



ЭНЕРГЕТИКА ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информационно-
аналитический
бюллетень
ПАО «Мосэнерго»



Выпуск № 2 / 2024

**ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОРОДНОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА —
БУДУЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1
Э 40

Издание выходит с 2022 года

Главный редактор академик РАН **А.В. Клименко**

Э 40

Экология, энергетика, энергосбережение : бюллетень /
под редакцией академика РАН А.В. Клименко. — Москва :
ПАО «Мосэнерго», 2024. —

ISBN 978-5-383-01713-5

Вып. 2. Технологии кислородного сжигания топлива —
будущие технологии экологически чистой энергетики /
[М.В. Синкевич, А.А. Косой, А.С. Косой, О.С. Попель]. — 2024. —
36 с.

ISBN 978-5-383-01715-9

Дан обзор основных идей одного из перспективных направлений развития технологий масштабной генерации электроэнергии и тепла, получившего название «технология кислородного сжигания топлива». Эти технологии могут быть не менее конкурентоспособны, чем технологии современных парогазовых установок (ПГУ), особенно если учитывать стремление обеспечить углеродную нейтральность генерации. Рассматриваемые технические решения обещают получение КПД генерации электроэнергии на уровне 56 %. Предлагаются решения одновременной генерации электрической и тепловой энергии в одной установке с независимым их регулированием в широком диапазоне. Коэффициент полезно используемого тепла топлива при совместной генерации электроэнергии и тепла может превышать 90 %. При больших тепловых нагрузках возможна еще и полезная утилизация части тепла конденсации воды, образовавшейся в процессе сгорания топлива. Использование на начальной стадии термодинамического цикла компонентов рабочего тела в жидкой фазе (кислород, природный газ, CO₂ и H₂O) позволяет создать систему аккумулирования энергии для сглаживания пиков суточного потребления энергии, а также решает проблему резервного и аварийного топлива.

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1

ISBN 978-5-383-01715-9 (вып. 2)
ISBN 978-5-383-01713-5

© ПАО «Мосэнерго», 2024
© Синкевич М.В., Косой А.А.,
Косой А.С., Попель О.С., 2024

ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОРОДНОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА — БУДУЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Технологии кислородного сжигания топлива (oxy-fuel)	7
2. Обеспечение энергетических установок, работающих по технологии кислородного сжигания топлива	23
3. Особенности свойств углекислого газа как рабочего тела, используемого в технологии кислородного сжигания топлива ..	31
Заключение	35
Список использованных источников	36

ОБ АВТОРАХ



СИНКЕВИЧ
Михаил Всеволодович

Кандидат технических наук,
старший научный сотрудник
ОИВТ РАН



КОСОЙ
Анатолий Александрович

Кандидат технических наук,
старший научный сотрудник
ОИВТ РАН



КОСОЙ
Александр Семенович

Доктор технических наук,
заведующий отделом
теплоэнергетики ОИВТ РАН



ПОПЕЛЬ
Олег Сергеевич

Доктор технических наук, главный
научный сотрудник ОИВТ РАН



ОДНО ИЗ КЛЮЧЕВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
ТЕХНОЛОГИЙ — ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ИХ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ

Введение



Современные парогазовые технологии, основанные на сжигании природного газа в мощных высокотемпературных газотурбинных установках (ГТУ), формируют одну из основных тенденций развития мировой энергетики. Достижения последних десятилетий в развитии таких технологий впечатляющие. Единичная мощность базовых ГТУ сегодня достигает 400—500 МВт, их начальная температура вплотную приблизилась к 2000 К. КПД современных ГТУ превышает 40 %, а парогазовые установки (ПГУ), построенные на базе этих ГТУ, уже преодолели планку 60 % по КПД. Двадцать лет назад такой уровень казался фантастическим, как и то, что в ближайшее время будет покорена отметка 65 %. Но научно-техническая революция делает реальностью даже самые смелые прогнозы. Очевидно, ПГУ будут доминировать в крупной энергетике еще долгие годы. В их развитие вложены колоссальные средства, и ничто не заставит отказаться от получения сполна всех затраченных средств. Подробный анализ перспектив и достоинств ПГУ приведен в [1].

Вместе с тем технологии ПГУ нуждаются в дальнейшем совершенствовании, особенно если учитывать современные вызовы, такие как глобальное потепление, которое ряд экспертов связывает с антропогенными выбросами парниковых газов. Одно из ключевых направлений совершенствования энергетических технологий — обеспечение их углеродной нейтральности [2].

Несмотря на принятые рядом стран стратегические программы перехода на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и на расширение использования атомной энергии и водородных энергоносителей, ясно, что в обозримой перспективе не удастся отказаться от органического топлива. В этой связи актуальным является поиск и развитие принципиально новых технических решений по снижению выбросов углекислого газа (диоксида углерода, CO_2) в атмосферу при сжигании органического топлива с улавливанием CO_2 и последующим его использованием или захоронением. Такой способ получил название «CCUS-технологии» (Carbon Capture, Utilization and Storage — улавливание, утилизация и хранение углерода) [3]. Извлеченный углекислый газ может храниться глубоко под землей в геологических формациях или использоваться в различных целях. Спектр использования CO_2 в промышленности очень широкий: производство полимерных материалов, стройматериалов, удобрений и др. При этом с учетом того, что количество антропогенных выбросов CO_2 несравненно больше того, что может «переварить» современная промышленность, основным способом хранения углекислого газа представляется его закачивание в недра Земли, в том числе в целях полезного использования для интенсификации нефте- и газодобычи. Эти технологии начинают все более широко применяться в мире и активно апробируются ведущими российскими компаниями «Газпром нефть» [4], «Сибур» и др.

При простом, без избытка воздуха, сжигании органического топлива доля CO_2 в продуктах сгорания в зависимости от состава топлива составляет 10—20 % и 3—5 % при его сжигании с избытком воздуха, характерном для современных ГТУ. Выделение CO_2 из газообразных продуктов сгорания — дорогая и энергоемкая задача [3]. Ее решению уделяется много внимания. Современные системы улавливания при разумных затратах позволяют извлечь из продуктов сжигания до 85—90 %

CO₂ и доводить степень очистки потока CO₂ до 95 %. Однако при оснащении тепловых электростанций такими системами удельные капитальные вложения увеличиваются в 1,6—2,3 раза, а стоимость производимой электроэнергии — в 1,4—1,6 раза. На собственные нужды таких систем расходуется от 9 до 20 % мощности электростанции.

Из-за сложности и дороговизны извлечения CO₂ после сгорания топлива в традиционных циклах вызывают интерес схемы энергетических установок, которые позволяют улавливать CO₂ с меньшими затратами. Среди них наиболее разработанной является схема, в основе которой лежит конверсия исходного органического топлива в синтез-газ (преимущественно смесь монооксида углерода и водорода) перед сжиганием. Данная технология используется на электростанциях с комбинированным циклом с интегрированной (внутрицикловой) газификацией. В этом случае диоксид углерода улавливается из потока топливного газа под давлением, что позволяет повысить концентрацию CO₂ в продуктах химических реакций и снизить затраты на улавливание CO₂ с использованием тех же, что и для очистки дымовых газов, технологий, но при более благоприятных условиях: выше концентрация CO₂ и давление смеси. Поэтому сам процесс улавливания оказывается дешевле [5].

Другое направление — так называемое горение с химическим циклом (Chemical looping combustion, CLC) [6]. Основная идея этого способа — извлечение кислорода из воздуха промежуточным носителем кислорода, в качестве которого используют монометаллические оксиды никеля, меди, марганца и железа, а также различные комбинированные оксиды с последующим восстановлением этого носителя кислорода окислением топлива. Две последовательно осуществляемые в различных камерах окислительно-восстановительные реакции генерируют два отдельных потока дымовых газов: поток из воздушного реактора, состоящий из атмосферного азота и остаточного кислорода, но практически не содержащий CO₂, и поток из топливного реактора, содержащий преимущественно CO₂ и H₂O с небольшим количеством азота-разбавителя. Дымовой газ воздушного реактора может быть выпущен в атмосферу, вызывая ее минимальное загрязнение диоксидом углерода. Выходящий из

топливного реактора газ содержит почти весь CO₂, генерируемый системой, и поэтому можно сказать, что технология CLC обеспечивает вывод углерода, поскольку водяной пар может легко удаляться из второго дымового газа посредством конденсации, что приводит к потоку почти чистого CO₂. Это обуславливает преимущества по сравнению с конкурирующими технологиями очистки дымовых газов после сжигания топлива. При таком способе сжигания можно обеспечить извлечение CO₂ почти без затрат энергии. Но его реализация приводит к необходимости снижения температуры финальной стадии горения из-за использования промежуточного носителя кислорода, а следовательно, и к снижению КПД термодинамического цикла, преобразующего тепло в электроэнергию.

Еще одно перспективное направление получило название «технология кислородного сжигания топлива» (oxy-fuel), суть которого заключается в сжигании топлива в кислороде, извлеченном ранее из воздуха. Таким образом в результате сгорания удастся получить смесь CO₂ с водяным паром, которая, ввиду большой разницы температур фазового перехода, легко поддается разделению без существенных энергетических затрат, что в значительной мере компенсирует затраты на стадии экстракции кислорода из воздуха. При этом, в отличие от технологии CLC, нет температурных ограничений на процесс сжигания топлива, что открывает возможности для дальнейшего повышения термодинамической эффективности преобразования энергии путем разработки нового высокотехнологичного энергетического оборудования. В результате повышается конкурентоспособность технологии в сравнении с технологиями, реализованными на современных ПГУ даже без учета затрат на улавливание CO₂.

Нельзя не отметить и такие преимущества кислородного сжигания топлива, как уменьшение массы и объема дымовых газов, а следовательно, и уменьшение потерь тепла с ними, отсутствие оксидов азота в дымовых газах, простота получения и использования тепла конденсации водяного пара, содержащегося в дымовых газах.

Технология кислородного сжигания топлива не нова. Первые идеи этой технологии не были связаны с улавливанием CO₂. Кислород начали

применять там, где требовались высокие температуры, например при сварке.

Кроме того, жидкий кислород — важнейший компонент ракетных топлив. Для ракетных двигателей высокая температура в камере сгорания — исключительно важный фактор. Поэтому еще в начале прошлого века К.Э. Циолковский предложил использование сжиженного водорода и кислорода в качестве топлива для ракет. Самая распространенная и востребованная группа ракетного топлива — это топливо, при сжигании которого используется технология *oxy-fuel*. В кислороде сжигают не только водород, но и другие виды топлива. Одно из перспективных направлений развития ракетных двигателей связывают с применением сжиженного природного газа в качестве топлива. Так, в России ведется разработка перспективного космического ракетного комплекса (КРК) «Амур-СПГ» на сжиженном при-

родном газе (СПГ) и жидком кислороде с много-разовой двухступенчатой ракетой-носителем. На первой ступени (возвращаемой) планируется разместить пять метано-кислородных двигателей, вторая ступень получит один аналогичный двигатель, но с четырьмя камерами сгорания с тягой более 100 т [7].

В настоящей статье представлен краткий обзор вариантов реализации технологии кислородного сжигания топлива. Эта технология совместно с последующим улавливанием и захоронением CO_2 может обеспечить кардинальное снижение антропогенных выбросов углекислого газа в атмосферу при генерации электроэнергии и тепла.

Далее будут рассмотрены и описаны принципиальные технические решения, которые обеспечивают высокую эффективность энергоустановок на кислородном сжигании топлива.





ТРЕБОВАНИЕ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ
ЭНЕРГЕТИКИ ПРИДАЛО НОВЫЙ ИМПУЛЬС
РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИЙ КИСЛОРОДНОГО
СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

1 Технологии кислородного сжигания топлива (oxy-fuel)



Простейшая схема энергетической ГТУ

Одно из наиболее существенных преимуществ ГТУ простого цикла — это отсутствие цикловых теплообменных аппаратов. Тепло подводится в камеру сгорания, а отводится выбросом отработавшего горячего рабочего тела в атмосферу. Простой цикл ГТУ подразумевает, что других процессов и устройств для передачи тепла в термодинамическом цикле нет. У простого цикла ГТУ имеются большие резервы повышения КПД за счет усложнения цикла, но при этом теряется важнейшее преимущество: отсутствие цикловых теплообменных аппаратов. Для ГТУ с кислородным сжиганием было тоже очень заманчиво организовать цикл без цикловых теплообменных аппаратов. Схема, реализующая такой простой цикл, попытки разработки которой осуществлялись еще в середине прошлого века, показана на рис. 1.

Основные идеи, заложенные в этой схеме, заключаются в следующем:

- предполагалось использовать камеру сгорания, работающую при высоком давлении (до 30—40 МПа). Это обеспечивалось тем, что давление топлива, кислорода и воды, подаваемых в камеру сгорания, планировалось повышать насосами, когда вещества находятся в жидкой фазе, что представлялось вполне достижимым, поскольку ракетные турбонасосные агрегаты реализуют давление 50 МПа и выше;
- горячие детали проточной части предполагалось охлаждать водой, что могло бы обеспечить возможность использовать рабочее тело с температурой выше 2000 К;
- при начальной температуре 2000 К в процессе понижения давления в турбине от 40 до 0,1 МПа можно получить удельную работу до 8,5 МДж/кг(O_2). Это составляет примерно 70 % энергии топлива. Расход энергии на производство кислорода путем предварительного разделения воздуха оценивался в 1,3 МДж/кг ($0,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$). Если учесть, что на привод насосов и прочие собственные нужды необходимо затратить еще около 1 МДж/кг(O_2), то в виде полезно используемой остается около половины энергии топлива и можно рассчитывать на получение высокого КПД энергоустановки (на уровне 50 %) даже при выбросе водяного пара в атмосферу. Высокий ожидаемый КПД наряду с низкой металлоемкостью и простой конструкции обуславливали перспективность разработки.

Рассматривалось также небольшое усложнение этой схемы: за турбиной можно расположить конденсатор водяного пара, а давление понизить до 0,01—0,02 МПа, несконденсировавшиеся остатки водяного пара и CO_2 удалять из конденсатора компрессором. Так можно вернуть почти всю воду, подававшуюся в камеру сгорания для регулирования температуры. Оценки показали, что работа, затрачиваемая для привода этого компрессора, будет в разы меньше дополнительно полученной

1. Технологии кислородного сжигания топлива (oxy-fuel)

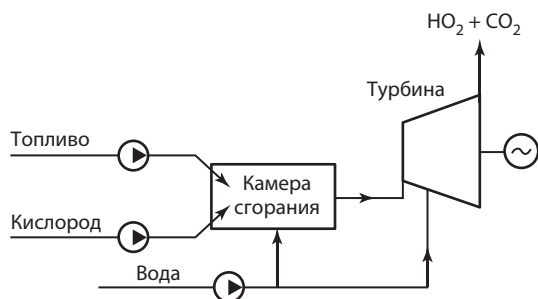


Рис. 1.
Схема простого цикла ГТУ по технологии
кислородного сжигания топлива

работы турбины от увеличения степени понижения давления. Установка конденсатора сулила повышение КПД на 5—8 %.

Однако ряд серьезных технических проблем не дал в то время выйти этой схеме за рамки концептуальных проработок. Создание высокотемпературной охлаждаемой водой турбины — далеко не тривиальная задача, а идти по пути ограничения температуры рабочего тела перед турбиной означало снижение КПД. Использование требуемого схемой жидкого кислорода приводило к дополнительным затратам энергии по сравнению с обозначенным ранее расходом энергии на производство газообразного кислорода низкого давления (1,3 МДж/кг). Но главная проблема была связана с удельной мощностью турбины, которая при указанных выше параметрах достигла 140 МВт·с/м³. В результате, как показали предпроектные проработки, при такой удельной мощности и относительно небольших мощностях энергоустановки (на уровне нескольких мегаватт) высоты лопаток газовой турбины должны быть крайне малыми (сравнимы с размером шероховатости) и практическая реализация рассмотренной схемы возможна лишь при увеличении единичной мощности энергоустановки до сотен мегаватт.

С появлением в энергетике требования декарбонизации идея применения технологии кислородного сжигания топлива получила новый импульс развития. В научной литературе появилось множество работ, посвященных применению технологии oxy-fuel в энергетике. Предложены десятки различных термодинамических циклов

и реализующих их схем, облегчающих возможность извлечения углекислого газа. Есть работы, в которых просто мирятся с затратами энергии на разделение воздуха. В качестве примера такого подхода можно рассматривать модернизацию электростанции Callide-A мощностью 30 МВт в Квинсленде (Австралия). На электростанции были установлены две установки разделения воздуха (ASU) на 330 т/сут и установка сжатия и очистки CO_2 (CPU) на 75 т/сут, а существующий котел мощностью 30 МВт был модифицирован для кислородного сжигания топлива [8]. Этот проект является значимым шагом в освоении технологий кислородного сжигания топлива, но он был реализован на обычном паротурбинном цикле. Такой подход не дает возможности использовать те термодинамические преимущества, которые потенциально имеются у новых термодинамических циклов, основанных на кислородном сжигании топлива.

Большая часть последующих работ была направлена на реализацию новых термодинамических циклов, которые помимо упрощения улавливания углекислого газа обещают и высокую тепловую эффективность. Из большого числа предлагаемых циклов можно выделить пять особенно интересных (табл. 1). Эти пять циклов наиболее репрезентативно представляют два самых значимых момента в общей идее получить некоторые преимущества в результате удаления азота из окислителя. Первый момент заключается в том, что это открывает дорогу к существенному повышению давления в цикле и реализации высокотемпературных циклов со сверхкритическими параметрами рабочего тела. Второй момент — это состав рабочего тела. Образующаяся в результате горения почти чистая смесь водяного пара с углекислым газом позволяет дальнейшее подмешивание или воды, или углекислого газа без создания дополнительных проблем последующего извлечения их из рабочего тела. Первый цикл, приведенный в табл. 1 и уже описанный выше, — простой цикл. Второй — цикл CES, по своей сути являющийся дальнейшим развитием простого цикла. Третий — цикл Graz, в сущности говоря, он представляет собой бинарный парогазовый цикл, в котором используется смешение рабочих тел высокотемпературной и низкотемпературной частей. Четвертый — цикл Аллама. Это рекуперативный цикл со сверхкритическими параметрами CO_2 . Пятый — цикл, разработанный в Объединен-

ном институте высоких температур (далее — цикл ОИВТ РАН). Это тоже рекуперативный цикл со сверхкритическими параметрами. Но в отличие от цикла Аллама он ориентирован на совместное производство электроэнергии и тепла. В нем уделяется много внимания независимому регулированию генерируемых тепловой и электрической мощностей. В строке «Цикл ОИВТ РАН» для величины N_T/N_3 , КПД и коэффициента использования тепла топлива (КИТ) указаны по три значения, соответствующих характерным режимам работы: летний (горячее водоснабжение), средний (отопительный) и максимальное производство тепла. Все приведенные в таблице значения КПД и КИТ получены расчетным путем на основе данных разной степени проработанности проектов. В основе располагаемого тепла принята низшая теплотворная способность топлива.

Ниже эти циклы будут рассмотрены более подробно.

Цикл CES

Одним из примеров, заслуживающих внимания, служат работы группы компаний Clean Energy Systems Inc. (CES), Siemens Energy Inc. и Florida Turbine Technologies Inc. (FTT). В конце 2012 — начале 2013 гг. произведена демонстрация технологии кислородного сжигания на экспериментальном стенде (рис. 2), полностью воспроизводящем промышленную энергетическую установку средней мощности (50 МВт) [9].

В этом проекте схема очень близка к описанному ранее простому газотурбинному циклу с кислородным сжиганием топлива.

Таблица 1
Характеристики циклов, использующих технологию кислородного сжигания топлива

Цикл	Режимы работы, N_T/N_3 *	КПД, %	КИТ**, %	Высшая температура цикла, К	Давление в камере сгорания, МПа	Стадия реализации
Простой	Нет	~ 50	~ 50	> 2000	> 30	Оценочные расчеты
CES***	0; 2,2	44,6 [9]; 31	44,6 [9]; ~100 ¹	2030 [9]	10 [9]	Экспериментальный стенд
Graz***	0; 1,2	53,5 [10]; 44	53,5 [10]; ~100	1670 [10]	4 [10]	Научно-исследовательские работы
Аллама	Нет	52,7 [10]	52,7 [10]	1370 [10]	30 [10]	Пилотный образец
ОИВТ РАН	0,5; 1,46; ~3	51,5; 39,6; ~25	77,3; ~100; ~100	1370	30	Научно-исследовательские работы

* N_T/N_3 — отношение генерируемых тепловой и электрической мощности.
** КИТ — коэффициент использования тепла топлива.
*** Оценка возможности перевода в режим совместного производства с максимальной выработкой тепла (во второй строке значения для N_T/N_3 , КПД и КИТ) получена расчетным путем авторами статьи.

¹ Циклы с кислородным сжиганием топлива имеют особенность, заключающуюся в том, что в полезное тепло можно преобразовать тепло конденсации водяного пара, образовавшегося в процессе горения. В располагаемом тепле оно не учитывается, так как приведенные показатели отнесены к нижней теплотворной способности топлива. Такое неучтенное тепло для природного газа составляет около 11 %. Поэтому, несмотря на наличие безвозвратных потерь, КИТ может приближаться к 100 %.

1. Технологии кислородного сжигания топлива (oxy-fuel)

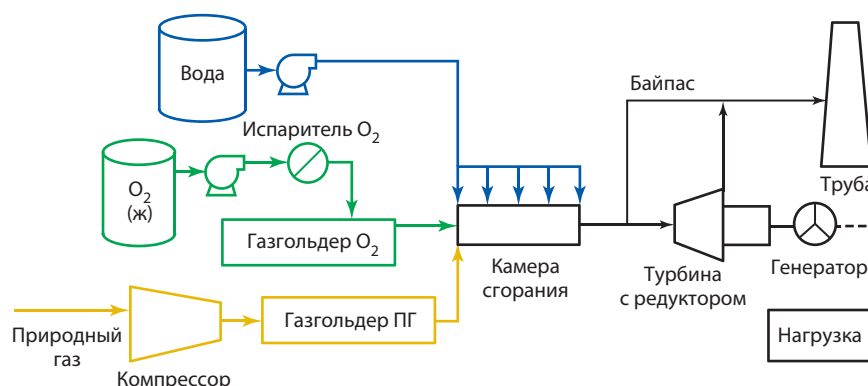


Рис. 2.
Схема экспериментальной установки на Кимберлинской электростанции [9]

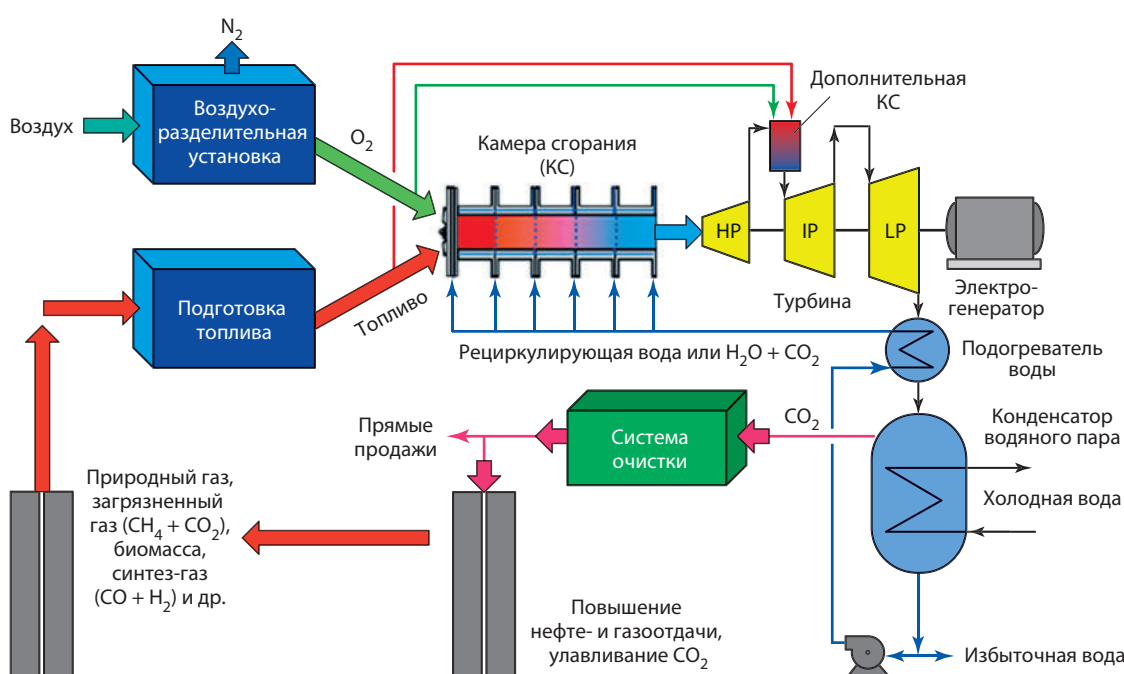


Рис. 3.
Схема установки, реализующей цикл CES [9]

В целях ускорения проекта разработки использовали материальную часть существующего газотурбинного оборудования. В проекте были задействованы газовые турбины GEJ79 (General Electric) и SGT-900 (Siemens). По сравнению с экспериментальной установкой в проекте предполагается несколько усложнить схему (рис. 3).

Турбина состоит из трех частей: турбин высокого (HP), среднего (IP) и низкого (LP) давления. Предусмотрено две камеры сгорания. Первая камера играет роль газогенератора, где рециркулирующая вода превращается в пар. Температура смеси этого пара с продуктами сгорания составляет 565 °C. Эта смесь с давлением 10 МПа подается в турбину высокого давления. Между турби-

ной высокого и среднего давления располагается вторая камера сгорания. Во вторую камеру сгорания кроме потока рабочего тела, отработавшего в турбине высокого давления, подается дополнительно топливо и кислород. Температуру на выходе из второй камеры сгорания рассматривают как главный параметр, определяющий тепловую эффективность цикла. Поэтому предусматривается поэтапное ее повышение. Условия работы турбин высокого и низкого давления характерны для паротурбинной техники. Ничего нового в создании таких турбин не видится. Наиболее сложным узлом всей установки представляется турбина среднего давления. Условия работы этой турбины характерны для высокотемпературных охлаждаемых газовых турбин. Параметры рабочего тела в турбине среднего давления планируются следующими: температура на входе 1200 К с последующим поэтапным повышением; давление на входе 1,6 МПа; температура и давление на выходе соответственно 670 К и 0,2 МПа. Турбина среднего давления производит больше половины мощности, генерируемой всей установкой. На выходе из турбины низкого давления устанавливается подогреватель воды. Далее отработавшее рабочее тело (смесь водяного пара с продуктами сгорания топлива) поступает в конденсатор, где конденсируется водяной пар и улавливается CO_2 .

Предполагается поэтапное освоение разрабатываемой технологии. В качестве первого поколения рассматриваются установки с температурой рабочего тела на входе в турбину среднего давления 1200 К, полезной выходной мощностью 70 МВт и КПД 34 %. Во втором поколении температура увеличивается до 1530 К, мощность увеличивается до 200 МВт, что обещает рост КПД до 40—45 %. Дальнейшее развитие (третье поколение) будет заключаться в работах над повышением температуры рабочего тела на входе в турбину (целевое значение 2030 К). При этом планируется, что КПД достигнет 50 %.

В этих работах не рассматривается совместное производство электроэнергии и тепла, хотя принципиальная возможность такого развития схемы имеется. Здесь могут быть использованы известные опробованные решения из паротурбинных установок. Турбина низкого давления может быть выполнена в теплофикационном варианте. Тогда теплофикационные показатели будут близки к таковым у паротурбинных установок.

В конфигурации этого цикла прослеживается стремление максимально использовать существующую материальную часть. Поэтому, несмотря на очень высокую максимальную температуру цикла в перспективе, ожидаются умеренные значения КПД.

Главная проблема, связанная с масштабным фактором, в этом проекте решается существенным снижением параметров на начальных этапах, а на последующих этапах вместе с ростом параметров рассматривается и существенное увеличение единичной мощности установки.

Цикл Graz

В качестве другого примера работ по применению технологии кислородного сжигания можно привести исследования, проводимые в институте Graz (Австрия) [10]. Над этой технологией работают уже несколько десятилетий. По сути цикл Graz представляет собой бинарную схему, включающую высокотемпературный цикл, в котором подводится тепло, выделяющееся при сжигании топлива, и низкотемпературный цикл, который утилизирует тепло высокотемпературного цикла.

На рис. 4 показана схема установки, реализующей цикл Graz. В камеру сгорания подаются кислород, природный газ (в расчетах принимается чистый метан — CH_4), рециркулирующая доля рабочего тела, отработавшего в высокотемпературной турбине (НТТ), и водяной пар, отработавший в турбине высокого давления (НРТ). Подача регулируется таким образом, чтобы температура рабочего тела на выходе из камеры сгорания (входе в высокотемпературную турбину) составляла 1400 °С. Давление в камере сгорания принято 4 МПа (40 бар). Согласно расчетам, при этих условиях на выходе из высокотемпературной турбины получается следующий состав рабочего тела: 76 % — водяной пар и 23 % — углекислый газ. Учитывая, что в природном газе и кислороде имеются примеси и для горения потребуется избыток кислорода, сумма этих составляющих чуть меньше 100 %.

После высокотемпературной турбины рабочее тело подается в парогенератор (HRSG) (утилизационный котел), в котором генерируется пар с давлением 18 МПа (180 бар) и температурой 565 °С. Этот пар подается в паровую турбину



традиционным газовым турбинам (степень повышения давления 40, начальная температура рабочего тела 1400 °C). На рис. 5 приведена t , S -диаграмма цикла Graz.

Отличительная особенность высокотемпературного цикла от циклов традиционных газовых турбин — это состав рабочего тела (смесь водяного пара с углекислым газом), но для высокотемпературной турбины это отличие не носит принципиального значения. Для охлаждения горячих деталей турбинного тракта используется водяной пар. Но в этом тоже большой новизны нет. Тепло отработавшего в высокотемпературном цикле рабочего тела утилизируется в низкотемпературном цикле Ренкина. Для передачи этого тепла применяют утилизационный котел, который практически ничем не отличается от широко используемых в ПГУ. Греющее рабочее тело поступает в котел с атмосферным давлением и температурой 573 °С. Генерируется пар с температурой 565 °С и давлением 18 МПа.

В работах Graz не рассматривается совместное производство электроэнергии и тепла, хотя возможности производства тепла с температурой до 100 °C имеются. Если же требуется тепло большей температуры, то без принципиальных изменений

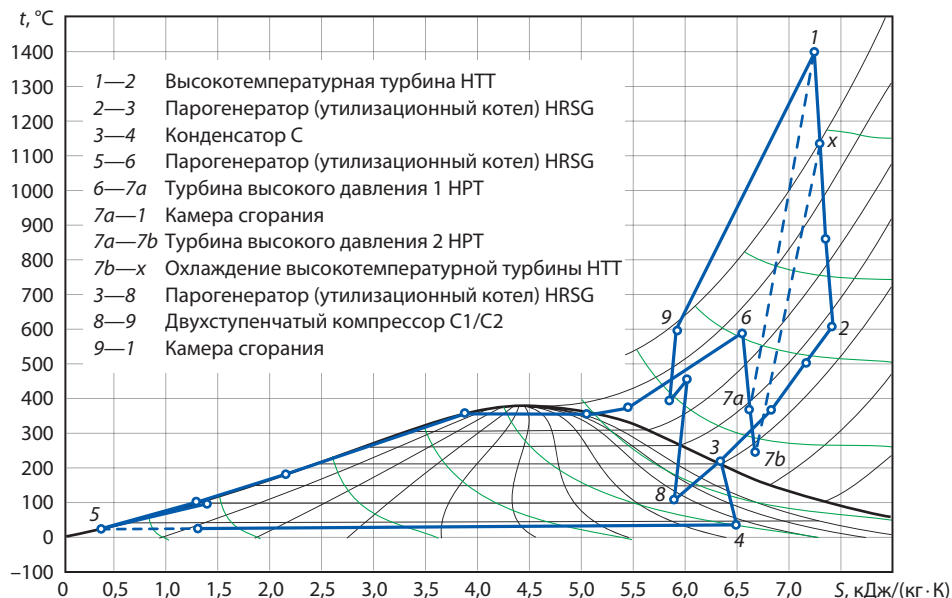


Рис. 5.
t, S-диаграмма цикла Graz [10]

в конструкции установки (например, выполнить парогенератор повышенного давления по греющему теплоносителю) существенных возможностей нет. При производстве тепла с температурой до 100 °С, коэффициент полезного использования тепла может быть доведен почти до 100 %, но это приведет к снижению КПД с 53,5 до 44 %.

Хотя над циклом Graz работают уже довольно длительное время, эти работы еще не вышли за рамки научно-технических исследований. Объяснить это можно тем, что еще нет достаточных экономических стимулов к переходу на генерацию с улавливанием CO₂, а упреждающего задела на будущее не требуется, так как все необходимые для такой установки технические решения отработаны в традиционных ПГУ.

Цикл Аллама

Наибольшую известность получили работы компании NET Power Inc. (США). Эта компания построила в Техасе (США) пилотный образец опытно-промышленной электростанции мощностью 50 МВт, работающей по технологии oxy-fuel (рис. 6).

В основе этого проекта лежит термодинамический цикл, получивший имя своего автора —

цикл Аллама (иногда фигурирует под брендом NET Power). На рис. 7 приведена схема установки, реализующая цикл Аллама, а на рис. 8 — t, S-диаграмма этого цикла.

По сути это рекуперативный цикл. Установка работает следующим образом. В зону горения камеры сгорания подается топливо и смесь углекислого газа с кислородом. Во вторичную зону камеры сгорания подается чистый углекислый газ. Суммарное количество углекислого газа, поступающего в камеру сгорания, выбирается из условия теплового баланса так, чтобы температура рабочего тела на выходе из камеры сгорания составляла 1100 °С. Если принять в качестве топлива чистый метан, то по расчетам на каждый килограмм топлива суммарно в камеру сгорания потребуется подать 70 кг углекислого газа, а состав рабочего тела будет состоять из 3 % водяного пара, 96 % углекислого газа, не более 1 % избытка кислорода и примесей, которые могут быть в кислороде и топливе. Давление в камере сгорания предполагается 30 МПа (300 бар). После камеры сгорания рабочее тело поступает в семиступенчатую осевую турбину. Расчетная степень понижения давления в турбине около 8,5. Отработавшее в турбине рабочее тело температурой 730 °С и с давлением 35 МПа (35 бар) подается

1. Технологии кислородного сжигания топлива (oxy-fuel)



Рис. 6.
Фото опытно-промышленной электростанции NET Power мощностью 50 МВт

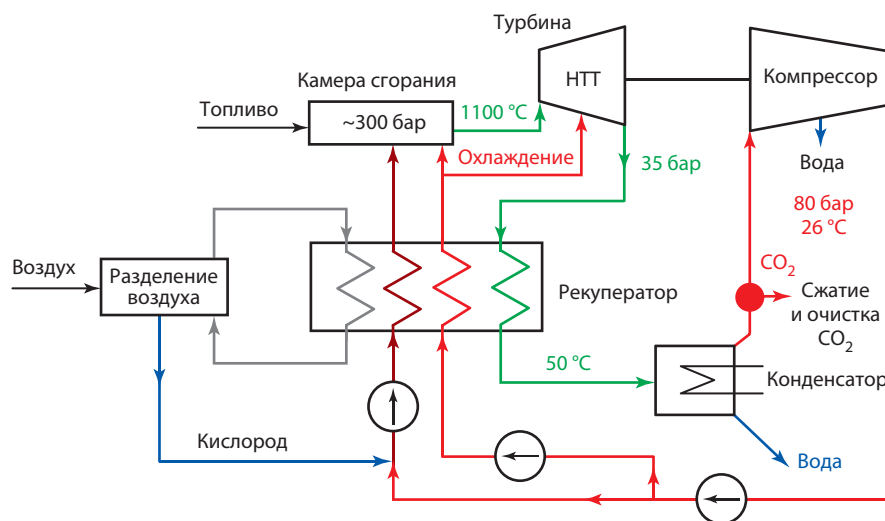


Рис. 7.
Схема установки, реализующей цикл Аллама [10]

в рекуператор, где охлаждается до 50 °С. Дальнейшее охлаждение рабочего тела осуществляется в конденсаторе, где основная доля водяного пара конденсируется и сепарируется. После конденсатора часть углекислого газа, образовавшегося в результате сгорания топлива, отбирается

для полезного использования или захоронения. Остальная часть рабочего тела направляется в компрессор. В компрессоре предусмотрены три ступени повышения давления. Между ступенями осуществляется охлаждение рабочего тела и сепарация остатков воды. Первые две ступени

имеют степень повышения давления около 1,5. На входе в третью ступень повышения давления рабочее тело — практически чистый углекислый газ со сверхкритическим давлением. Степень повышения давления в третьей ступени около 4, но при таких параметрах рабочее тело ведет себя почти как капельная жидкость. Температура в конце процесса повышения давления возрастает только до 48 °С. После повышения давления рабочее тело делится на два потока. Первый (приблизительно 22 %) смешивается с кислородом, поступающим из воздухоразделительной установки. Полученная смесь подогревается в рекуператоре до температуры 717 °С и подается в зону горения камеры сгорания. Другой поток (78 %) сразу греется в рекуператоре до 717 °С и подается во вторичную зону камеры сгорания. От него производится отбор на охлаждение деталей турбинного тракта. Количество тепла, полученного при охлаждении отработавшего рабочего тела, приблизительно на 20 % меньше того, что требуется для нагрева подаваемого в камеру сгорания рабочего тела. Но этот дефицит тепла относится к зоне низких температур. В основном он приходится на температурный диапазон от 50 до 200 °С. При этих температурах теплоемкость углекислого газа при давлении 30 МПа (300 бар) почти вдвое выше, чем при давлении 3,5 МПа (35 бар). Если часть рабочего тела высокого давления предварительно нагреть до 150—200 °С, этот дисбаланс тепла можно устранить. Разработчики этого цикла полагают, что тепло в этом диапазоне температур бросовое, и не учитывают его в балансе, определяющем тепловой КПД цикла. Одним из вариантов источника такого тепла рассматривается утилизация бросового тепла воздухоразделительной установки.

В принимаемых во внимание воздухоразделительных установках, перед разделением воздуха его давление повышается. При повышении давления воздух нагревается до 200—250 °С. После этого его охлаждают, выбрасывая тепло в атмосферу. Предлагается этот воздух охлаждать за счет нагрева части рабочего тела высокого давления энергетической установки. На схеме (см. рис. 7) условно показано подключение воздухоразделительной установки к рекуператору. Высокое давление рабочего тела усложняет решение вопросов обеспечения работоспособности турбины. Одним из следствий высокого давления является существенный рост плотности теплового потока от рабочего тела к охлаждаемым деталям,

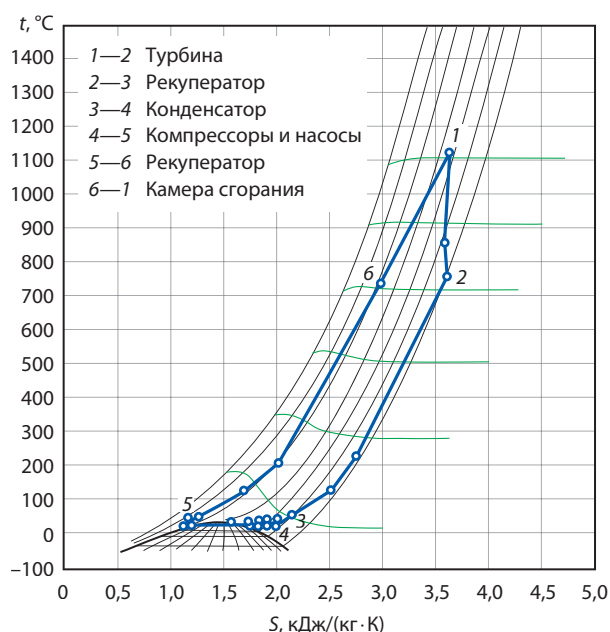


Рис. 8.
 t, S -диаграмма цикла Аллама [10]

что приводит к большим температурным градиентам и, как следствие, к термическим напряжениям. Эти термические напряжения могут катастрофически повлиять на ресурсные характеристики деталей проточной части. Еще одно следствие высокого давления — малый объемный расход рабочего тела. По этому параметру турбина ближе к паровым турбинам, чем к газовым. Разработчики NET Power Inc. руководствовались принципами проектирования паровых турбин. Поэтому при степени понижения давления меньше 10 турбина имеет семь ступеней. Для газовых турбин при такой степени понижения давления характерны две-три ступени. Кроме снижения стоимости турбины, уменьшение количества ступеней облегчает задачу охлаждения деталей турбинного тракта, сокращает число охлаждаемых деталей. Температура рабочего тела, воздействующая на элементы проточной части, уже после первого соплового аппарата может снижаться на 200 °С, а после первой ступени — на 300—350 °С. В турбине, спроектированной по принципам паровых турбин (семь ступеней), снижение температуры рабочего тела в каждой и ступеней будет составлять не более 70 °С. Это приводит к тому, что придется охлаждать большое число лопаточных венцов.

В этом проекте участвуют: корпорация Toshiba (Япония) в качестве разработчика и поставщика турбины и камеры сгорания; компания Heatric (Великобритания) — разработчик и поставщик рекуперативного теплообменника высокого давления; компания 8 Rivers (США) — разработчик системы управления станцией [11]. Демонстрационная установка обеспечивается кислородом от внешнего поставщика по трубопроводу. В мае 2018 г. на этой электростанции был произведен первый горячий запуск установки. В настоящее время проект находится в фазе длительных испытаний. В планах компании использовать эту установку в качестве долгосрочного испытательного центра [12].

На созданной опытной электростанции продемонстрированы технологии в целом, но она еще очень далека от коммерческого проекта с подтвержденными техническими решениями и экономическими показателями. Можно отметить ряд технических задач, требующих своего решения до реализации коммерческих проектов. Например, обеспечение кислородом от внешнего поставщика оставляет открытым вопрос дополнительного источника низкотемпературного тепла. В рамках созданной опытной электростанции не удастся подтвердить возможности утилизации бросового тепла воздухоразделительной установки. Не исследована достаточность этого бросового тепла. Можно отметить, что, возможно, потребуется искать еще какое-нибудь бросовое тепло или компенсировать недостаток дополнительным расходом топлива. Таким образом, об использовании этого цикла для совместного производства тепла и электроэнергии говорить не приходится. На ряд вопросов можно будет ответить только после длительной проработки отдельных узлов. Это относится в первую очередь к горячей части турбинного тракта.

Различные исследователи в своих расчетах показали, что в цикле Аллама достигим уровень КПД, незначительно уступающий уровню, достигнутому в традиционных ПГУ. Полученные значения КПД колеблются в пределах 52—58 %. Авторы проекта Graz в своем сравнительном анализе [10] утверждают, что их цикл может обеспечить КПД производства электроэнергии даже несколько выше, чем цикл Аллама (почти на 1 % при общем уровне КПД 54 %). Этот сравнительный анализ вполне корректный. Авторы достаточно скрупулезно подошли к допущениям и учли все особен-

ности, которые могли бы как-то сказаться на конечных результатах. Следует только отметить, что в цикле Аллама рассматривается начальная температура рабочего тела перед турбиной 1100 °С, а в цикле Graz — 1400 °С. Эта разница температур обуславливает возникновение рисков создания новой техники (турбина в цикле Аллама требует больших инноваций). С другой стороны, повышение начальной температуры цикла дает резервы повышения КПД. В далекой перспективе, если в цикле Аллама будет освоена более высокая температура на входе в турбину, он будет иметь более высокую тепловую эффективность.

Во всех предлагаемых решениях тем или иным образом делается попытка смягчить масштабный фактор, т.е. уменьшить удельную мощность, и для промышленных установок рассматриваются единичные мощности в несколько сотен мегаватт.

Ключевым звеном цикла Аллама является рекуперация тепла. Для рекуперативных циклов характерна низкая оптимальная степень повышения давления в цикле. В идеальном рекуперативном цикле оптимальная степень повышения давления стремится к единице, а удельная мощность при этом стремится к нулю. Принимая высокую степень рекуперации в цикле Аллама, удастся существенно смягчить проблемы, связанные с масштабным фактором. Но рекуператор — это высокотемпературный теплообменный аппарат, работающий в экстремальных условиях. Проблемы создания таких теплообменных аппаратов всегда сдерживали развитие рекуперативных циклов в традиционных газотурбинных технологиях. Здесь следует отметить, что свойства и параметры рабочего тела, выступающего в качестве теплоносителя, в новой схеме более благоприятные по сравнению со свойствами и параметрами рабочего тела традиционных ГТУ. Водяной пар и CO₂ имеют большую теплопроводность и меньшую вязкость по сравнению с воздухом и уходящими газами традиционных ГТУ. А еще на порядок более высокие давления ведут к тому, что при равной степени рекуперации и потерях давления площадь поверхности для передачи равного количества тепла будет существенно меньше. Учитывая наличие современных технологий изготовления теплообменных аппаратов, нет повода сомневаться в достижимости заложенных в проекте NET Power показателей и работоспособности рекуператора.

Еще одна особенность цикла Аллама заслуживает отдельного обсуждения. Теплоемкость рабочего тела высокого давления (рециркулирующий CO₂ после процесса повышения давления) сильно зависит от температуры. При низких температурах цикла она в полтора раза выше, чем при высоких. Поэтому тепла греющего потока недостаточно, чтобы нагреть в рекуператоре рабочее тело до требуемой температуры. Придется на это тратить тепло топлива с большими эксергетическими потерями или искать альтернативный источник дешевого низкотемпературного тепла. В качестве варианта такого источника рассматривается утилизация бросового тепла воздухоразделительной установки (ВРУ). Это один из вполне реальных вариантов восполнить дефицит тепла, но следует отметить, что параметры дефицитного тепла полностью соответствуют параметрам тепла систем теплоснабжения. Дефицит этого тепла говорит о том, что цикл Аллама для совместного производства тепла и электроэнергии непригоден.

Команда NET Power в качестве очередного шага продвижения своей технологии разрабатывает проект коммерческой электростанции мощностью 300 МВт. Целевые показатели этого проекта в условиях стандарта ISO представлены в табл. 2 [12].

Цикл ОИВТ РАН

Совместное производство тепла и электроэнергии при новых тенденциях развития энергетики не теряет своей актуальности. Независимо от того, с какой целью сжигается органическое топливо, при его полном сжигании на каждый килограмм углерода, находящегося в топливе, приходится 3,7 кг образовавшегося CO₂. Если совместное производство электроэнергии и тепла позволяет уменьшить количество сжигаемого топлива, то эффект заключается не только в экономии средств на приобретение топлива, но и в уменьшении количества CO₂, которое нужно утилизировать. Цикл ОИВТ РАН ориентирован на совместное производство тепла и электроэнергии.

На рис. 9 приведена схема установки, реализующей цикл ОИВТ РАН.

Установка работает следующим образом. В исходном состоянии все компоненты рабочего тела находятся в жидкой фазе. Для повышения

Таблица 2
Характеристики проекта электростанции
NET Power 300 МВт

Показатель цикла	Значение
Полезная выходная мощность, МВт	303
Потребление тепла природного газа, МВт	511
Потребление кислорода, т/сут	3555
Расход на выходе из турбины, кг/с	923
Давление на входе в турбину, МПа	30
Температура на входе в турбину, °C	1158
Давление на выходе из турбины, МПа	3
Температура на выходе из турбины, °C	727
Мощность, затрачиваемая на производство кислорода, МВт	56
Мощность, затрачиваемая на повышение давления CO ₂ , МВт	77

их давления используются питательные насосы: топливный 1, кислородный 2, углекислотный 3 и водяной 4. Топливный насос регулирует подачу топлива, предполагается в качестве топлива использование сжиженного природного газа (СПГ). После насоса топливо последовательно подается в утилизатор холода СПГ 5 и подогреватель топлива 6, а затем подогретое топливо поступает в первичную зону камеры сгорания 7. Подача кислорода регулируется кислородным насосом 2. После него кислород попадает сначала в утилизатор холода кислорода 8, затем в подогреватель кислорода 9, после чего подогретый кислород поступает в первичную зону камеры сгорания 7. Углекислотный насос 3 контролирует подачу CO₂. После углекислотного насоса CO₂ попадает сначала в подогреватель 10, затем направляется в рекуперативный теплообменник 11. Нагретый CO₂ подается одновременно в первичную и во вторичную зоны камеры сгорания 7 так, чтобы обеспечить приемлемое качество сжигания топлива и требуемое температурное поле на выходе из камеры сгорания. Небольшая доля CO₂ используется для охлаждения горячих деталей в проточ-

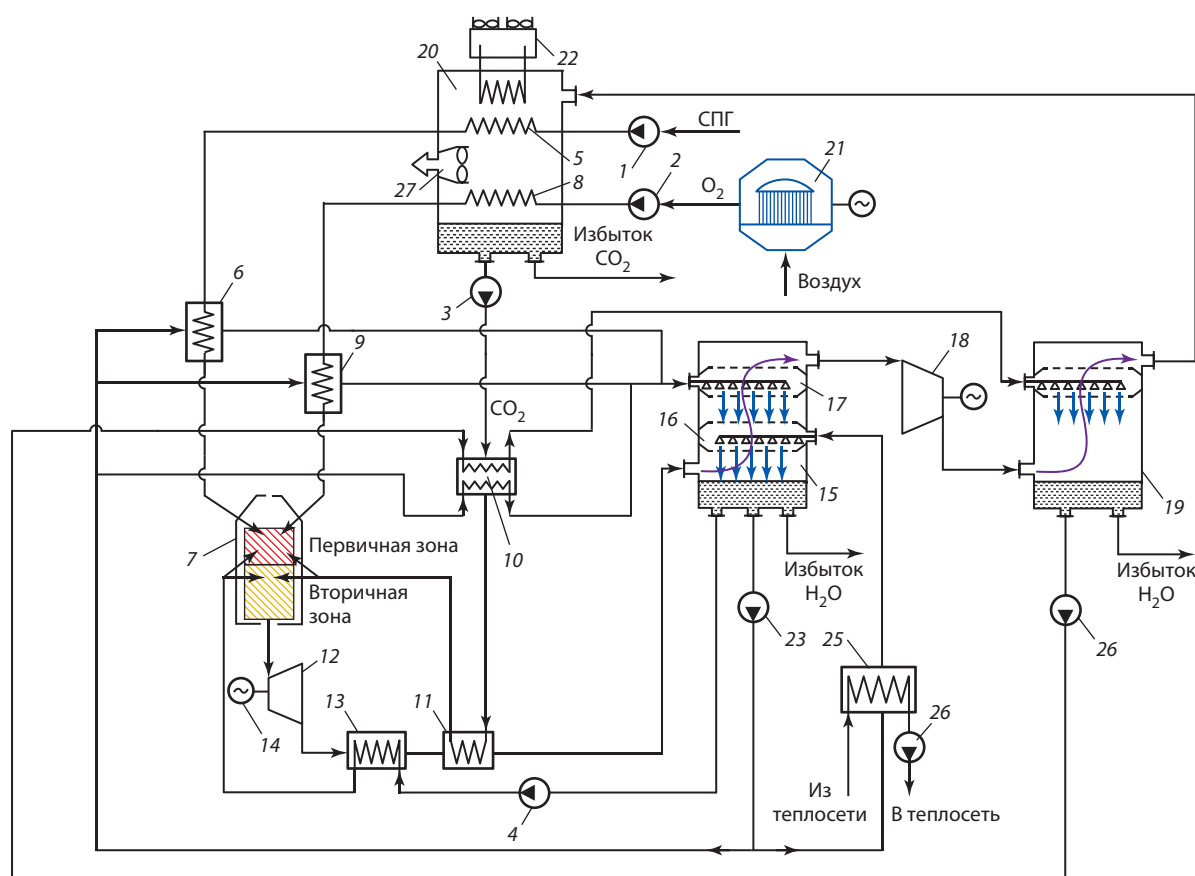


Рис. 9.
Схема установки, реализующей цикл ОИВТ РАН

ной части парогазовой турбины 12. Питательный водяной насос подает воду в рекуперативный теплообменник 13, а затем, так же как и CO_2 , H_2O поступает в первичную и во вторичную зоны камеры сгорания. Таким образом, в камеру сгорания подается топливо в количестве, обеспечивающем покрытие тепловой и электрической нагрузки. Подача кислорода регулируется так, чтобы был минимальный избыток кислорода, обеспечивающий требуемую полноту сгорания топлива. Подачей CO_2 поддерживается заданная температура рабочего тела в турбине (в зависимости от закона регулирования на входе или на выходе). Подачей H_2O регулируется отношение генерируемой тепловой и электрической энергии. Полученная в камере сгорания смесь продуктов сгорания и балластирующих компонентов с заданной температурой представляет собой рабочее тело на входе в парогазовую турбину 12. В парогазовой

турбине рабочее тело расширяется, совершая работу. Произведенная в парогазовой турбине работа преобразовывается в электроэнергию генератором 14. Отработавшее в турбине рабочее тело направляется в рекуперативные теплообменники 11 и 13, подогревающие балластирующие компоненты H_2O и CO_2 . В рекуперативных теплообменниках рабочее тело охлаждается до температуры, максимально близкой точке росы (когда входящий в состав смеси, образующей рабочее тело, водяной пар начинает конденсироваться). После рекуперативных теплообменников рабочее тело направляется в контактный конденсатор низкого давления 15, имеющий две секции, расположенные одна над другой. В первую секцию 16 для охлаждения рабочего тела подается вода, температура которой несколько выше температуры обратной сетевой воды. Во вторую секцию 17 подается охлаждающая вода с темпе-

ратурой несколько выше температуры жидкого CO_2 . На выходе из контактного конденсатора низкого давления 15 рабочее тело представляет собой углекислый газ с небольшими примесями, в том числе остается еще небольшое количество H_2O . Поэтому, чтобы избежать обмерзания, давление рабочего тела повышается вспомогательным компрессором CO_2 18 до 3,5 МПа (давление, при котором температура конденсации CO_2 выше температуры замерзания H_2O). После этого остатки H_2O конденсируются в контактном конденсаторе высокого давления 19. Охлажденное в нем рабочее тело направляется в устройство ожижения CO_2 20. Для сжижения CO_2 используется холод жидкого кислорода, поступающего из воздухоразделительной установки (ВРУ) 21, и холод жидкого топлива. Для этой цели в составе устройства ожижения CO_2 имеются утилизатор холода жидкого кислорода 8 и утилизатор холода СПГ 5. Весь дефицит холода, необходимого для сжижения CO_2 , компенсируется холодильной установкой 22. Каждый контактный конденсатор имеет свой контур циркуляционной воды. Циркуляционные насосы 23 и 24 забирают воду из водосборников контактных конденсаторов 15 и 19. В контуре циркуляционной воды конденсатора низкого давления после циркуляционного насоса 23 вода делится на несколько потоков. Основная часть воды направляется в подогреватель сетевой воды 25, после которого возвращается в первую секцию конденсатора низкого давления. Остальная вода параллельными потоками подается в подогреватель топлива 6, подогреватель кислорода 9 и подогреватель CO_2 10. Отдав тепло в подогревателях, охлажденная вода возвращается во вторую секцию контактного конденсатора низкого давления. Циркуляционная вода конденсатора высокого давления после насоса 24 подается в подогреватель CO_2 10 (этот подогреватель выполнен так, что для подогрева используется два греющих теплоносителя). После подогревателя эта вода возвращается в контактный конденсатор высокого давления 19. Обратная сетевая вода подается в подогреватель сетевой воды 25, нагревается до требуемой по температурному графику температуры и возвращается в теплоту насосом сетевой воды 26. Жидкий кислород производится в криогенной ВРУ 21. В устройстве ожижения CO_2 20 предусмотрена система удаления неконденсирующихся газов 27 и отбор излишков жидкого CO_2 28. Кроме этого, предусмотрен отбор излишков H_2O 29.

Цикл ОИВТ РАН так же, как и цикл Аллама, является циклом с рекуперацией тепла. Его реально достигнутый КПД будет в первую очередь зависеть от достигнутых успехов в создании рекуператора. Если в цикле Аллама имеет место дефицит низкотемпературного тепла и он не имеет перспектив совместного производства тепла и электроэнергии, то в цикле ОИВТ РАН эта проблема решена следующим образом. В камеру сгорания для поддержания требуемой температуры на входе в турбину подается не только CO_2 , но и H_2O . Чем больше в отработавшем рабочем теле H_2O , тем больше будет низкотемпературного тепла, т.е. теплоты конденсации водяного пара. Давление отработавшего рабочего тела настолько велико, что вода конденсируется при достаточно высокой температуре.

На рис. 10 показана T, S -диаграмма цикла ОИВТ РАН. В аспекте достижения максимального КПД выработки электроэнергии увеличение доли H_2O в рабочем теле — негативное решение. С одной стороны, дополнительное количество H_2O в рабочем теле прогибает вниз линию подогрева рабочего тела в камере сгорания (участок 2''—3), понижая таким образом среднюю температуру подвода тепла. С другой стороны, при определенной температуре линия охлаждения рабочего тела после турбины резко изменяет характер прохождения (точка 5'). В этой точке водяной пар начинает конденсироваться. Чем больше водяного пара в рабочем теле, тем выше температура, при которой он начинает конденсироваться. С позиций стремления к максимальному КПД это негативное явление, так как известно, что чем выше температура подвода и ниже температура отвода тепла, тем выше КПД. Но для совместного производства тепла и электроэнергии тепло конденсирующегося пара — товарный продукт. Его тем больше, чем больше водяного пара в рабочем теле.

Меняя соотношение CO_2 и H_2O в рабочем теле, можно в широком диапазоне изменять соотношение генерируемых тепла и электроэнергии. На рис. 11 показана зависимость соотношения генерируемых тепловой N_t и электрической мощности N_e , КПД и коэффициента использования тепла топлива (КИТ) от соотношения CO_2 и H_2O в рабочем теле. При увеличении доли H_2O уменьшается доля CO_2 и соответственно уменьшается доля тепла, выбрасываемого в атмосферу. С увеличением доли генерируемого тепла КПД цикла уменьшается, но растет коэффициент используемого

1. Технологии кислородного сжигания топлива (oxy-fuel)

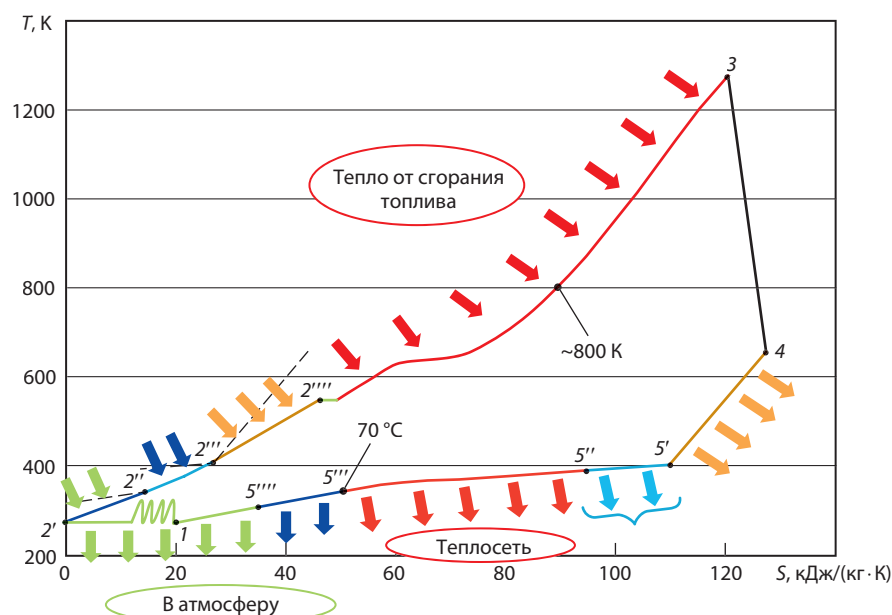


Рис. 10.
T, S-диаграмма цикла ОИВТ РАН

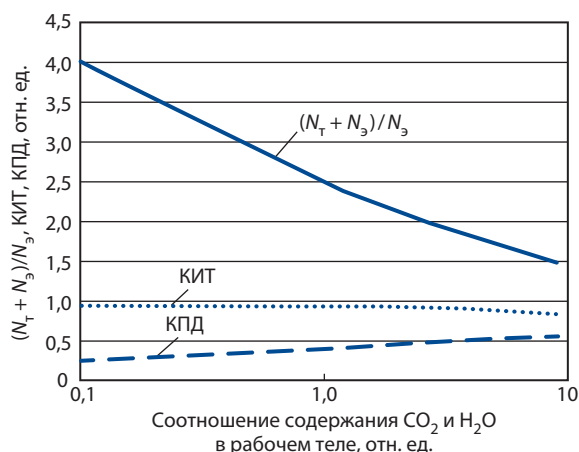


Рис. 11.
Зависимость соотношения генерируемых тепловой N_T и электрической мощности $N_{\text{э}}$, КПД и КИТ от соотношения CO_2 и H_2O в рабочем теле

тепла топлива. Если подачу в камеру сгорания H_2O уменьшить до нуля, то цикл ОИВТ РАН, при прочих равных условиях, по КПД сравняется с циклом Аллама.

В цикле ОИВТ РАН рассматривается раздельная подача четырех веществ (топливо, кислород, вода и CO_2) и регулирование их подачи в широком диапазоне. Компрессоры имеют ограниченную область устойчивой работы. Поэтому, когда компрессоры повышают давление компонентов рабочего тела, находящихся в газообразной фазе, осуществить регулирование их подачи в желаемых диапазонах крайне затруднительно. С учетом этого факта цикл ОИВТ РАН построен так, что повышение давления всех компонентов рабочего тела производится в жидкой фазе насосами с регулированием их подачи. Насосы имеют для этого приемлемый диапазон рабочих режимов.

В цикле ОИВТ РАН ряд теплообменных процессов сопровождается фазовым переходом — конденсацией водяного пара. Для этих процессов рассматриваются теплообменные аппараты контактного типа. Такие аппараты имеют ряд существенных преимуществ, но главная проблема, которая сдерживает их применение, — это необходимость разделить теплоносители после процесса. В цикле ОИВТ РАН эта проблема купируется необходимостью удаления образующегося конденсата.





ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ КИСЛОРОДНОГО СЖИГАНИЯ
ТОПЛИВА ВАЖНЕЙШЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ИМЕЮТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ НА ПОЛУЧЕНИЕ
КИСЛОРОДА

2 Обеспечение энергетических установок, работающих по технологии кислородного сжигания топлива



Получение кислорода

Один из ключевых моментов технологии кислородного сжигания топлива — это обеспечение кислородом процесса генерации энергии. При этом важнейшее значение имеют энергетические затраты на получение кислорода. Промышленное производство кислорода осуществляется разделением атмосферного воздуха. В зависимости от вида, качества и количества требуемого кислорода используют различные технологии разделения. Можно выделить три основные группы таких технологий.

Мембранные технологии базируются на разной проницаемости материала мембраны (разной скорости проникновения через нее) для компонентов воздуха, в частности для кислорода и азота. Воздушная масса, которая предварительно сжимается, направляется в мембрану. Газы, имеющие большую скорость проникновения, просачиваются через мембрану в область с меньшим рабочим давлением в большем количестве, чем газы, имеющие низкую скорость проникновения. Таким образом меняется концентрация газов в исходной газовой смеси. Со стороны высокого давления накапливаются газы с низкой скоростью проникновения, а со стороны низкого давления накапливаются газы с высокой скоростью проникновения. Эти технологии применяются, когда требуется кислород невысокой чистоты (до 50 %), по сути это обогащенный кислородом воздух.

Адсорбционные технологии основываются на свойствах некоторых веществ (адсорберов) поглощать отдельные компоненты газовой смеси (в данном случае кислород или азот) и выделять их (десорбция) в зависимости от парциального давления и температурного режима. Процесс поглощения происходит под действием молекулярных сил. Процессом управляют путем изменения давления и температуры. Эти технологии применяются, когда требуется небольшое количество кислорода. Кислород получается в газообразном виде, его чистота может быть доведена до 95 %.

В **криогенной технологии** используется различие температур фазового перехода разделяемых веществ. Чтобы воздух трансформировать в жидкое состояние, его нужно охладить до криогенной температуры 79 К (при давлении 0,1 МПа азот кипит

при температуре 77 К, а кислород — при 90 К). Отличие температур кипения кислорода и азота позволяет осуществлять их разделение в ректификационных колоннах. Криогенные технологии дают возможность получать кислород в жидком или газообразном виде с чистотой более 99,7 %. Эти технологии применяются, когда требуется большое количество кислорода. С увеличением производительности криогенной воздухоразделительной установки уменьшаются энергетические затраты на производство кислорода.

Известны рекомендации по выбору способа приобретения (или получения) кислорода. Если требуются малые количества (использование до 100 м³/ч) кислорода с чистотой более 95 %, то рекомендуется его покупать у производителя. Если чистота более 95 % не нужна, то выгодно приобрести адсорбционную установку соответствующей производительности. А если устраивает чистота менее 50 %, то выгодно приобрести мембранную установку. Но если кислород расходуется в большом количестве (более 10 000 м³/ч), то рекомендуется рассматривать криогенную технологию независимо от необходимой чистоты используемого кислорода. Для промышленных энергоустановок требуется большое количество кислорода. Так, для экспериментальной установки мощностью 50 МВт необходимо более 30 000 м³/ч кислорода. Поэтому для применения технологии кислородного сжигания в энергетике приемлемы только криогенные технологии получения кислорода.

Основные энергетические затраты на разделение воздуха связаны с получением жидкого воздуха. Теоретически для получения одного килограмма жидкого воздуха в холодильном цикле требуется затратить около 600 кДж. Для получения 1 кг кислорода теоретически нужно 4,4 кг воздуха. Тогда без рекуперации холода затраты энергии на производство 1 кг кислорода составили бы 2600 кДж. Высокая эффективность ВРУ достигается за счет рекуперации холода, с учетом которой теоретические затраты на получение 1 кг газообразного кислорода атмосферного давления немногим превышает 300 кДж. Реальные затраты энергии существенно больше этого значения. Для лучших ВРУ этот показатель составляет 900—1000 кДж/кг. Очевидно, что для ВРУ имеются существенные резервы повышения эффективности.

Для установок, работающих по технологии кислородного сжигания топлива, важно решить вопрос подачи кислорода в камеру сгорания и регулирования этой подачи. Для этого необходимо обеспечить, чтобы давление кислорода превышало давление в камере сгорания на величину, которая будет компенсировать потери в системе подачи. Особенно остро эта проблема проявляется, когда используются циклы со сверхкритическими параметрами CO₂, например циклы Аллама или ОИВТ РАН. Учитывая то, что в этих установках давление в камере сгорания может быть более 30 МПа, эту задачу следует считать крайне нетривиальной. Можно рассматривать два способа повышения давления кислорода. Первый способ: газообразный кислород атмосферного давления сжимают в компрессоре до требуемого давления. Второй: кислород получают в жидком виде и повышают его давление насосом.

На рис. 12 показана диаграмма состояния кислорода в T, S -координатах с процессами, реализующими эти способы. Теоретически давление кислорода можно было бы повысить в процессе изотермического сжатия (зеленая линия, соединяющая изобары 0,1 МПа и 40 МПа). Если допустить постоянство теплоемкости, затраченная на этот процесс удельная работа будет равна площади прямоугольника под этой линией (при реальной теплоемкости эта работа будет на 5—6 % меньше). Если получать кислород в жидком виде, то в ВРУ потребуется компенсировать тот холод, который можно было бы рекуперировать, получая кислород в виде газа атмосферного давления. Теоретическая работа на получение этого холода равна площади фигуры, заштрихованной голубыми линиями. Видно, что удельная работа изотермического повышения давления близка по значению теоретической работе, необходимой для компенсации холода жидкого кислорода.

Реальные процессы потребуют больших энергетических затрат, чем теоретические, но это превышение примерно одинаковое как для случая повышения давления в газообразной фазе (для компрессоров характерен изотермический КПД на уровне 60—70 %), так и для случая компенсации холода жидкого кислорода (коэффициент, учитывающий отличие реального процесса от теоретически возможного, также находится в пределах 60—70 %). Следовательно, с позиций энергетической эффективности существенной

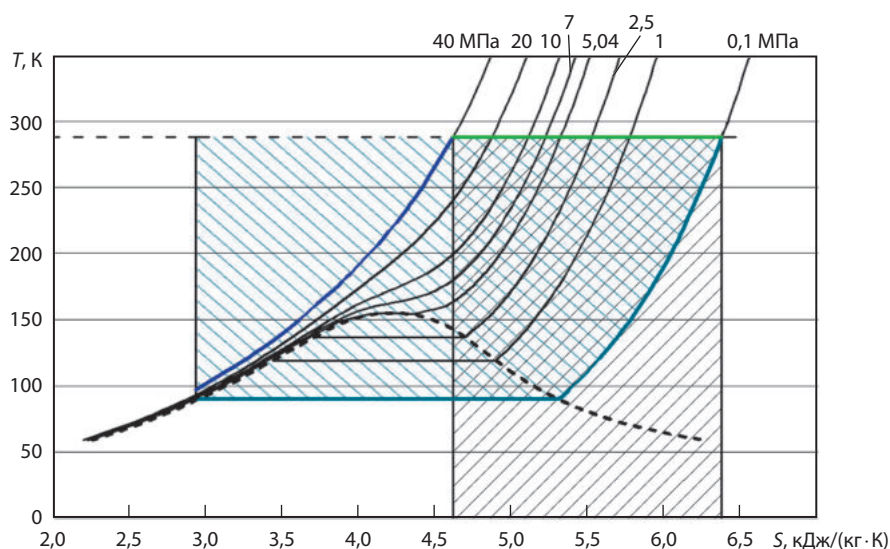


Рис. 12.
Диаграмма состояния кислорода в T, S -координатах

разницы, в каком виде подавать кислород в энергетическую установку, нет. Однако использование кислорода в жидкой фазе имеет ряд преимуществ. Главное из них заключается в том, что насосы дают больше возможностей для регулирования подачи. Мощность привода насоса на порядки меньше мощности привода компрессора (большая доля энергии тратится на получение жидкой фазы), и получить требуемое повышение давления возможно в одной ступени центробежного насоса, причем характеристики центробежных насосов имеют достаточно широкий диапазон устойчивой работы для обеспечения всех рабочих режимов установки. Всё это позволяет применить частотно управляемый привод и регулировать подачу изменением частоты вращения насоса.

Кроме того, использование кислорода в жидком виде позволяет развязать работу ВРУ и генерирующей установки. Жидкий кислород может аккумулироваться в объемах, достаточных для прохождения суточных пиков потребления энергии. Режимы работы ВРУ можно оптимизировать в зависимости от климатических условий независимо от режимов работы генерирующей установки.

Можно отметить еще один положительный аспект использования криогенной ВРУ. Процесс

ректификации сопровождается накоплением в отдельных зонах ректификационной колонны газовых смесей с повышенной концентрацией различных инертных газов, которые в исходном воздухе имеют крайне низкую концентрацию. Отбор этих смесей и последующее разделение дают возможность получить еще ряд полезных продуктов, таких как аргон, криптон, ксенон и ряд других инертных газов, обычно добываемых в процессе разделения воздуха, которые можно реализовывать на региональном рынке.

Использование сжиженного природного газа

Природный газ — один из доминирующих энергетических ресурсов для производства электроэнергии и тепла, и в ближайшем будущем его роль будет только расти. Поэтому в качестве топлива для электростанций с кислородным сжиганием его следует рассматривать в первую очередь. Природный газ имеет два основных способа транспортировки: первый — создание трубопроводной инфраструктуры и перекачка его по трубам; второй — сжижение природного газа и его перевозка специальными видами транспорта в криогенных емкостях. Оба способа имеют свои преимущества и недостатки, но это отдельная

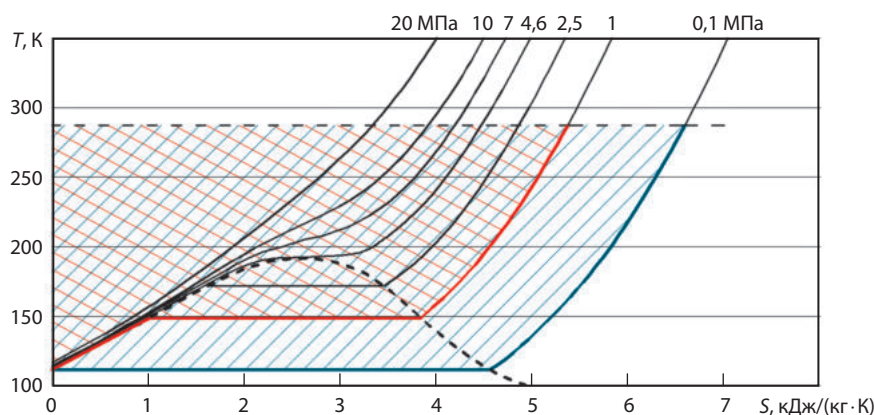


Рис. 13.
Диаграмма состояния метана (природного газа) в T, S -координатах

тема. В данной работе будет рассмотрен вопрос, в каком виде целесообразно подавать природный газ непосредственно в генерирующую установку.

Принимая во внимание то, что топливо подают в камеру сгорания, где давление повышается до 30 МПа и более, его подачу необходимо регулировать с учетом соображений по выбору фазового состояния. Эти соображения аналогичны тем, что были при выборе фазового состояния кислорода.

Если имеется развитая инфраструктура транспортировки природного газа по магистральным газопроводам, следует рассматривать случаи снабжения генерирующего объекта трубопроводным газом (исходное состояние — газообразная фаза). При насосном повышении давления топлива исходный газ нужно будет трансформировать в жидкую фазу. Для этого потребуется холодильная установка. На рис. 13 показана диаграмма состояния природного газа (в данном случае метана) в T, S -координатах. В зависимости от исходного давления газа работа, необходимая для сжижения, будет разной. Если давление атмосферное (0,1 МПа), то минимальная теоретическая работа сжижения будет равна площади фигуры, обозначенной голубой штриховкой (около 1100 кДж/кг или 0,3 кВт·ч/кг). При увеличении исходного давления работа сжижения существенно уменьшается. Так, если давление составит 1 МПа, то минимальная теоретическая работа сжижения будет

уже около 750 кДж/кг (площадь фигуры, заштрихованная красным цветом).

Таким образом, трансформация природного газа в жидкую фазу и последующее повышение его давления насосами имеет еще ряд существенных преимуществ для рассматриваемой технологии, особенно если учесть, что нормы строительства объектов, генерирующих тепло и электроэнергию, требуют наличия систем резервного и аварийного топлива. Для природного газа в жидком виде имеется возможность создать систему его хранения с использованием криогенных резервуаров. На рис. 14 показано фото таких хранилищ сжиженного природного газа (СПГ). Технологии возведения таких конструкций достаточно хорошо отработаны в современной промышленности, возможен широкий диапазон объемов хранения сжиженного природного газа с учетом требований заказчика: сферические и плоскодонные резервуары могут хранить от 3000 до 120 000 м³ СПГ. Подробная информация о перспективах и преимуществах использования СПГ в энергетике приведена в [13].

Перспективы использования твердого топлива

В мировом масштабе уголь до сих пор остается доминирующим источником первичной энергии для генерации электроэнергии. Этому, с одной стороны, способствовала предыдущая парадигма,



Рис. 14.
Резервуары большой емкости для хранения СПГ (<https://www.chinadaily.com.cn/a/202209/08/WS63193e66a310fd2b29e76910.html>)

согласно которой уголь является тем ресурсом, которым человечество обеспечено на наиболее длительное время. С другой стороны, уголь — это один из самых дешевых видов ископаемого топлива. Современная парадигма кардинально отличается. Ее основа заключается не в том, на какое время хватит того или иного ресурса, а в том, что продолжение использования ресурсов в существующем виде ведет к климатической катастрофе. Согласно новой парадигме человечеству нужно искать новые технологии, которые обеспечат углеродную нейтральность человеческой деятельности. И такой переход необходимо завершить в ближайшие десятилетия. Следуя этой парадигме, придется отказаться от многих успешных технологий, причем в первую очередь от использования угля для генерации электроэнергии. Это обусловлено тем, что на единицу генерируемой полезной энергии при сжигании угля образуется в 2—3 раза больше диоксида углерода, чем при сжигании природного газа. По расчетам Международного энергетического агентства (МЭА), чтобы обеспечить переход на безуглеродную экономику, производство угля в мире должно быть практически полностью прекращено уже к 2040 г. В развитых странах уже наблюдается су-

щественное сокращение использования угля, но развивающиеся страны пока не могут этого себе позволить. В любом случае, востребованность новых технологий сжигания угля для генерации электроэнергии, которые могут появиться через десять-пятнадцать лет, очень сомнительна.

Говоря о перспективе использования твердого топлива в установках, работающих по технологии кислородного сжигания топлива, необходимо учитывать тот факт, что широкое применение технологии кислородного сжигания топлива можно ожидать только тогда, когда планы на переход на безуглеродную экономику будут подкреплены существенными стимулами для снижения выбросов углекислого газа в атмосферу. Но эти стимулы будут работать против использования угля независимо от технологии его сжигания. Учитывая это замечание, можно предположить, что технологии кислородного сжигания угля в первую очередь будут рассматриваться для модернизации существующих угольных электростанций в целях обеспечения возможности реализации их полного физического ресурса. Примером такой модернизации служит уже упоминавшийся проект на электростанции Callide-A в Квинсленде.

Однако разработчиков новых термодинамических циклов, основанных на технологии кислородного сжигания топлива, не останавливают приведенные выше соображения. Кислородному сжиганию твердого топлива уделяется довольно много внимания. В качестве примера можно привести работы компании 8 Rivers (США) [11]. Эта компания разрабатывает процесс использования твердого топлива, включая уголь и биомассу, в цикле Аллама. В этих работах предполагается применение коммерчески доступных систем газификации угля. В качестве оптимального газификатора для цикла Аллама рассматривается газификатор с водяным охлаждением, который обеспечивает достаточно простой процесс с приемлемыми капитальными затратами и высокой надежностью. К тому же газификаторы такого типа обеспечивают превосходное удаление золы без проблем, связанных с возникновением отложений и закупоркой из-за конденсации загрязнений. Твердое топливо сначала подготавливается путем измельчения и подачи в газификатор с организацией процессов шламового или сухого питания. После этого следует газификация с использованием чистого кислорода, охлаждение синтез-газа и удаление золы, а также окончательное охлаждение до температуры, близкой к атмосферной. Рассматриваемые газификаторы производят поток продуктового газа, содержащий смесь из синтез-газа (от 30 до 50 %) и пара, точный состав которой зависит от давления газификации. Кроме того, в продуктивном газе будут иметься соединения серы. Очистка от этих соединений до подачи в камеру сгорания энергетической установки не предусматривается. Предполагается, что очистка от серы уже отработавшего в турбине и охлажденного рабочего тела будет проще и дешевле. Авторы этих работ видят следующие преимущества интеграции систем газификации угля с циклом Аллама:

- охлаждение синтез-газа обычно с 260—290 °С почти до температуры окружающей среды высвобождает большое количество низкотемпературного тепла, получаемого главным образом из конденсирующегося пара. Это тепло утилизируется путем передачи его в цикл Аллама;
- нет необходимости в реакторе конверсии водяного газа (при интеграции газификации угля и цикла Аллама отсутствует необходимость получения чистого водорода). В результате получают экономию средств за счет отсутствия затрат на ка-

литические конвертеры конверсии с их большим выделением низкотемпературного тепла;

- утилизация низкотемпературного тепла позволяет ввести в энергетический цикл около 90 % всего тепла топлива (потери тепла на газификацию меньше 10 %).

Таким образом, авторы этих работ полагают, что технология твердотопливного цикла Аллама не менее конкурентоспособна, чем лучшие существующие технологии угольных электростанций. Кроме потенциальных преимуществ твердотопливного цикла Аллама отмечаются требующие дополнительных исследований проблемные вопросы:

- выбор подходящей технологии газификации (оптимизация стоимости и производительности);
- борьба с коррозией, вызванной дополнительными примесями, обнаруженными в полученном из угля синтез-газе;
- методы удаления загрязнений из системы;
- разработка камеры сгорания по циклу Аллама для низкокалорийного и водородсодержащего топлива.

Компания 8 Rivers заключила партнерские отношения с несколькими отраслевыми и правительственными организациями в штате Северная Дакота, чтобы реализовать программу стоимостью 5 млн долл. США для решения всех этих вопросов.

В цикле ОИВТ РАН принципиальная возможность работать на продуктах газификации не исключается, а с учетом того, что единичная мощность установок, базирующихся на этом цикле, предполагается большой и рассчитаны они на совместное производство тепла и электроэнергии, месторасположение таких установок может быть эффективным только внутри густонаселенных конгломераций. Даже при идеальном, экологически чистом сжигании угля создать приемлемую для такого месторасположения инфраструктуру доставки топлива и вывоза продуктов сгорания будет чрезвычайно проблематично. Кроме этого, необходимо учитывать риски полного отказа от угля в качестве топлива. Поэтому на данном этапе в цикле ОИВТ РАН использованию твердого топлива внимания не уделяется.





В ЦИКЛАХ С КИСЛОРОДНЫМ СЖИГАНИЕМ
ТОПЛИВА ИМЕЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ
ИСПОЛЬЗОВАТЬ ОСОБЕННОСТИ
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

3 Особенности свойств углекислого газа как рабочего тела, используемого в технологии кислородного сжигания топлива



В отличие от традиционных термодинамических циклов, где окислителем служит воздух, в циклах с кислородным сжиганием топлива углекислый газ в составе рабочего тела играет значительно большую роль и имеется возможность использовать особенности его термодинамических свойств. Одна из таких особенностей CO_2 заключается в том, что критическая температура (304 К, или 31 °С) очень близка к температуре окружающей среды. Критическое давление углекислого газа — 7,4 МПа. Если давления рабочего тела в термодинамическом цикле выбраны высокими, что характерно для основных циклов, реализующих технологию кислородного сжигания, то процесс отвода тепла можно приблизить к изотермическому за счет высокой теплоемкости в околкритической точке (в цикле Аллама) или за счет фазового перехода (в цикле ОИВТ РАН). При давлении 3,5 МПа равновесная температура фазового перехода из газообразного состояния в жидкое составляет 273 К.

Из-за того, что рабочее тело во всех процессах будет содержать какое-то количество водяного пара, отвод тепла для конденсации CO_2 при меньших давлениях будет сопряжен с обмерзанием теплообменных поверхностей и выходом из строя теплообменного оборудования. Поэтому в цикле ОИВТ РАН до конденсации CO_2 его давление повышают до 3,5 МПа независимо от давления за турбиной. В цикле Аллама этой проблемы нет, потому что весь процесс отвода тепла осуществляется без фазового перехода CO_2 , тем более что давление за турбиной выбрано близким к 3,5 МПа.

На диаграмме состояния CO_2 в T, S -координатах (рис. 15) сопоставлены процессы повышения давления циклов Аллама и ОИВТ РАН. Если принять равные степени повышения давления (от 3,5 МПа до 40 МПа), то в цикле Аллама (зеленая линия) предлагается три ступени повышения давления с промежуточным охлаждением. Теоретически требуемая удельная работа для этих ступеней повышения давления равна площади трех четырехугольников, заштрихованных зеленым цветом. В цикле ОИВТ РАН (синяя линия) до повышения давления углекислый газ конденсируют. Для этого его сначала охлаждают ниже температуры окружающей среды (горизонтальная штриховая линия) до границы фазового равновесия. После этого



ле Аллама на повышение давления расходуются около 17 % мощности, генерируемой в турбине, тогда как в традиционных ГТУ при той же начальной температуре и степени повышения давления компрессор потребляет более половины мощности турбины. Это не имеет прямого влияния на КПД цикла, но открывает существенные дополнительные возможности его повышения за счет рекуперации тепла.

Дополнительно следует отметить, что используемые в циклах ОИВТ РАН и Аллама высокие давления и коэффициенты переноса CO_2 благоприятны для теплообмена в процессе рекуперации тепла. В табл. 3 сопоставлены коэффициенты переноса для теплоносителей рекуператоров в этих циклах и в традиционных ГТУ. Углекислый газ имеет несколько более высокое число Прандтля, немного выигрывает по теплопроводности, особенно по нагреваемой стороне, но самое существенное отличие связано с более высоким давлением CO_2 . Плотность CO_2 в рассматриваемых цикла в 50—80 раз больше, чем воздуха и продуктов сгорания в традиционных ГТУ. Во столько же раз меньше и кинематическая вязкость. Сечения подводящих и отводящих трубопроводов при равных скоростях обратно пропорциональны плотности. Следовательно, объем, занимаемый трубопроводами, будет по-

Таблица 3
Теплофизические свойства теплоносителей в рекуператорах традиционных ГТУ и установках, реализующих технологию кислородного сжигания топлива (УКСТ)

Величина	Горячий теплоноситель		Холодный теплоноситель	
	Традиционная ГТУ	УКСТ	Традиционная ГТУ	УКСТ
Давление, МПа	0,1	25—35	0,4—0,9	20—30
Температура, К	400—1000			
Плотность, кг/м ³	0,35—0,85	15—40	2,5—6	150—530
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	0,03—0,06	0,03—0,07	0,03—0,07	0,05—0,08
Динамическая вязкость × 10 ⁶ , Па·с	20—40		20—40	30—40
Кинематическая вязкость × 10 ⁶ , м ² /с	30—120	0,5—2,5	4—17	0,083—0,3
Число Прандтля	0,7—0,74	0,72—0,79	0,7—0,74	0,75—1,3

что на два порядка меньше. Кинематическая вязкость участвует в зависимостях теплопередачи и гидравлических потерь таким образом, что при прочих равных условиях площадь теплообмена

обратно пропорциональна кинематической вязкости в степени 0,8. Следовательно, необходимая поверхность теплообмена будет в 20—30 раз меньше.





ТЕНДЕНЦИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕДИНИЧНЫХ
МОЩНОСТЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК
БЛАГОПРИЯТНА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
ТЕХНОЛОГИЙ КИСЛОРОДНОГО
СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

Заключение

Учитывая вложенные финансовые средства в создание мощных, высокотемпературных ГТУ, имеющуюся инфраструктуру для их эксплуатации и достигнутые уровни эффективности, можно утверждать, что современные парогазовые электростанции будут доминировать в энергетике еще долгие годы.

Тенденция увеличения единичных мощностей энергетических установок благоприятна для энергетических технологий кислородного сжигания топлива, и с учетом этой тенденции эти технологии могут оказаться не менее конкурентоспособными, чем используемые в традиционных ПГУ, даже если принимать во внимание новые требования, связанные с безуглеродной экономикой.

В технологиях кислородного сжигания топлива при разделении воздуха может быть дополнительно получено множество полезных продуктов, реализация которых повысит экономическую эффективность установок, работающих по этим технологиям.

Декларируемая необходимость перехода на безуглеродную экономику активизировала работы в области технологий кислородного сжигания. В мире уже имеются опытно-промышленные образцы, работающие по этим технологиям.

Необходимость улавливания CO_2 распространяется и на производство тепла, и на производство электроэнергии. Поэтому реализация совместного производства тепла и электричества очень важна. Также важно иметь возможность независимо регулировать количество производимого тепла и электроэнергии. Этим требованиям отвечает предложенный в ОИВТ РАН цикл с повышением давления всех компонентов рабочего тела в жидкой фазе.

Использование кислорода, природного газа и CO_2 в жидкой фазе дает ряд дополнительных преимуществ. В жидкой фазе эти продукты удобно хранить, создавая их временные запасы, которые помогут сглаживать прохождение пиковых нагрузок и решить проблему создания на электростанции системы аварийного и резервного топлива. Открывается возможность реализации излишков этих продуктов на региональном рынке.

Технологии кислородного сжигания топлива могут быть внедрены и для работы на твердом топливе, но перспективы такого использования напрямую связаны с возможным отказом в будущем от угля в качестве топлива. В этом случае на переходный период для сохранения физического ресурса действующих угольных электростанций возможна модернизация угольных котлов для распространения и на них технологии кислородного сжигания. Опыт такой модернизации имеется.

Имеется возможность использовать продукты газификации угля в технологии кислородного сжигания топлива. При интеграции цикла Аллама с газификацией твердого топлива (твердотопливный цикл Аллама) появляются дополнительные преимущества, связанные с возможностью утилизации низкотемпературного тепла, высвобождаемого в процессе газификации.



Список использованных источников

1. **Экология**, энергетика, энергосбережение : бюллетень / под ред. академика РАН А.В. Клименко. Вып. 3. Опыт и перспективы использования парогазовых установок в гибких энергосистемах / [Ю.А. Радин]. Москва : ПАО «Мосэнерго», 2023.
2. **Филиппов С.П.** Переход к углерод-нейтральной экономике: возможности и пределы / С.П. Филиппов // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 21—40.
3. **Экология**, энергетика, энергосбережение : бюллетень / под ред. академика РАН А.В. Клименко. Вып. 3. Технологии улавливания диоксида углерода на ТЭС, его транспортировка, полезное использование и захоронение / [Г.А. Рябов]. Москва : ПАО «Мосэнерго», 2022.
4. **Волобуев А.** «Газпром нефть» раскрыла детали российского проекта улавливания CO₂ / А. Волобуев // Ведомости : сетевое издание. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/12/17/901240-gazprom-neft-raskrila> (дата публикации: 17.12.2021).
5. **Technology** scouting—carbon capture: from today's to novel technologies // Concawe Review. February 2021. Vol. 29. № 2. URL: <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Technology-scouting%E2%80%94carbon-capture-from-today's-to-novel-technologies.pdf> (Accessed: 20.06.2024).
6. **Chemical** Looping Combustion: A Brief Overview / T. Czakiert, J. Krzywanski, A. Zylka, W. Nowak // Energies. 2022. Vol. 15. № 4. DOI: 10.3390/en15041563
7. **Чижевский А.** Подписан госконтракт на разработку техпроекта на перспективный КРК Амур-СПГ / А. Чижевский // Neftegaz. RU : сайт. URL: <https://neftegaz.ru/news/aviateh-nika/773006-podpisan-goskontrakt-na-razrabotku-tekhproekta-na-perspektivnyy-krk-amur-spg> (дата публикации: 13.03.2023).
8. **Operation** Experiences of Oxyfuel Power Plant in Callide Oxyfuel Project / Akihiro Komakia, Takahiro Gotou, Terutoshi Uchida et al. // Energy Procedia. 2014. Vol. 63. P. 490—496. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.053
9. **Oxy-fuel** turbo machinery development for energy intensive industrial applications / R. Anderson, C. Hustad, P. Skutley and R. Hollis // Energy Procedia. 2014. Vol. 63. P. 511—523. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.056
10. **Wimmer K.** Optimization and comparison of the two promising oxy-combustion cycles NET Power cycle and Graz Cycle / K. Wimmer and W. Sanz // Int. J. Greenhouse Gas Control. August 2020. Vol. 99. P. 103055. DOI: 10.1016/j.ijggc.2020.103055
11. **Demonstration** of the Allam Cycle: An Update on the Development Status of a High Efficiency Supercritical Carbon Dioxide Power Process Employing Full Carbon Capture / R. Allam, S. Martin, B. Forrest et al. // Energy Procedia. 2017. Vol. 114. P. 5948—5966. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1731
12. **Patel Sonal.** 300-MW Natural Gas Allam Cycle Power Plant Targeted for 2022 / Sonal Patel // Power (News & Technology for the Global Energy Industry) : website. URL: <https://www.powermag.com/300-mw-natural-gas-allam-cycle-power-plant-targeted-for-2022/> (Accessed: 20.06.2024).
13. **Экология**, энергетика, энергосбережение : бюллетень / под ред. академика РАН А.В. Клименко. Вып. 1. Сжиженный природный газ в энергетике / [В.С. Мильман, В.Б. Перов]. Москва : ПАО «Мосэнерго», 2023.

Научно-популярное издание

ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГЕТИКА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Под редакцией академика РАН Александра Викторовича Клименко

Выпуск 2

СИНКЕВИЧ Михаил Всеволодович

КОСОЙ Анатолий Александрович

КОСОЙ Александр Семенович

ПОПЕЛЬ Олег Сергеевич

**ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОРОДНОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА —
БУДУЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Оригинал-макет подготовлен АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 22.07.2024. Формат 60×90/8. Усл. печ. л. 4,5

Контакты издателя: Инженерное управление ПАО «Мосэнерго».

Тел.: +7 (495) 957-19-57, доб. 30-94.

Электронная почта: staroverovaaa@mosenergo.ru

Управление по работе со СМИ и органами власти ПАО «Мосэнерго».

Тел.: 8 (495) 957-19-57, доб. 22-90, 37-17.

Электронная почта: press-centre@mosenergo.ru.

Адрес в Интернете: www.mosenergo.ru

