

Исследование перспективного направления сжигания сбросных газов в газотурбинной установке

А. С. Косой, Ю. А. Борисов, М. В. Синкевич и Л. Е. Вендланд
Объединенный институт высоких температур РАН, Ижорская ул., д. 13, стр. 2,
Москва 125412, Россия

E-mail: smvmikl@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22 ноября 2024 г.

Аннотация. Представлен анализ потенциальных возможностей модернизации микротурбинных двигателей с использованием каталитической камеры сгорания с целью использования таких двигателей для сжигания сбросных газов с очень низкой теплотворной способностью и большим содержанием кислорода. Показано, что установка каталитической камеры сгорания позволяет использовать в качестве топлива метановоздушные смеси с ультранизкой концентрацией метана, такие, как вентиляционный воздух угольных шахт. Разработка энергетических установок, позволяющих утилизировать вентиляционный воздух угольных шахт, является актуальной научной задачей, требующей государственной поддержки.

1. ВВЕДЕНИЕ

Множество современных производств сопровождается выбросами в атмосферу различных газов. Такие выбросы получили название “сбросные газы” [1]. Очень часто сбросные газы представляют собой смесь воздуха с метаном и другими примесями. Выбросы сбросных газов являются серьезной экологической проблемой. С одной стороны, примеси могут содержать вредные и канцерогенные вещества. С другой стороны, метан в 25 раз эффективнее удерживает тепло в атмосфере Земли, чем CO_2 , и в ряду газов, оказывающих “парниковый эффект”, он находится на втором месте [2].

Наиболее распространенный способ решения проблемы “сбросных газов” — их сжигание. Однако, этот способ не всегда помогает сократить выбросы вредных и канцерогенных веществ. Иногда в процессе горения могут образовываться еще и дополнительные вредные выбросы. Проблема выбросов вредных веществ безусловно важная, но находится за рамками предлагаемой работы. Большое количество видов “сбросных газов” не содержат вредных примесей, от которых требовалась бы специальная очистка. Наиболее ярким примером таких выбросов служит метан, выбрасываемый в процессе добычи угля — шахтный метан.

Среди антропогенных выбросов метана шахтный метан занимает одно из первых мест. Ежегодные глобальные выбросы метана, связанные с добычей угля оцениваются в десятки миллиардов м^3 [3]. В угольных пластах метан находится, главным образом, в сорбированном состоянии. При снижении давления в угольных пластах происходит обратный процесс — десорбция, выделение метана из угля, что является главным источником поступления газа в горные выработки при ведении очистных и подготовительных работ в шахтах [4]. Общий объем метана, который может поглотить 1 тонна угля в природном состоянии может достигать до 40 и более м^3 [5]. Существующее законодательство ориентировано, в первую очередь, на увеличение безопасности добычных работ в шахте, в связи с чем поощряется развитие систем дегазации и вентиляции на шахтах. Системы дегазации шахт предусматривают множество различных способов извлечения метана. В зависимости от способа извлечения получается метановоздушная смесь с различной концентрацией метана. Весь

метан с концентрацией более 25% сбрасывается в общую дегазационную систему [6]. Если концентрация ниже 25%, то такой газ нельзя транспортировать в системе дегазации по нормам безопасности. Его разбавляют и удаляют из шахты с вентиляционным воздухом [7]. Концентрация метана в вентиляционном воздухе регламентируется различными национальными требованиями безопасности и составляет около 1%. Так, для России эта величина составляет 0.75% [8].

Утилизации шахтного метана уделяется большое внимание. Имеется множество различных технологий, позволяющих полезно его использовать. Наиболее перспективным направлением решения этой проблемы является создание энергетических установок, способных использовать эти газы в качестве топлива. Но практически все эти технологии ориентированы на метановоздушные смеси с концентрацией более 25%. В то же время, на выбросы метана с вентиляционным воздухом приходится более 70% всех глобальных выбросов угледобывающей промышленности.

В последние годы начали появляться технологии, которые позволяют утилизировать метан с очень низкой концентрацией, характерной для вентиляционного воздуха шахт. Проблема заключается в том, что приемлемая скорость окисления метана достигается только при относительно высоких температурах (более 1000 °C). При атмосферных условиях процесс окисления составляет около 12 лет. Если концентрация метана высокая, то при локальном разогреве до температуры начала быстрой реакции горения, тепла, выделяющегося в процессе горения, достаточно для поддержания реакции. Если концентрация низкая, то тепла недостаточно для поддержания требуемой температуры.

Есть несколько направлений для решения этой задачи. Метан смеси можно очистить от примесей (обогатить смесь). Есть множество технологий разделения газовых смесей, но на сегодняшний день такое обогащение неприемлемо дорого. Другое направление — предварительный подогрев смеси внешним источником энергии, но подобное решение также может являться экономически нецелесообразным. Поэтому для подогрева рассматривают регенерацию энергии смеси, полученной после сгорания. Температуру сжигания метана можно существенно понизить за счет каталитического горения [9].

Разработки ведутся по всем этим направлениям, но пока они находятся в области перспективных научных задач.

Как одно из наиболее перспективных решений этой задачи может быть предложена модернизация газотурбинных установок таким образом, чтобы они могли сжигать метановоздушные смеси с ультранизкой концентрацией метана. Нельзя сказать, что это принципиально новое решение. Имеются сведения о ведущихся работах в этом направлении. В качестве примера можно привести газовую турбину, примененную на шахте Стаффорд [10]. Эта газовая турбина использовала газовую смесь исходящей вентиляционной струи с концентрацией метана не более 1.5% и капируемый газ. Но пока все эти работы не вышли за рамки научных исследований, и ничуть не снижают актуальность таких исследований.

Цель настоящей работы — провести предварительный анализ возможностей модернизации газотурбинных установок, так чтобы в качестве топлива можно было бы использовать метановоздушные смеси с ультранизкой концентрацией метана.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

В основе исследования заложено предложение модернизации газотурбинных установок с использованием технологии каталитического горения. Для проведения анализа был подобран прототип, который представляется наиболее подходящим для предполагаемой модернизации. Таким прототипом была выбрана микротурбинная установка ГТГМ03 [11]. Базируясь на имеющемся у авторов опыте и достижениях в области каталитического сжигания углеводородных веществ [12–14], был проанализирован диапазон параметров рабочего тела, при которых обеспечивается работоспособность возможных катализаторов. Кроме этого, была произведена оценка требуемого пространства для размещения каталитической камеры сгорания и выполнены конструкторские проработки. После конструкторских проработок были проведены расчетные исследования с целью обеспечения всережимности модернизируемой микротурбины.

3. ВЫБОР ПРОТОТИПА ДЛЯ ПРЕДЛАГАЕМОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ

В качестве прототипа предполагаемой модернизации рассматривается микротурбина ГТГМ03. Микротурбинная установка ГТГМ03 — это газовая турбина рекуперативного цикла номинальной мощностью 30 кВт и максимальной мощностью 35 кВт. В таблице 1 даны основные параметры микротурбины ГТГМ03 на номинальном режиме [11].

Принципиальная схема микротурбинной установки ГТГМ03 приведена на рисунке 1.

Микротурбина работает следующим образом. Воздух после предварительной подготовки (главным образом очистки от твердых частиц) подается в цикловой компрессор (К). В цикловом компрессоре давление воздуха повышается до 0.35 МПа, после чего он направляется в рекуперативный теплообменник (ТО). В рекуперативном ТО воздух подогревается за счет тепла отработавших в турбине газов до температуры 850 К. Подогретый воздух поступает в камеру сгорания (КС).

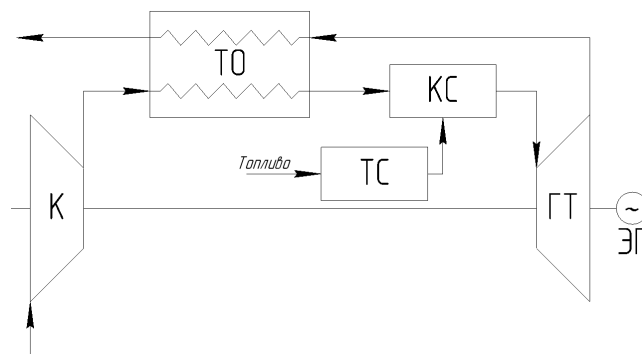


Рисунок 1. Принципиальная схема микротурбинной установки ГТГМ03.



Рисунок 2. Характеристика компрессора ГТГМ03 с линией рабочих режимов (ЛРР).

Топливо из топливной системы (ТС) тоже подается в камеру сгорания. Там организовывается процесс горения. За счет тепла реакции горения продукты сгорания нагреваются до 1150 К. Газы, полученные в результате горения, направляются в турбину (ГТ), где совершают работу. Часть этой работы идет на привод циклового компрессора, а остальная часть — на привод высокооборотного электрогенератора (ЭГ). Генерируемый электрический ток имеет частоту, соответствующую частоте вращения ротора. Чтобы получить кондиционный ток, предусмотрен преобразователь частоты тока — инвертор. Преобразователь частоты тока управляемый. Им можно осуществлять обратную связь, регулируя частоту вращения ротора. Цикловой компрессор одноступенчатый центробежный. Турбина тоже одноступенчатая радиальная. Рабочие колеса компрессора и турбины, а также ротор электрогенератора расположены на одном валу. Для обеспечения вращения этого вала используются газодинамические подшипники. На рисунках 2–5 приведены основные характеристики ГТГМ03.

4. ТЕХНОЛОГИЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

В присутствии катализатора существенно изменяется скорость протекания химических реакций. Используя каталитические вещества, можно обеспечить приемлемые скорости горения при достаточно низких температурах и изменить принцип организации горения в камере сгорания. Если в традиционной камере сгора-

Таблица 1. Основные параметры микротурбины ГТГМ03 на номинальном режиме.

№ Параметр	Значение
1 Температура окружающей среды, К	288
2 Температура на выходе из компрессора, К	481
3 Мощность компрессора, кВт	39
4 Адиабатический КПД компрессора	0.79
5 Степень рекуперации тепла отработанных газов	0.92
6 Исходная тепловая мощность (энергия топлива), кВт	81.1
7 Температура на входе в турбину, К	1150
8 Температура на выходе из турбины, К	898
9 Мощность турбины, кВт	71.8
10 Адиабатический КПД турбины	0.89
11 Суммарные потери полного давления по тракту ГТД, %	11.7
12 Суммарный отбор воздуха на охлаждение турбины, %	0.5
13 Утечки рабочего тела из цикла, %	0.5
14 КПД преобразования механической энергии в электрическую	0.91
15 Электрическая мощность (брутто), кВт	30

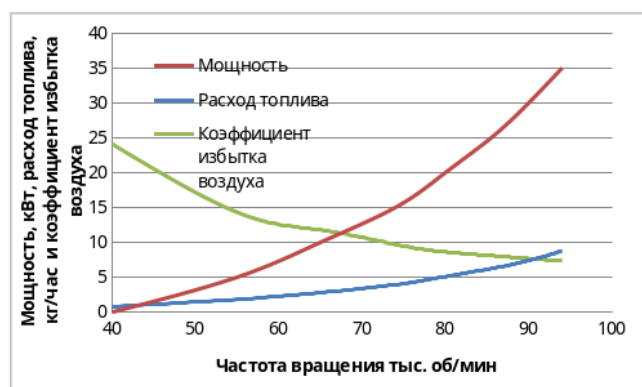


Рисунок 3. Зависимости мощности, расхода топлива и коэффициента избытка воздуха в камере сгорания от частоты вращения ротора.

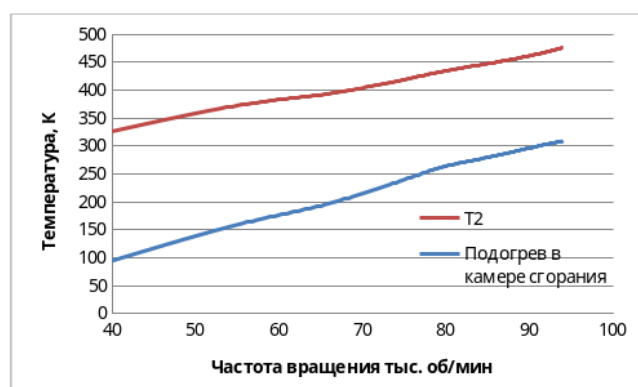
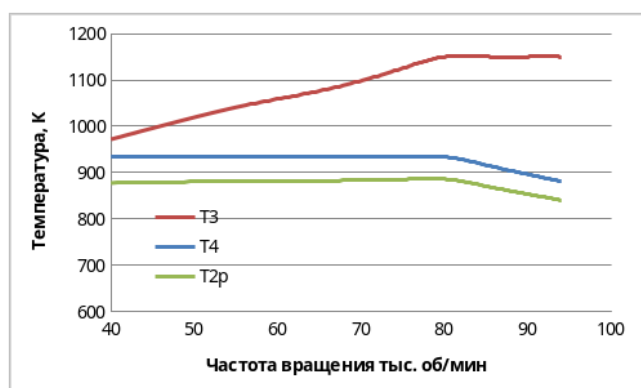


Рисунок 5. Зависимости температур: на выходе из компрессора и подогрева рабочего тела в камере сгорания от частоты вращения ротора.

Рисунок 4. Зависимости температур: на входе в турбину T_3 , на входе в камеру сгорания T_{2p} , и на выходе из турбины T_4 от частоты вращения ротора.

ния создаются локальные зоны с высокой концентрацией топлива, то, зачастую в этих зонах достигается стехиометрическое соотношение воздуха и топлива. Адиабатическая температура реакции горения такой смеси очень велика, и ее достаточно, чтобы зажигать поступа-

ющие новые порции даже с относительно очень низкими температурами. Достаточно одноразового разжигающего импульса, например, электрической искры от свечи зажигания. После этого появляется высокотемпературный факел, постоянно подпитываемый горючей смесью, а требуемая температура на выходе из камеры сгорания достигается за счет подмешивания чистого воздуха во вторичной зоне камеры сгорания. Устойчивое горение и хорошая полнота сгорания достигаются в тех случаях, когда при смешении топлива с воздухом образуется стехиометрическая смесь в зоне горения. Это характерно для диффузионных камер сгорания, но у такого способа организации горения есть существенный недостаток. В высокотемпературной зоне горит не только топливо, но и активно окисляется содержащийся в воздухе азот. Жесткие требования ограничения выбросов окислов азота инициировали работы по созданию камер сгорания с малым образованием окислов азота.

Общая идея работ по этому направлению — уменьшить значения локальных температур. Каталитическое горение было положено в основу одного из направлений таких работ [15–17]. Работы в этом направлении натолкнулись на следующие проблемы. В рассматриваемых га-

зовых турбинах температура воздуха на входе в камеру сгорания была недостаточно высокой для начала даже каталитической реакции горения (рассматривались схемы без рекуперативного подогрева воздуха после компрессора). Поэтому в конструкции камеры сгорания предусматривались предварительные горелки, которые поднимали температуру на входе в катализатор выше значения 720 К.

Вторая серьезная проблема заключалась в том, что температура рабочего тела на входе в турбину требовалась намного выше тех, при которых существующие катализаторы могут обеспечить ресурсные показатели. Поэтому в каталитическом реакторе совершалось только частичное сжигание топлива, так, чтобы температура катализатора не превышала допустимой величины и в то же время была достаточной для завершения процесса горения в посткаталитической зоне. Эта технология была доведена до опытно-промышленных образцов каталитической камеры сгорания и такими камерами сгорания были модернизированы промышленные газовые турбины [18]. В таких каталитических камерах сгорания удалось достичь уровня содержания NO_x в 3 ppm, но дальнейшего развития эта технология не получила, потому что близкие уровни вредных веществ были достигнуты в более простых и дешевых системах. Но если рассматривать камеру сгорания в которой значения температур на выходе составляют всего 1200–1250 К и при этом температура на входе превышает 720 К, то каталитическая система может быть значительно упрощена. Имеется множество относительно недорогих катализаторов (не содержащих драгметаллы), например, в работах [19, 20], проводились экспериментальные исследования, подтверждающие каталитическую активность и приемлемую долговечность катализаторов для сжигания углеводородов.

Ориентируясь на имеющийся опыт, для систем, сжигающих метан, диапазон приемлемых параметров можно представить в виде номограммы. На рисунке 6 показана такая номограмма. Для сжигания метана, метановоздушной смеси, смесь необходимо предварительно подогреть до температуры, при которой катализатор достигает приемлемой активности (синяя линия на диаграмме). При достаточной активности катализатора, практически весь метан окисляется, выделяя при этом тепло. Происходит адиабатический разогрев смеси. Величина этого разогрева зависит от концентрации метана в исходной смеси. Вместе со смесью разогревается и катализатор. При определенном сочетании температуры смеси на входе и концентрации метана катализатор нагревается до предельно допустимой температуры (красная линия на диаграмме). При превышении этой температуры катализатор начинает быстро терять свою активность или просто разрушается. Между синей и красной линиями находится рабочий диапазон, который должна обеспечить сжигающая система (в нашем случае микротурбина). При этом необходимо учитывать, что идеальной смеси не существует. Обязательно будет какая-то неравномерность температуры и концентрации метана. Если будут локальные температуры ниже границы каталитической активности, то часть смеси с более низкими температурами может не сгореть, а если будут локальные сочетания, приводящие к превышению допустимой температуры, катализатор выйдет из строя.

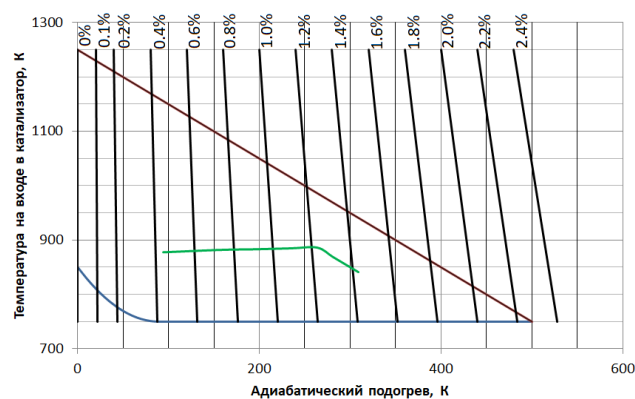


Рисунок 6. Номограмма диапозона приемлемых параметров каталитического реактора с линией рабочих режимов модернизированной микротурбины ГТГМ03, где синей линией обозначена граница каталитической активности, красной линией — допустимая температура катализатора, зеленой линией — рабочий режим ГТГМ03.

Поэтому при проектировании системы каталитического сжигания необходимо уделить особенное внимание обеспечению приемлемой равномерности горючей смеси.

Для оценки каталитической активности можно использовать требуемую объемную скорость. Объемная скорость — это количество объемов реагирующих продуктов, проходящих через объем катализатора в единицу времени. При использовании катализаторов для сжигания в предварительных проработках объемную скорость можно принять на уровне $5 \times 10^4 \text{ час}^{-1}$ [13]. Таким образом, при модернизации газотурбинной установки с применением каталитического горения, необходимо на всех рабочих режимах обеспечить приемлемые параметры горючей смеси и предусмотреть необходимое для размещения каталитического реактора пространство.

5. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ КОНСТРУКТОРСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ МИКРОТУРБИНЫ ГТГМ03 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

На рисунке 7 показана принципиальная схема, на которой показаны основные конструктивные изменения микротурбины ГТГМ03 при ее модернизации под технологию каталитического сжигания топлива для утилизации выбросов метановоздушных смесей с ультранизкой концентрацией метана.

Во-первых, это установка каталитического реактора (каталитической камеры сгорания). Для существующей конструкции микротурбины ГТГМ03 предлагается поместить каталитический реактор в пространстве между рекуператором и штатной камерой сгорания. Обеспечение необходимого пространства для каталитического реактора может быть достигнуто за счет увеличения диаметра рекуператора. При таком размещении каталитический реактор будет иметь форму кольца. Если принять объемную скорость в реакторе 10^5 час^{-1} , исходя из удобного размещения в существующей конструкции микротурбины ГТГМ03, получится кольцо. Внешний

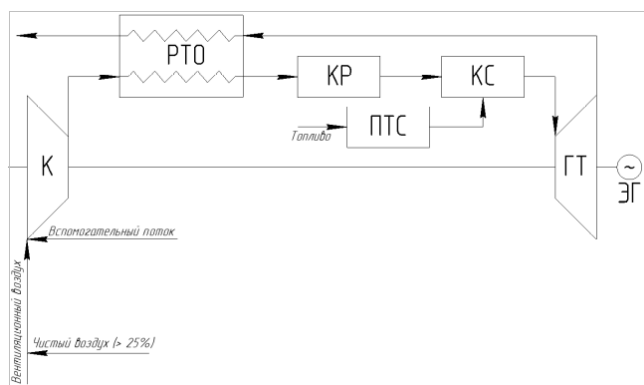


Рисунок 7. Принципиальная схема модернизируемой микротурбины, где К — компрессор, РТО — рекуперативный теплообменник, КР — каталитический реактор, КС — камера сгорания, ПТС — пусковая топливная система, ГТ — газовая турбина, ЭГ — электрогенератор.

диаметр этого кольца будет превышать внутренний диаметр штатного рекуператора на 200 мм. Поэтому, диаметр рекуператора потребуется увеличить, по крайней мере, на 200 мм. Внешний диаметр рекуператора определяет общую ширину микротурбины ГТГМ03, поэтому у модернизированного варианта ширина будет на 200 мм больше.

Во-вторых, предполагается основательно изменить топливную систему. Основная идея модернизации заключается в том, что основное топливо — это метан, содержащийся в утилизируемой метановоздушной смеси. Эта смесь используется в качестве циклового воздуха. Поэтому для основного топлива, как таковой, системы не требуется. Остается штатная система подготовки циклового воздуха. Учитывая то, что установку будет необходимо периодически останавливать, в системе подготовки циклового воздуха должна быть предусмотрена возможность переключаться от утилизируемого сброса к чистому воздуху.

Основной утилизируемый сброс может иметь очень низкую концентрацию метана, выходящую за пределы технических возможностей его утилизации без дополнительного топлива. Часто выбросы низкой концентрации сопровождаются выбросами с концентрацией, превышающей пределы взрывобезопасности. Выбросы с концентрацией, превышающей пределы взрывобезопасности могут быть использованы в качестве вспомогательного топлива. Для этого в топливной системе должна быть предусмотрена очистка и подготовка вспомогательного топлива.

Одной из основных функций подготовки вспомогательного топлива будет регулирование его давления на входе в смеситель. Смеситель вспомогательного топлива предлагается расположить на входе в цикловой компрессор. Кроме основного и вспомогательного топлива необходимо еще и пусковое топливо. Установку неизбежно надо будет периодически останавливать и запускать, а каждый запуск должен будет сопровождаться прогревом конструкции до кондиции, когда каталитический реактор наберет необходимую каталитическую активность. Предлагается сохранить штатную камеру сгорания, отведя ей пусковые функции. Принципиально сохраняются все штатные системы, обеспечивающие запуск

установки. Дополнительно, появится система пускового топлива. В качестве пускового топлива могут использоваться различные виды жидкого и газообразного топлива, а система пускового топлива может иметь несколько модификаций.

6. РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИК МИКРОТУРБИНЫ ГТГМ03 ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

Для выполнения расчетных оценок характеристик микротурбины ГТГМ03 после модернизации использовались обычная инженерная методика, та же, что и при проектировании исходной газотурбинной установки [21]. Инженерная методика заключается в замене характеристик различных элементов (компрессор, турбина и пр.) микротурбины на полиномиальные зависимости, полученные при аппроксимации экспериментальных данных, определенных при собственном исследовании ближайшего аналога или полученных из литературных источников. В итоге расчет характеристики микротурбины ГТГМ03 будет сведен к расчету по совокупности математических моделей элементов аналогов. Учитывая то, что изменения в конструкции влияют незначительно на общие характеристики микротурбины (дополнительное гидравлическое сопротивление, внесенное каталитической камерой сгорания, повлечет за собой снижение полезной мощности на 2–3%) модернизированный вариант будет такой же, как и до модернизации (рисунки 2–5). Особенности, представляющие интерес для модернизированного варианта, показаны на рисунках 6, 8–13.

На рисунке 6 показана линия рабочих режимов на номограмме диапазона приемлемых параметров для каталитического реактора. На рисунке 8 показаны зависимости температур: на входе в турбину T_3 и на входе в камеру сгорания T_{2p} от концентрации метана на входе в камеру сгорания. На рисунке 9 показаны зависимости мощности и частоты вращения ротора от концентрации метана на входе в камеру сгорания. На рисунке 10 показана зависимость количества утилизируемого метана в единицу времени от концентрации метана на входе в

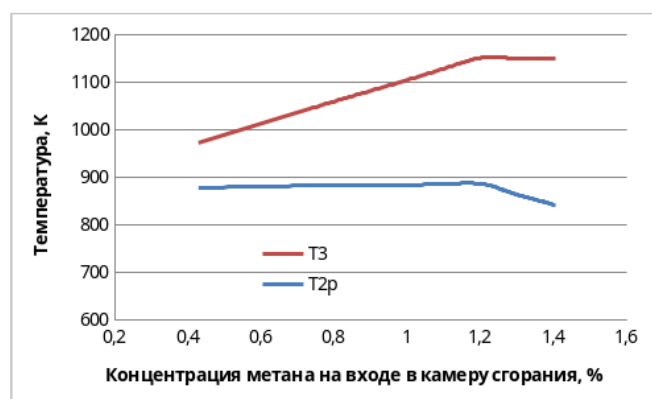


Рисунок 8. Зависимости температур: на входе в турбину T_3 и на входе в камеру сгорания T_{2p} от концентрации метана на входе в камеру сгорания.

камеру сгорания. На рисунке 11 показана зависимость соотношения количества утилизируемого метана в единицу времени основного и вспомогательного сброса от концентрации метана в основном сбросе. На рисунке 12 показано изменение основных параметров в процессе запуска и разогрева. На рисунке 13 показан процесс охлаждения после нормального останова.

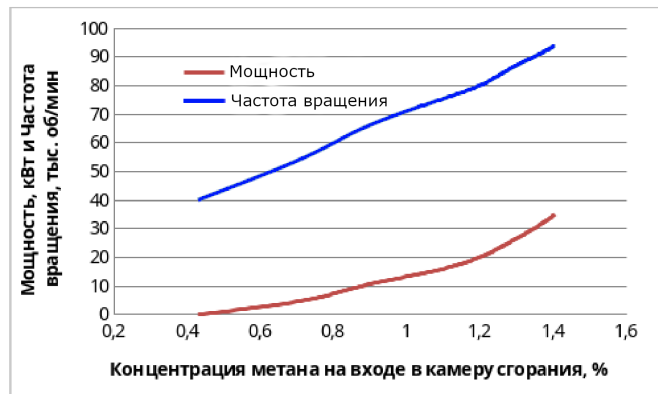


Рисунок 9. Зависимости мощности и частоты вращения ротора от концентрации метана на входе в камеру сгорания.



Рисунок 10. Зависимость количества утилизируемого метана в единицу времени от концентрации метана на входе в камеру сгорания.

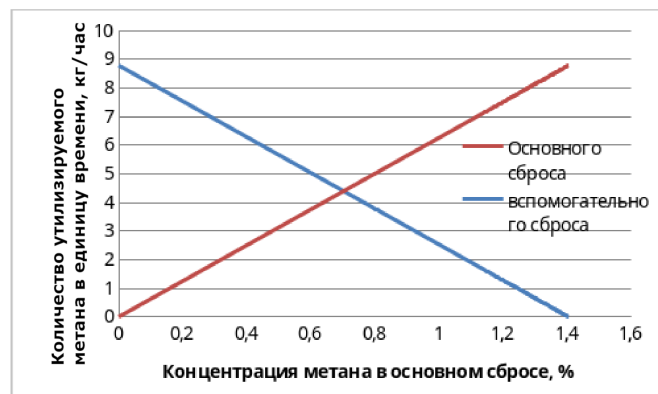


Рисунок 11. Зависимость соотношения количества утилизируемого метана в единицу времени основного и вспомогательного сброса от концентрации метана в основном сбросе.

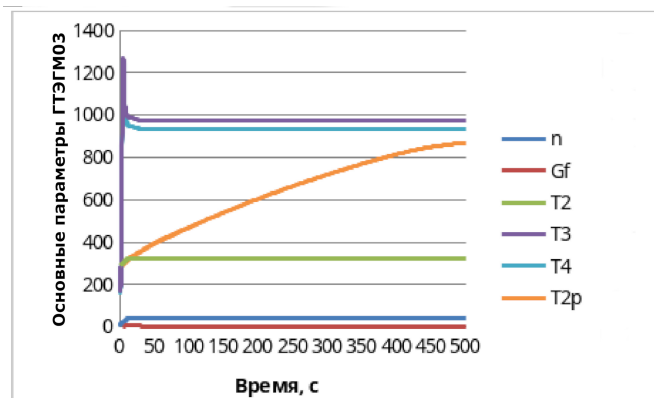


Рисунок 12. Изменение основных параметров ГТЭГМ03 от времени в процессе запуска и разогрева установки.

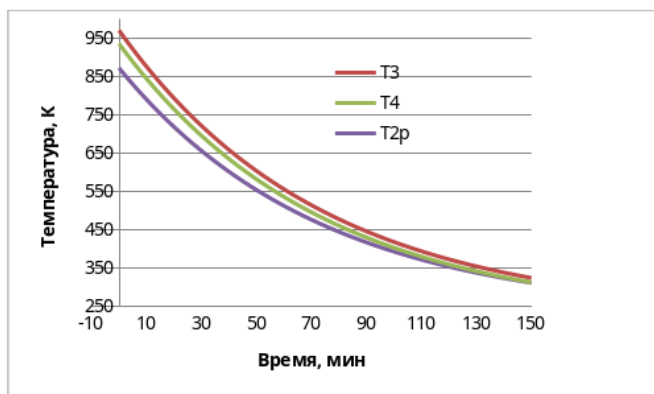


Рисунок 13. Изменение основных температур ГТЭГМ03 в процессе охлаждения после нормальной остановки.

7. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ МИКРОТУРБИНЫ ГТГМ03 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ МЕТАНОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ С УЛЬТРАНИЗКОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ МЕТАНА

Проведенные расчетные исследования и конструкторские проработки показали, что при небольших изменениях в конструкции ГТГМ03 можно разместить каталитическую камеру сгорания. Штатная камера сгорания при этом остается в качестве пусковой.

На всех рабочих режимах основные параметры полностью, с существенными запасами, обеспечивают устойчивую и надежную работу каталитической камеры сгорания (рисунок 6). Наименьшие запасы составляют порядка 100 К, как по минимальной температуре, обеспечивающей приемлемую активность на входе в катализатор, так и по максимальной температуре каталитической матрицы, обеспечивающей приемлемые ресурсные показатели. Такие запасы свидетельствуют о том, что даже при больших неравномерностях по температуре и концентрации смеси общая работоспособность каталитической камеры сгорания нарушаться не будет.

Если в основном утилизируемом потоке концентрация метана находится в пределах от 0.4 до 1.4%, то возможна работа без подачи вспомогательного топлива (метановоздушной смеси из дегазационной системы с концентрацией более 25%) и подмешивания чистого воздуха. При этом режим работы будет определяться концентрацией метана. С ростом концентрации метана будут увеличиваться частота вращения ротора и генерируемая мощность (рисунок 9). Соответственно будет увеличиваться количество утилизируемого метана в единицу времени (рисунок 10). При концентрации метана в потоке на входе в каталитическую камеру сгорания меньше 0.4% суммарные тепловые потери будут превышать количество тепла, полученного в реакции горения, не будет возможности реагирующую смесь предварительно нагревать до требуемой температуры. При концентрации метана в потоке на входе в каталитическую камеру сгорания больше 1.4% режим работы превысит предельно допустимый (будет превышена частота вращения ротора и генерируемая мощность). Поэтому, если рассматривать случаи, когда диапазон возможных концентраций в основном утилизируемом потоке выходит за пределы от 0.4 до 1.4%, должна быть предусмотрена возможность подмешивать в основной поток до его поступления в цикловой компрессор или вспомогательный поток с высокой концентрацией метана, или чистый воздух, в зависимости от того, за какую границу выходит концентрация основного потока.

Наиболее предпочтительным режимом работы целесообразно рассматривать работу с постоянным подмешиванием в основной поток смеси с высокой концентрацией метана. При этом регулирование подачи подмешиваемой смеси осуществлять таким образом, чтобы частота вращения ротора была максимальной. В этом случае концентрация метана на входе в каталитическую камеру сгорания будет постоянной (1.4%), генерируемая мощность будет максимальной и количество утилизируемого метана будет тоже максимальным. При такой работе, в зависимости от концентрации метана в основном утилизируемом потоке, будет меняться соотношение количества утилизируемого метана основного и вспомогательного сброса (рисунок 11).

Любую энергетическую установку необходимо запускать и останавливать. Для запуска газовой турбины с каталитической камерой сгорания необходимо создать условия, когда каталитическая камера сгорания начнет работать (разогреть до рабочей температуры). Поэтому в конструкции модернизированной ГТГМ03 оставлена штатная камера сгорания, только ей отводится роль пусковой камеры сгорания. Остается также и пусковая топливная система. Алгоритм запуска мало чем отличается от алгоритма запуска прототипа. В качестве стартера используется электрогенератор. Для этого инвертор тока переводит электрогенератор в моторный режим. Раскрутка ротора производится максимально быстро. При достижении 20 тысяч об/мин в штатную камеру сгорания подается пусковое топливо и включается воспламенитель. Разгоревшееся топливо резко повышает температуру рабочего тела перед турбиной до номинального значения, и на мгновения температура может несколько превышать номинальное значение. После этого система пускового топлива подхватывает регулирование подачи топлива так, чтобы температура рабочего

тела на входе в турбину соответствовала режиму холостого хода. При достижении частоты вращения 40 тысяч об/мин инвертор прекращает раскрутку ротора и поддерживает частоту вращения 40 тысяч об/мин. На этой частоте вращения происходит прогрев конструкции. Изменение основных температур во время прогрева показано на рисунке 12. К моменту 500 с от начала раскрутки ротора все температуры практически стабилизируются. Процесс разогрева можно считать завершенным. Можно отключать пусковое топливо и переходить на работу с каталитической камерой сгорания.

При нормальном останове надо переключиться на подачу на вход циклового компрессора чистого воздуха. Инвертор медленно, так чтобы температура рабочего тела на выходе из турбины не превышала предельно допустимого значения, снижает частоту вращения ротора до частоты вращения 40 тысяч об/мин. На этой частоте вращения протекает процесс охлаждения. На рисунке 13 показано изменение основных температур во время охлаждения. Для достижения приемлемых температур потребуется приблизительно 2.5 часа.

Проведенные конструкторские проработки и расчетные исследования показали, что принятый прототип хорошо подходит для проведения работ, направленных на создание оборудования, способного утилизировать метановоздушные смеси с очень низкой концентрацией метана, таких как вентиляционный воздух угольных шахт. Минимальные изменения в конструкции прототипа послужат залогом того, что не потребуются дорогостоящих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ для демонстрации предлагаемой технологии.

Учитывая значимость проблемы создания такого оборудования, и то, что для коммерческих структур приобретение оборудования, не прошедшего сертификационных испытаний, неприемлемо, по опыту продвижения инновационных технологий целесообразно государству взять финансовое бремя на себя.

Одно из наиболее актуальных и перспективных направлений для предлагаемой технологии — утилизация шахтного метана. Предлагаемая технология охватывает все возможные виды шахтного метана. При этом предусматривается производство электричества. Но необходимо еще учитывать шахтную специфику.

Периодичность и мощность взрывов метана на шахтах являются неприемлемо высокими. Ни одна шахта не ограждена от рисков в области безопасности. Поэтому главное требование к оборудованию для утилизации метана — обеспечение всех норм безопасности. Это оборудование никак не должно влиять на работу центральной системы дегазации и вентиляции шахт.

Необходимо учитывать нестабильный и непредсказуемый дебит утилизируемого метана. Необходимо предусматривать быстрые и большие изменения количества капируемого метана. Приоритеты показателей эффективности оборудования, утилизирующего шахтных метан, будут совсем другими по сравнению с оборудованием для производства электричества. Такой показатель как коэффициент полезного действия для утилизирующего оборудования не актуален. На первое место выходят такие показатели как удельные капитальные затраты на единицу утилизируемого метана и удельные эксплуатационные затраты.

Другие приоритеты сильно влияют на принимаемые решения при проектировании установки. Любое решение является компромиссом между целевыми критериями. Если в традиционных установках цель достижения высокого коэффициента полезного действия (КПД) приводит к росту цены оборудования, удорожанию и усложнению технического обслуживания, то в случае утилизации, когда коэффициент полезного действия не имеет никакого значения, себестоимость оборудования и технического обслуживания могут быть существенно понижены.

8. ВЫВОДЫ

- Наиболее перспективным направлением решения проблемы утилизации метаносодержащих сбросных газов низкой концентрации является создание энергетических установок, способных использовать эти газы в качестве топлива. Но такие энергетические установки должны отвечать ряду специфических требований, особенно если речь идет о шахтном метане. Угольные шахты являются объектами чрезвычайно высокой опасности. Никакие дополнительные риски абсолютно неприемлемы. Поэтому основное требование угольных компаний к проектам по утилизации шахтного метана заключается в том, что они ни в коем случае не должны влиять на работу центральной системы дегазации.
- Необходимо учитывать экономическую специфику утилизационных систем. Она заключается в том, что основная их цель — сжечь метан, а все остальное (тепло, электричество) — вторичные продукты. Создаются такие механизмы, когда утилизация метаносодержащих сбросных газов будет выгодна и в тех проектах, в которых никаких побочных продуктов не предусматривается. Будут такие стимулы, что доход будет зависеть от количества сожженного топлива (утилизируемого метана). Чем больше сожжешь, тем больше получишь доход. Иными словами, утилизируемый метан будет иметь отрицательную цену. Безусловно, отрицательная цена не обязательно будет распространяться на все виды выбросов метана, но для бедных смесей это неизбежно будет. Поэтому такой показатель эффективности как коэффициент полезного действия для утилизирующего оборудования не актуален. На первое место выходят такие показатели, как удельные капитальные затраты на единицу утилизованного метана и удельные эксплуатационные затраты.
- В качестве энергетического оборудования для утилизации метаносодержащих сбросных газов с ультранизкой концентрацией метана может быть предложена газотурбинная установка с каталитической камерой сгорания. Прототипом такой установки может быть модернизированный вариант микротурбины ГТГМ03. Специалисты ОИВТ РАН принимали активное участие в разработке этой микротурбины и имеют опыт в исследовании каталитического горения в камерах сгорания газовых турбин.
- Проведенные предварительные исследования возможности модернизации микротурбины ГТГМ03 под установку каталитической камеры сгорания с целью утилизации метаносодержащих сбросных газов низкой концентрации показали:

- для каталитической камеры сгорания могут быть использованы относительно недорогие (не содержащие драгметаллов) катализаторы. Имеются примеры исследования таких катализаторов на предмет обеспечения требуемого диапазона рабочих параметров и ресурсных показателей;
- каталитическая камера сгорания может обеспечить все рабочие режимы работы микротурбины ГТГМ03, за исключением запуска и прогрева установки. Для обеспечения запуска и прогрева необходимо предусмотреть наличие пусковой камеры сгорания с системой подачи пускового топлива;
- при концентрации метана в пределах от 0.4 до 1.4% возможна работа без подачи вспомогательного топлива (метановоздушной смеси из дегазационной системы с концентрацией более 25%) и подмешивания чистого воздуха;
- для размещения каталитической камеры сгорания потребуется увеличить внутренний диаметр рекуператора на 200 мм, соответственно на эти же 200 мм увеличится внешний габарит установки, так как, для ширины ГТГМ03 определяющим элементом является рекуператор.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (государственное задание № 075-00269-25-00 от 26 декабря 2024 г.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Широков В А и Клапчук И О 2019 *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе* **6** 38–41
2. Ma T and Liu J 2022 *Int. J. Coal Sci. Technol.* **9** 68
3. Пармузин П Н 2017 *Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов* (Ухта: УГТУ)
4. Костеренко В Н, Смирнов О В и Шевченко Л А 2020 *Аэрология горных предприятий* (Москва: Горная книга)
5. Алексеев А Д и Молчанов А Н 2010 *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)* **5** 112–121
6. ОАО “СУЭК-Кузбасс” 2010 Утилизация дегазационного метана на шахтах ОАО “СУЭК-Кузбасс” *Отчет*
7. Европейская экономическая комиссия 2010 Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах (*Серия публикаций ЕЭК по энергетике* т. 31) (Нью-Йорк & Женева: ООН) URL https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/cmm/pub/BestPractGuide_MethDrain_es31_r.pdf
8. Госгортехнадзор России 2003 Правила безопасности в угольных шахтах ПБ 05-618-03 *Постановление Госгортехнадзора России* 50
9. Пармон В Н, Симонов А Д, Садыков В А и Трихов С Ф 2015 *Физика горения и взрыва* **51** 5–13
10. Ельчанинов Е А, Ельчанинова Е А и Куликова А А 2007 *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)* **7** 231–237
11. Косой А С, Борисов Ю А, Синкевич М В, Рамазанов Э Р и Вендланд Л Е 2023 *Вестник ОИВТ РАН* **10** 30–39
12. Пармон В Н, Исмагилов З Р, Фаворский О Н, Белоконов А А и Захаров В М 2007 *Вестник РАН* **77** 819–826

13. Исмагилов З Р и др. 2008 *Вестник РАН* **49** 922–935
14. Исмагилов З Р, Шикина Н В и др. 2009 Способ сжигания углеводородных топлив (варианты) и катализаторы для его осуществления *Патент* RU2372556C2
15. Dalla Betta R A, Schlatter J C, Nickolas S G, Razdan M K and Smith D A 1995 Application of catalytic combustion technology to industrial gas turbines for ultra-low nox emissions *ASME Int. Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition* (Houston, TX, USA) paper 95-GT-65
16. Fujii T, Ozawa Y, Kikumoto S, Sato M, Yuasa Y and Inoue H 1996 High pressure test results of a catalytic combustor for gas turbine *ASME Int. Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition* (Birmingham, UK) paper 96-GT-382
17. Schlatter J C, Dalla Betta R A, Nickolas S G, Cutrone M B, Beebe K W and Tsuchiya T 1997 Single e-digit emissions in a full scale catalytic combustor *ASME Int. Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition* (Orlando, FL, USA) paper 97-GT-57
18. de Biasi V 1997 Ultra-low NO_x catalytic combustion being retrofitted to old gas turbines *Gas Turbine World Handbook* pp 3–6
19. Борисова Т В, Качкина О А, Балашов В А, Любушкин В А, Атаманчук О В и Абрамов А К 1997 Катализатор для дожигания органических соединений и оксида углерода и способ егополучения *Патент* RU2120333C1
20. Мулина Т В, Борисова Т В, Любушкин В А и Чумаченко В А 2001 Катализатор для глубокого окисления органических соединений и оксида углерода в газовых выбросах и способ его получения (варианты) *Патент* RU2199388C2
21. Борисов Ю А, Вендланд Л Е, Косой А А, Прибылов В Г и Синкевич М В 2017 Математическое моделирование термодинамических процессов газовой турбины малой мощности *Сборник докладов Десятой Всероссийской конференции молодых ученых и специалистов (с международным участием)* с. 270–273