© Е.А. Ельчанинов, Е.А. Ельчанинова, А.А. Куликова, 2007

УДК 622.411.33

Е.А. Ельчанинов, Е.А. Ельчанинова, А.А. Куликова

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ГТУ

Семинар № 10

На шахтах России ежегодно извлекается 420-470 млн. $м^3$ дегазационными и 4,5-5 млрд. $м^3$ вентиляционными системами метана угольных пластов. В перспективе существует реальная возможность извлекать до 3 млрд. $м^3$ в год дегазационными и 5-6 млрд. $м^3$ вентиляционными системами шахт.

Метан является не только прекрасным энергоносителем, но и обладает высоким парниковым эффектом имея тепловую отражательную способностью молекул в 20 и более раз выше чем молекулы CO_2. Скорость его накопления в атмосфере происходит в 2,7 раза интенсивнее, чем CO_2 ввиду более длительного периода распада по отношению к CO_2.

Использование метана в качестве газообразного топлива с концентрацией в диапазоне 3,5-25 % в существующих теплоэнергетических агрегатах считается опасным. Концентрация извлекаемого метана угольных пластов на шахтах колеблется от 0,5 до 60 % и более, что ограничивает его утилизацию.

Частично каптируемая метановоздушная смесь используется в качестве топлива в топках водогрейных котлов и сушильных агрегатов при содержании метана в смеси от 30 % и более, при концентрациях до 3 % используется в качестве дутья при слоевом сжигании угля. При 30 % метана смесь имеет теплоту сгорания - 2500 ккал/кг, при 40 % - 3400 и при 60 % - 5100 ккал/кг, при 100 %-й - 8400 ккал/кг.

Не используемая некондиционная метановоздушная смесь выбрасывается в атмосферу оказывая негативное воздействие на окружающую среду и социально экономическое развитие угледобывающих регионов.

Масштабы неблагоприятных изменений в атмосфере угледобывающих регионов в настоящее время намного превосходят возможности их устранения. Осознавая отрицательные экологические последствия выбросов метана в атмосферу целесообразно максимально его утилизировать создавая новые технологии и технику, позволяющие использовать концентрации от 2,5 до 60 % и более, и не обязательно стремиться к использованию дорогостоящих дополнительных технологий увеличения газоотдачи с угольных пластов, особенно при предварительной дегазации не тронутого массива.

Наиболее приемлемыми установками, для утилизации метана угольных пластов с низкой и нестабильной концентрацией, являются газовые турбины (ГТУ) в которых рабочим телом является газ в отличие от паровых и водяных.

Классическая схему ГТУ предусматривает расположение компрессора на одном валу с турбиной, а между компрессором и турбиной располагается камера сгорания топлива. В камеру под избыточным давлением подают метановоздушную смесь, причем меньшая часть воздуха (15-25 %) идет на горение топлива, а остальная часть – на охлаждение поверхностей жаровых труб и элементов конструкции, а также на снижение температуры рабочего тела до рабочей (750-900 ^{0}С).

После срабатывания теплового перепада в турбине рабочее тело обладает достаточной температурой, чтобы использовать его тепло для повышения общего к.п.д. установки.

Общий избыток воздуха составляет при этом 4-8 кратный, если исходить из условий стехиометрии, то обогащенный метан разбавляют дополнительно воздухом, что приводить к дополнительным затратам, т.е. первоначально затраты на обогащение, а затем затраты на разбавление и доведение до уровня стехиометрии (9,5 %).

Очевидно, что при использовании в качестве топлива метановоздушной смеси с концентрацией метана до 2 % по «классической» схеме, разбавление ее воздухом приведет к тому, что даже при полном и стабильном горение метана, температура рабочего тела перед турбиной будет явно ниже допустимой и установка не сможет работать.

При схеме подачи смеси на вход компрессора есть некоторые особенности:

- исключается возможность использования вторичного воздуха для охлаждения элементов конструкции камеры сгорания и турбины, что определяет необходимость создания выносной камеры сгорания;

- необходимо обеспечивать постоянство предельно допустимой температуры рабочего тела перед турбиной либо путем снижения ее, если она высокая, либо поднятия, если она недостаточна, подачей дополнительного топлива или регенерацией тепла;

- рассчитывать ГТУ на постоянный расход смеси с постоянной концентрацией метана 2,5–3,5 %, когда установка выходит на требуемые параметры (обороты ротора, мощность), которые затруднительно регулировать, т.к. любое отклонение расхода смеси или концентрации в ней метана приведет к изменению температуры рабочего тела перед турбиной. При этом произойдет либо раскрутка турбины с превышением ее мощности сверх допустимой, либо быстрое затухание процесса с полной остановкой ГТУ. Поэтому в камере сгорания должен быть стабильный процесс горения метана с достаточно полным его выгоранием.

На шахте Стаффорд (Англия) была применена ГТУ с использованием газовой смеси исходящей вентиляционной струи и каптируемого газа. Исходящая струя с содержанием метана не более 1,5 % при температуре 35 ^{0}С и относительной влажности 90-95 % проходила очистку в бумажных фильтрах и направлялась в компрессор ГТУ, где температура повышалась до 198 ^{0}С. Затем, пройдя теплообменник, газ нагревался до 445 ^{0}С и подавался в реактор, где при температуре свыше 1000 ^{0}С происходило его окисление, где отдав часть тепла на обеспечение работы реактора, газ при температуре 570 ^{0}С поступал на смешение с другим газовым потоком с температурой 900 ^{0}С, получаемым в результате сжигания каптируемого газа с содержанием метана 65-75 % в вынесенной камере сгорания. Смесь газов поступала в турбину при температуре 750 ^{0}С,

обеспечивая работу компрессора для сжатия газа с низкой концентрацией метана и отбор мощности 1990 л.с. на электрогенератор переменного тока.

Следует обратить внимание на то, что значительная доля тепла поступала от сжигания кондиционного метана, и вопрос возможности работы схемы только на низко концентрированном газе остается открытым.

Схема работы ГТУ, созданная Казахским НИИ Энергетики совместно с Уральским турбо моторным заводом (УТМЗ) имеет отличия. В ней использована специальная камера сгорания, представляющая собой вращающийся барабан с насадкой регенератора, через которую проходит газовая смесь от компрессора с содержанием метана 1,6 %. В описании ГТУ также приведены несколько значений концентрации метана: в начале речь идет об 1 %, на схеме указано 1,6 %, а расчетная концентрация на входе в компрессор – 2 %.

Необходимо отметить, что теплотворная способность газовой смеси при концентрации метана 1 %, 1,6 % и 2 % составляет соответственно 278,35 кДж/кг, 446,4 кДж/кг и 559,34 кДж/кг. Очевидно, что для необходимого значения тепловыделения химического тепла смесей газов с концентрацией метана 1,6 % и тем более 1 % явно недостаточно. Видимо, в этих случаях необходима подсветка жидким топливом, и только при приближении концентрации метана к 2 % значения теплотворной способности смеси становятся близкими к той величине, при которой камера сгорания может работать без «подсветки», при условии стабильного горения и полного сгорания метана.

Таким образом, оценка возможности работы ГТУ на газовой смеси с низкой концентрацией метана показывает, что нижний предел концентрации метана находится где-то в районе 2-2,5 %.

Для использования метановоздушной смеси до 2,5 % произведен контрольный расчет для стабильности работы газовой турбины (рис. 1, рис. 2, рис. 3). Практически любая из известных газовых турбин мощностью от 1,5 кВт до 3,5 МВт сможет работать на газе с концентрацией метана 2,5 % при условии создания специальной камеры сгорания, обеспечивающей полное и стабильное горение метана. В решении этого вопроса на сегодня имеются трудности. Существующие камеры сгорания не удовлетворяют условиям стабильности температуры выходящих газов при сжигании метана концентрации 2,5–3,5 %.

Для обеспечения эффективности сжигания метана угольных пластов было создано ряд камер основанных на принципе использования стехиометрического состава газа (9,5%). При этом газовоздушная смесь должна быть, с постоянным дебитом и концентрацией, а ее горение - полным и стабильным.

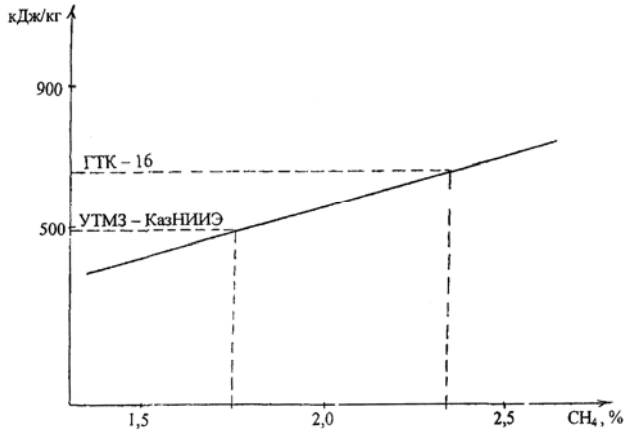
Для оценки возможности работы ГТУ на определенной концентрации метана следует вычислить удельное подведенное тепло по имеющимся значениям температур газов T_2 за компрессором (на входе в камеру сгорания) и на входе в турбину T_3:

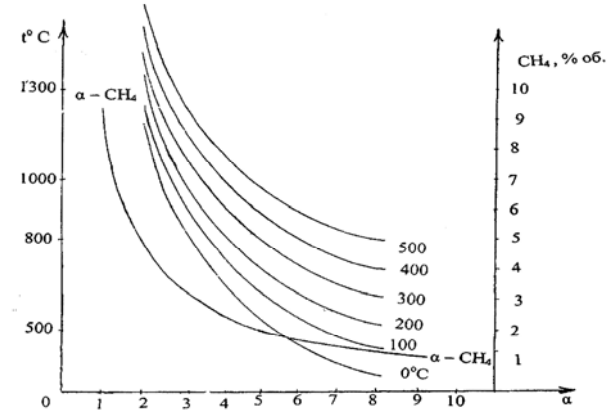
$$q = l/n_{KC}\ Cp\ (T_3 - T_2)\ \text{кДж/кг},$$

где Ср. = 1,13 кДж/кг.град. - теплоемкость газов; $n_{кс}$ = 0>97 - к.п.д. камеры сгорания.

Вычислив удельное подведенное тепло на входе в турбину и используя график на рис. 1 от значения q на оси ординат проводим горизонталь до

пересечения с зависимостью Q от CH_4 %, из точки пересечения опускаем нор-





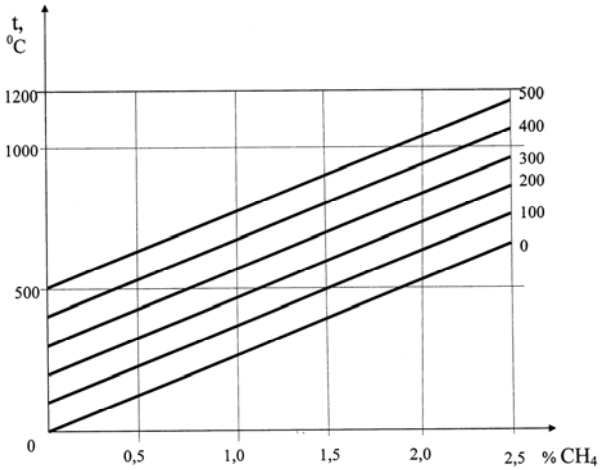


Рис. 1. Зависимость теплотворной способности газовой смеси от содержания в ней метана

Рис. 2. Зависимость температуры сгорания МВС от содержания СЩ для различных исходных температур

Рис. 3. Зависимость теплотворной способности от содержания метана в газовой смеси

маль на ось абсцисс, фиксируем значение минимальной концентрации метана, при которой ГТУ способна работать.

Например, минимальная концентрация метана для самостоятельной работы ГТУ по схеме «КазНИИЭнергетики» и УТМЗ составляет 1,75 %, а расчетная для ГТУ типа ГТК-16 УТМЗ - 2,37 % CH_4.

Самой важной характеристикой рабочего тела является его температура перед рабочей турбиной. Путем расчета парциальных значений теплосодержания продуктов сгорания метана для различных температур (с учетом соответствующих теплоемкостей) и для различных концентраций метана (или коэффициента избытка воздуха) получена диаграмма продуктов сгорания метановоздушных смесей рис. 2.

Это позволило построить серию зависимостей адиабатических температур горения таких смесей от содержания в них метана, а также от степени их предварительного нагрева (рис. 2). В этом случае, выбрав ГТУ с опре-

деленной температурой рабочего тела перед турбиной, откладываем ее значение по оси ординат, и, проводим горизонталь до пересечения с серией кривых $t = t(CH_4\ \%)$, получаем на оси абсцисс значения минимальных концентраций метана для различных температур подогрева смеси, при которых ГТУ сможет работать.

Например, при допустимой температуре перед турбиной 600 °С ГТУ может работать с концентрацией метана на входе 3,3 % без подогрева, 2,8 % при подогреве до 100 °С, 2,4% - до 200 °С, 2,0 % - до 300°С, 1,7% -400°С, 1,3 % - до500 °С.

Важно отметить температуру t_2 за компрессором в конкретной конструкции ГТУ, обычно она составляет 150-350 °С, что и определяет значение концентрации метана.

Дальнейшее снижение концентрации возможно при условии дополни- тельного подогрева смеси, т.е. за счет усложнения схемы и значительного утяжеления конструкции ГТУ.

Оценивая сведения о ГТУ в зарубежной литературе возникает представление, что многочисленные описанные в печати варианты ГТУ зарубежных фирм носят рекламный характер, нередко даже не указано, на каком топливе ГТУ работает. Выявлено более 100 моделей ГТУ зарубежных фирм с полезной мощностью от 150 кВт до 38 МВт.

В отечественном газотурбостроении преобладает тенденция на создание мощных ГТУ для использования в энергетике и в качестве привода нагнетателей природного газа на газопроводах (десятки и сотни Мвт.).

Компактные отечественные установки (в основном, для транспорта) разрабатываются на ведомственных предприятиях, сведения о них мало доступны.

Для правильного выбора объекта, т.е. приведение в соответствие количества теплосодержания вентиляционного и дренированного газа с потребным количеством тепловой, электрической и механической энергии, которое может быть использовано необходимо:

- обеспечение стабильности количества подаваемого в ГТУ шахтного газа и заданной концентрации в нем метана;
- предварительная очистка от пыли;
- обеспечение полного и стабильного сгорания метана в камере сгорания.

Последнее обстоятельство является решающим, т.к. все известные попытки использовать газ с низкой концентрацией метана, даже при подаче дополнительного топлива, распространения не получили. Общеизвестно, что не существует надежной методики расчета камер сгорания ГТУ даже на «чистом» топливе, а исследования процесса сгорания метана низкой концентрации полны противоречий, неувязок и белых пятен. Поэтому единственным путем к решению задачи, без повторения пройденных решений, является проведение комплекса работ, направленных на создание камер сгорания, обеспечивающих надежный режим, полное и стабильное горение низкоконцентрированных метановоздушных смесей.

Когда это условие будет соблюдено, не составит никакого труда скомпоновать такую камеру горения с любой по мощности и габаритам конструкцией ГТУ, где предусмотрена выносная камера сгорания.

Таблица 1

Схема ГТУ	$сн_4$, %	Полезная мощность, кВт.	Удельн. подвед. тепло, кДж/кг	КПД цикла	Примечание
Англия ш.Стеффорд	1,5	1463	641	29,5	Дополнительно вводится метан с конц. до 75% (> 50% по теплу)
КазНИИЭн УТМЗ	1,6	4590	489	21,0	Дополнительно используется жидкое топливо (5-10% по теплу)
Россия ГТК-16 (ЦМТЗ)	2,5	16000	643	25,0	Предполагается стабильное горение (для расчета) (тепла хватает)

Таблица 2

CH_4,%	L	Концентрация 0_2 в продуктах сгорания, %	Температура горения смеси при ее подогреве до сжигания, °С		
			100	200	400
1,0	10,40	19,2	355	450	645
2,0	5,14	17,3	600	690	870
2,5	4,10	16,3	715	805	985

1. Проверочные расчеты схем использования шахтного газа для двух известных схем и применительно к ГТУ на природном газе приведены в табл. 1.

Расчет показал, что концентрация метана в 2,5 % достаточна для работы турбин независимо от мощности при условии стабильного и полного сгорания метана.

2. Расчетная температура горения представлена в табл. 2.

При 400 °С температура перед турбиной составляет 700-1000 °С, что соответствует температурам в реально действующих ГТУ.

3. При организации стабильного горения метана, газотурбинные установки, независимо от их типа и мощности, обеспечивают требуемые параметры.

Учитывая тот факт, что шахтный метан можно рассматривать как бросовое топливо (выбрасываемое в атмосферу), срок окупаемости ГТУ составляет до 2-х лет. Кроме того, эксплуатационные затраты ГТУ по сравнению с мощными теплоэлектростанциями существенно ниже по причине использования шахтного метана.

Предварительные расчеты показывают, что при условии извлечения и использования 65-70 % метана из исходящей вентиляционной струи с концентрацией 3,0-3,5 % в газовой турбине будет получено $4{,}15.10^7$ МВт электроэнергии и $4{,}2.10^7$ Гкал теплоты.

Технология получения электроэнергии и тепла с использованием газовой турбины с выносной камерой, работающей на метане угольных пластов разработана совместно с Московским государственным техническим университетом им. Н.Э.Баумана и АООТ «Калужский двигатель» г. Калуга. В качестве базового двигателя выбран выпускаемый танковый двигатель ГТУ - 1250, который является приводом для электрогенератора 850 кВт. Избыток тепловой энергии с t = =400 ^{0}С передается на теплообменники для решения конкретных

задач теплоснабжения промышленного объекта.

Стоимость внедрения технологии высока. Электроэнергия и тепло от газовой турбины быстро не окупят капитальные затраты. Однако преимущества такой миниэлектростанции очевидны: подвижность, блочность, легкий запуск в самые холодные дни зимы, сравнительно высок моторесурс двигателя, экологическая чистота выбросов, что ставит в первый ряд по сравнению со строительством ТЭЦ или котельной. Здание для такой электростанции не нужно. Себестоимость электроэнергии и тепла низкая, учитывая то, что шахтный метан выбрасывается и расход энергии на собственные нужды невелик. Кроме того, надо учесть высокую надежность установки.

С точки зрения компоновки различают две схемы ГТУ - с замкнутым и открытым циклом.

Замкнутый цикл ГТУ включает в себя 3 одноступенчатых компрессора, камеру сгорания и регенератор. В качестве рабочего тела применяется воздух, нагреваемый в камере сгорания до температуры 800 °С. Расход шахтного метана в пересчете на 100 % метан составляет 0,2 кг/с при давлении 5-10 атм. Замкнутый цикл ГТУ является более простой схемой и при создании первой опытной установки является предпочтительной.

Схема ГТУ с открытым циклом является более сложной. В схему входит три турбины: первая - для привода главного компрессора, вторая - для привода двух вспомогательных компрессоров, а третья - многоступенчатая для привода электрогенератора без редуктора. Рабочее тело после регенератора выбрасывается либо в атмосферу, либо в котел - утилизатор. При открытом цикле ГТУ более высокий КПД, чем в закрытом цикле. Схема более выгодна для получения тепла. Но техническое осуществление схемы ГТУ намного сложнее.

ГТУ создаются в модульной компоновке, чтобы вся аппаратура схемы помещалась либо на автомобильном прицепе, либо на железнодорожной платформе. ГТУ имеет пусковую схему. Работа ГТУ полностью автоматизирована и рассчитана на беспрерывную работу в количестве 30 тыс. часов.

Предварительная проектная проработка ГТУ с закрытым циклом представляет собой контейнер длиной 5300, шириной 2000 и высотой 1500 м. Масса около 6000 кг, включая электрогенератор 3800 кг.

Удельные затраты на строительство установки, вырабатываемой 1 кВт электроэнергии, те же, что и в большой электроэнергетике. ГИАБ

Коротко об авторах

Ельчанинов Е.А., Ельчанинова Е.А., Куликова А.А. – Московский государственный горный университет.