которого сжиженное топливо поступает в теплоизолированную емкость для его хранения 38, а дополнительный жидкий кислород — в теплоизолированную емкость для хранения сжиженного кислорода 39. Дополнительно включают устройство охлаждения CO_2 (на рисунке не показано) в накопителе 27. Таким образом, за счет расхода выработанной установкой энергии на ожижение топлива, кислорода и поддержания диоксида углерода в холодном состоянии для их последующего использования самой ПГУ удастся исключить или значительно снизить продолжительность работы установки в переходных режимах и режимах частичных нагрузок и, соответственно, избежать снижения КПД установки. Даже при относительно невысоких начальных параметрах цикла — температуре 1100 °С и давлении 20 Мпа — при тепловой нагрузке $N_T/N_3 = 1,46$ электрический КПД такой установки оценивается на уровне 40 % [4].

Кроме высоких электрического КПД установки и коэффициента использования топлива предлагаемая ПГУ характеризуется рядом дополнительных технологических преимуществ. Она может стать частью будущих высокоэффективных технологических комплексов химических производств и перспективных высокоэффективных гибридных энергетических установок с топливными элементами. Важнейшим достоинством данной ПГУ является также обеспечение утилизации парниковых газов в жидкой фазе.

Для иллюстрации характеристик рассматриваемой ПГУ приведем оценку ее тепловой эффективности в сравнении с лучшими ПГУ, работающими в России. Так, в АО «Мосэнерго» работают четыре блока ПГУ-420 на базе машин V94.2 фирмы Сименс, имеющие КПД в конденсационном режиме 58,5 %. В теплофикационном режиме, когда выработанную электроэнергию относят к полным затратам топлива на электроэнергию и тепло, по оценкам исследований [6, 7] они теряют 15–20 % мощности и соответственно 10–12 % (абсолютных) электрического КПД. По сути, вместо электрической вырабатывается тепловая энергия (на каждый потерянный 1 кВт электрической мощности вырабатывается 4–5 кВт тепловой). Очевидно, что при этом снижается электрическая мощность и появляются ограничения по маневренности.

Цикл, выполняемый в соответствии с предлагаемой технологической схемой, позволяет управлять режимами работы установки так, что при неизменной номинальной электрической мощности генерируемая тепловая мощность может изменяться в широком диапазоне (от 0 до 300 % электрической мощности). Учитывая то, что соотношение установленных тепловой N_T и электрической N_3 мощностей в АО «Мосэнерго» $N_T/N_3 \sim 3$ (что за пределами возможностей любых существующих теплофикационных паросиловых машин, для которых $N_T/N_3 \sim 1,4$ –1,6, и тем более возможностей теплофикационных ПГУ, где $N_T/N_3 \sim 0,6$ –1,0), диапазон регулирования тепловой энергии предлагаемого цикла наилучшим образом вписывается в схемы снабжения электрической и централизованной тепловой энергиями крупных российских городов.

Если все топливо относить на выработку электроэнергии, то КПД (электрический) предлагаемой установки будет изменяться в следующих пределах:

— при производстве только электроэнергии (в этом случае предлагаемый цикл приближается к известному циклу Аллама [8]) по оптимистичной оценке, когда параметры и эффективность машин и оборудования соответствуют лучшим достигнутым в парогазовых установках показателям, КПД составит 62 %, а по пессимистичной — 56 % (на опытных электростанциях, работающих по циклу Аллама, декларируется КПД нетто 58,9 % [8]);

— для соотношения $N_T/N_3 = 1$ по пессимистичной оценке КПД составит 45 %;

— для соотношения $N_T/N_3 = 1,46$ (среднезимний показатель по России при температуре воздуха выше -8 °С) по пессимистичной оценке КПД будет равен 40 %.

Авторами были проведены оценки топливной эффективности предлагаемой технологии в сравнении с лучшими образцами импортных и отечественных ПГУ, работающими в России, — ПГУ 450Т, ПГУ 420, ПГУ 325 [8–10]. Они показали, что даже при самой пессимистичной оценке рассматриваемый цикл в режиме выработки только электрической энергии немного уступает, а по оптимистичной оценке превосходит лучшие импортные образцы ПГУ и, что особенно важно для российской энергетики, предлагаемая бескомпрессорная ПГУ [4, 5, 11] при совместной выработке электроэнергии и тепла имеет наилучшие показатели по удельным затратам топлива на выработку и электроэнергию, и тепла (разделение затрат топлива между выработкой электроэнергии и тепла осуществлялось по общепринятой в отечественной энергетике «физической» методике). Причем при сравнении топливной эффективности не учитывались предстоящие затраты существующих энергоблоков на улавливание CO_2 .

Полный сравнительный анализ различных типов ПГУ должен включать также другие экономические показатели, к которым относятся эксплуатационные расходы, дисконтированные отчисления от капитальных затрат, различные налоги, бонусы, штрафы и т.д. На реальные затраты и прибыль будут влиять разнонаправленные факторы. Так, с одной стороны, появляются новые технологические цепочки: комплекс воздухоразделительных установок, системы оживления двуокси углерода и топливного газа. С другой стороны, ряд существующих на современных электрических станциях технологических цепочек сильно упрощается или исчезает вовсе. В частности, становится проще процесс водоподготовки. Также существенно может быть упрощена система сброса тепла в окружающую среду. Исключаются выбросы вредных веществ с отработанными газами, так как в традиционном понимании отработанные газы отсутствуют в принципе. Для корректной оценки эксплуатационных расходов и капитальных затрат необходимо выполнить соответствующие проектно-конструкторские работы. На данном этапе корректное сравнение эксплуатационных расходов и капитальных затрат не представляется возможным, но в ряде источников декларируется, что опытные электростанции по циклу Аллама (весьма близкие по сути к предлагаемому циклу) выигрывают по сравнению с ПГУ и по капитальным затратам, и по эксплуатационным расходам [12].

Очевидным положительным фактором является способность оборудования предлагаемой ПГУ обеспечить ее эффективную работу в качестве накопителя энергии при минимальной нагрузке на внешнюю сеть. Для бескомпрессорной ПГУ, включенной в технологический комплекс химического производства, в этом случае основными техническими характеристиками могут стать аккумулированное тепло, газы высокого давления, кислород, диоксид углерода, водяной пар или какие-либо производные углеводороды — продукты конверсии или переработки природного газа. В этих случаях возможна (и необходима) оптимизация параметров ПГУ, увязанная с требованиями конкретного химического производства.

Следует отметить, что новая схема требует отлаживания ряда новых узлов турбины, камеры сгорания, аппаратов схемы и их натурной отработки. В этом плане полезным

является опыт, приобретенный авторами настоящей статьи в процессе разработки проектов инновационных газовых турбин различного класса и назначения в конструкторских бюро НПО «Машпроект» (г. Николаев) и ММПП «Салют» (г. Москва). К таким проектам относится аванпроект современной ГТУ-350 с паровым охлаждением лопаток мощностью 350 МВт с расходом воздуха 750–800 кг/с и температурой газа перед турбиной $T_0 = 1500\text{--}1600\text{ }^\circ\text{C}$, разработанный в ММПП «Салют» [13]. В проекте на современном научном и инженерном уровнях решались задачи создания проточной части турбины, при этом технологический процесс изготовления лопаток предусматривает направленную кристаллизацию лопаток, современную матричную систему их охлаждения, термобарьерные покрытия и изостатическую обработку лопаток, использование в технологическом процессе аддитивных технологий. Также была разработана, изготовлена и прошла испытания при работе на сеть «Мосэнерго» ПГУ МЭС-60 с впрыском пара в камеру сгорания газотурбинная установка [14]. Камера сгорания установки работала на сильно (до 20 % от расхода воздуха) забалластированной водяными парами смеси. На этой же установке был успешно отработан внутренний подшипник турбины с водяной смазкой, что важно для данного ответственного узла, работающего в области предельно высоких температур. Подшипник с водяной смазкой обеспечил вращение ротора турбины массой более 600 кг со скоростью 9600 оборотов в минуту. Были разработаны также колодочные подшипники, работающие на воздушной смазке [15]. ОИВТ РАН продолжает проведение опережающих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на решение вопросов, связанных с созданием опор для бескомпрессорной ПГУ. На установке МЭС-60 также прошел проверку и исследование характеристик контактный конденсатор водяного пара с расходом рабочего тела 107 кг/с — прообраз аппаратов, используемых в схеме (см. рисунок).

На экспериментальном стенде ОИВТ РАН и на опытно-промышленных газотурбинных установках мощностью 1,2 и 20 МВт была отработана система впрыска воды в компрессор с получением капель жидкости субмикронного размера [16]. Здесь же исследовалось квазиизотермическое сжатие воздуха в осевом компрессоре при различных способах подачи воды. Монография [17] завершает цикл обобщающих работ по теплоотдаче к теплоносителям сверхкритического давления и представляет разработанные соответствующие практические рекомендации.

В настоящей статье не рассматривается важный аспект декарбонизации — использование и утилизация CO_2 . Возможность улавливания в разработанной бескомпрессорной ПГУ диоксида углерода в жидкой фазе является несомненно положительным фактором, обеспечивающим эффективность транспортировки, использования и захоронения CO_2 . Жидкий CO_2 может быть использован для производства крупнотоннажной химической продукции. Возможна также реализация сжиженного CO_2 как в качестве товарной продукции, так и в виде ряда побочных продуктов, получаемых при разделении воздуха и ожигании топливного газа (гелия, аргона, криптоноксеноновой смеси, азота).

Высокая топливная эффективность широкого мощностного ряда установок, отсутствие выбросов тепличных газов и вредных веществ, а также во многих случаях возможность получения дополнительных доходов от реализации побочных продуктов и возможность эффективного использования предлагаемой энергетической установки в различных технологических комплексах по добыче и переработке углеводородов свидетельствуют о целесообразности развертывания опережающих разработок в области ПГУ с полным улавливанием CO_2 . Имеющийся научно-технический задел ОИВТ РАН, производственная и лабораторная база сложившегося консорциума с НПО «Алмаз» являются важным аспектом обеспечения необходимых темпов проведения этих работ.

Список литературы

1. Куомо Э.М. Меморандум о соглашении «До 2». 08 октября 2015. URL: https://www.governor.ny.gov/sites/governor.ny.gov/files/atoms/files/10.08.15.rel_NEWACTIONS_Russian.pdf.
2. Хафнер М., Тальяпьетра С. Навстречу «золотому газовому веку»: каковы перспективы для ЕС? // Energy bulletin. 2012. Т. 1, № 13. С. 25–30.
3. Bowden J. NC governor sets goal of cutting greenhouse gas emissions by 40 percent. 2018. URL: <http://nash-nyc.com/news/gubernator-severnoj-karoliny-podpisal-rasporjzhenie-o-sokraschenii-vybrosov-parnikovyh-gazov>.
4. Косой А.С., Зейгарник Ю.А., Попель О.С., Синкевич М.В., Филипов С.П., Штеренберг В.Я. Концептуальная схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания // Теплоэнергетика. 2018. № 9. С. 23–32.
5. Пат. РФ 2665794. МПК⁵¹ F02C 3/00. Способ и установка для выработки механической и тепловой энергии / Косой А.С., Косой А.А., Синкевич М.В., Антипов Ю.А.; заявитель и патентообладатель ОИВТ РАН. № 2017131723; заявл. 11.09.2017; опубл. 04.09.2018, Бюл. № 25.
6. Хлебалин Ю.М. Эксергетический метод оценки эффективности бинарных ПГУ-ТЭЦ // Вестник СГТУ. 2011. № 1(54), вып. 3. С. 14–17.
7. Хлебалин Ю.М. Оценки эффективности бинарных ПГУ-ТЭЦ // Промышленная энергетика. 2006. № 12. С. 26–29.
8. Верхнетагильская ГРЭС. Интернет-ресурс: <http://irao-engineering.ru/ru/projects/verkhnetagilskaya-gres>.
9. Калининградская ТЭС. Интернет-ресурс: <http://irao-engineering.ru/ru/projects/kaliningradskaya-tets-2>.
10. Ивановские ПГУ. Интернет-ресурс: <http://irao-engineering.ru/ru/projects/ivanovskie-pgu>.
11. Пат. РФ 2651918. МПК⁵¹ F02C 3/00. Способ и установка для выработки механической и тепловой энергии / Косой А.С., Попель О.С., Синкевич М.В. № 2017121199; заявитель и патентообладатель ОИВТ РАН; заявл. 16.06.2017, опубл. 24.04.2018, Бюл. 12.
12. Braking ground for a groundbreaker: the first Allam cycle power plant // Modern Power Systems. 2016. Vol. 36, No. 4. P. 8–10.
13. Елисеев Ю.С. Работы ММПП «Салют» по созданию отечественной высокоэффективной энергетической ПГУ большой мощности. 2009. Интернет-ресурс: http://www.pnz.ru/upload/pages/5914/sbornik_139-140.pdf.
14. Фаворский О.Н., Батенин В.М., Зейгарник Ю.А. и др. Комплексная парогазовая установка с впрыском пара и теплонасосной установкой (ПГУ МЭС-60) для АО «МОСЭНЕРГО» // Теплоэнергетика. 2001. № 9. С. 50–58.
15. Бесчастных В.Н. Разработка метода расчета и экспериментальное определение характеристик радиальных сегментных газовых подшипников для тяжелых роторов ГТУ: дис. ... канд. техн. наук. М.: 2011. 144 с.
16. Батенин В.М., Алексеев В.Б., Залкинд В.И., Зейгарник Ю.А., Косой А.С., Низовский В.Л. Резервы форсирования мощности в автономных энергоустановках на базе газотурбинных установок // Доклады Академии наук. 2015. Т. 461, № 6. 657 с.
17. Курганов В.А., Зейгарник Ю.А., Яньков Г.Г., Маслакова И.В. Теплообмен и сопротивление в трубах при сверхкритических давлениях теплоносителя: итоги научных исследований и практические рекомендации / под ред. Ю.А.Зейгарника. М.: Изд-во ООО «Печатный салон «Шанс», 2018. 304 с.

*Статья поступила в редакцию 10 июля 2019 г.,
после доработки — 1 ноября 2019 г.,
принята к публикации 28 апреля 2020 г.*