

Сжигание водородосодержащих газов в газотурбинных установках

В. Д. Буров, к.т.н. – ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»

Б. А. Рыбаков, к.т.н. – ООО «СК-Инжиниринг»

М. А. Савитенко – АНО «Центр исследований и научных разработок
в области энергетики «Водородные технологические решения»

Характеристики водородосодержащих газов (ВСГ) зависят от содержания водорода в топливном газе. Выявление этих зависимостей необходимо для определения параметров пунктов подготовки топливного газа для газотурбинных установок.

In brief Combustion of methane-hydrogen gases in gas turbine plants.

The characteristics of hydrogen-containing gases depend on the hydrogen content in the fuel gas. The identification of these dependencies is necessary to determine the parameters of fuel gas treatment units for gas turbine power plants. The use of hydrogen as a fuel gas is becoming a hot topic. This is primarily due to the fact that when burning hydrogen no carbon dioxide is released, but only water vapor is formed. It is important herewith to determine the possibility of burning hydrogen-containing mixtures in gas turbines equipped with standard combustion chambers designed for burning of natural gas. For each gas turbine plant there is an acceptable range of changes in the combustion heat and the Wobbe number of the fuel gas. The mass heat of combustion of hydrogen-containing gases can be reduced by mixing nitrogen with the fuel gas.

Рис. 1. Зависимость CO_2 от концентрации H_2 в топливном газе

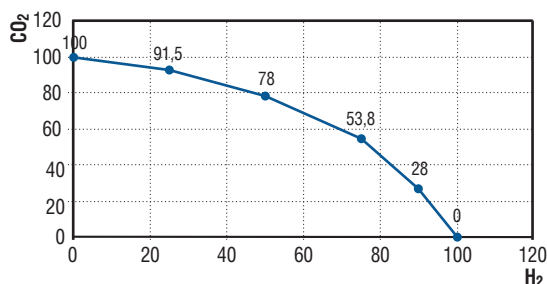
Использование водорода в качестве топливного газа становится актуальной темой. Это вызвано, прежде всего, тем, что при сжигании водорода не выделяется углекислый газ, а образуется только водяной пар. Так, при сжигании одного килограмма водорода (H_2) выделяется 120 МДж тепловой энергии и 9 кг водяного пара (H_2O). При сжигании одного килограмма метана (CH_4) выделяется 50 МДж тепловой энергии, а также 2,75 кг углекислого газа (CO_2) и 2,25 кг водяного пара (H_2O), то есть 5 кг парниковых газов.

Таким образом, для получения 120 МДж тепловой энергии потребуется сжечь 2,4 кг метана. При этом в атмосферу попадет 6,6 кг углекислого газа и 5,4 кг водяного пара, то есть 12 кг парниковых газов.

При сжигании водородосодержащих газов (ВСГ) выбросы углекислого газа в атмосферу будут снижаться по сравнению с выбросами CO_2 , образующимися при сжигании природного газа, как показано на рис. 1.

Важным является определение возможности сжигания водородосодержащих смесей в газотурбинных установках при использовании стандартных камер сгорания, разработанных для природного газа.

В табл. 1 дан компонентный состав природного газа и водородосодержащего газа. Из табл. видно, что природный газ состоит в основном из метана, а ВСГ – из метана и водорода,



поэтому для моделирования основных характеристик ВСГ будем использовать характеристики метана и водорода.

В табл. 2 приведены значения объемной низшей теплоты сгорания и плотности природного газа и ВСГ при стандартных условиях, а также значения числа Воббе. Как видно, у водородосодержащего газа данные значения ниже, чем у природного газа, – это обусловлено характеристиками водорода.

Из табл. 3, где приведены такие характеристики, как плотность (ρ), низшая теплота сгорания (НТС) и низшее число Воббе (WI) метана, водорода и природного газа, видно, что объемная теплота сгорания водорода в 3,4 раза меньше, чем природного газа; плотность – в 8,3 раза меньше, массовая теплота сгорания – в 2,4 раза выше, а число Воббе водорода ниже, чем природного газа, всего на 18 %.

Если в водородосодержащем газе доля азота не превышает 1 %, то объемная теплота сгорания ВСГ ниже, чем у природного газа, массовая теплота выше, а объемное число Воббе ниже, чем природного газа.

Отсюда следует вывод: поскольку объемная теплота сгорания водорода существенно ниже, чем у природного газа, то при сжигании ВСГ проходное сечение газопроводов и оборудования системы подготовки топливного газа (фильтров, запорно-регулирующей арматуры, теплообменников) должно быть увеличено по отношению к проходному сечению газопровода природного газа.

Зависимость характеристик ВСГ от содержания водорода

На графиках рис. 2 (а, б, в, г) представлены зависимости плотности, объемной и массовой теплоты сгорания и объемного числа Воббе водородосодержащего газа от объемной концентрации водорода.

Табл. 1. Компонентный состав природного газа и ВСГ

Компонентный состав, молярная доля (%)	Газ природный ГОСТ 5542-2014	ВСГ
Метан	95,1...97,67	71,30...73,00
Этан	0,99...2,57	1,0...1,6
Пропан	0,303...0,82	0,3...0,6
Изо-бутан	0,05...0,125	0,05...0,125
Норм-бутан	0,05...0,124	0,05...0,124
Нео-пентан	< 0,01	< 0,01
Изо-пентан	< 0,02	< 0,02
Норм-пентан	< 0,02	< 0,02
Гексаны + высш. углеводороды	< 0,02	< 0,02
Гелий	< 0,01	< 0,01
Водород	< 0,01	<25,0
Кислород	< 0,05	< 0,05
Азот	0,6...1,0	0,3...0,5
Диоксид углерода	0,139...0,186	< 0,2
Монооксид углерода	Отсутствует	< 0,3
Этилен	Отсутствует	0,15...0,50

Табл. 2. Характеристики природного газа и ВСГ

Наименование показателя	Газ природный ГОСТ 5542-2014	ВСГ
Низшая теплота сгорания (НТС) при стандартных условиях, МДж/м ³	34,15...34,36	27,24...28,91
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,696...0,706	0,535...0,570
Низшее число Воббе, МДж/м ³ (среднее)	45,1	41,47

Табл. 3. Характеристики метана, водорода и природного газа

Характеристики	Природный газ	Метан CH ₄	Водород H ₂
Объемная низшая теплота сгорания при нормальных условиях, МДж/м ³	36,6	35,88	10,79
Плотность при нормальных условиях, кг/м ³	0,746	0,717	0,09
Относительная плотность	0,58	0,55	0,07
Массовая низшая теплота сгорания при нормальных условиях, МДж/кг	49	50	120
Объемное число Воббе при нормальных условиях, МДж/м ³	48	48,2	40,7

Для каждой газотурбинной установки существует допустимый диапазон изменения теплоты сгорания и числа Воббе топливного газа. Например, для ГТУ SGT5-2000E максимальное значение массовой теплоты сгорания топливного газа равно 50 МДж/кг ± 5 %.

Поскольку массовая теплота сгорания ВСГ выше, чем у природного газа (49 МДж/кг), то подмешивание водорода к природному газу увеличит массовую теплоту сгорания топливного газа. При максимальном значении массовой теплоты сгорания 52,5 МДж/кг максимальная допустимая объемная концентрация водорода в топливном газе составит 0,27 (27 %).

При подмешивании водорода к природному газу число Воббе топливного газа уменьшится, так как значения объемного числа Воббе ниже, чем у природного газа (48,1 МДж/м³).

Минимальное значение объемного низшего числа Воббе водородсодержащего газа для ГТУ SGT5-2000E составляет 37,5 МДж/м³.

Из графика на рис. 2г видно, что зависимость числа Воббе от концентрации водорода имеет минимум при значении концентрации водорода в ВСГ равном 0,84. Минимальное значение числа Воббе равно 38,44 МДж/м³, что превышает минимально допустимое значение для водородсодержащего газа.

Следовательно, для ГТУ SGT5-2000E объемное число Воббе ВСГ не является ограничивающим фактором. Ограничивающий фактор для нее — значение максимальной массовой теплоты сгорания ВСГ.

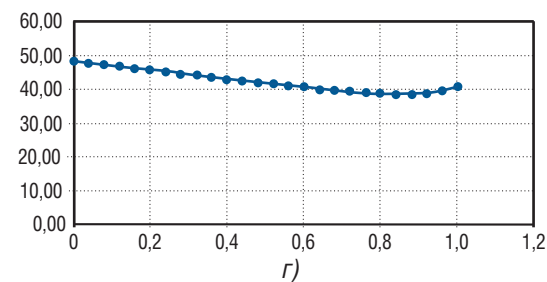
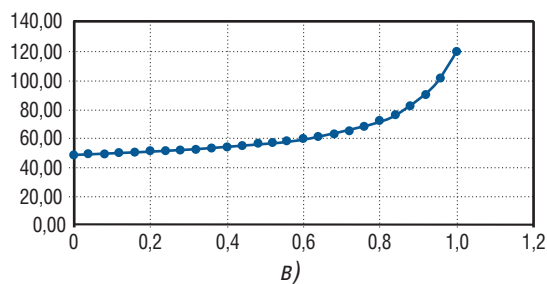
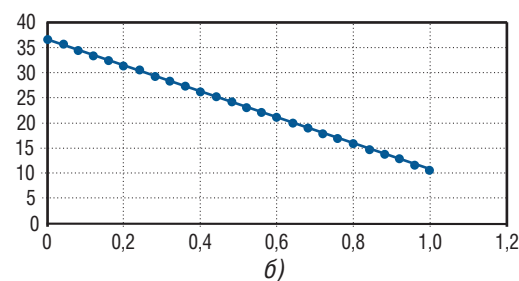
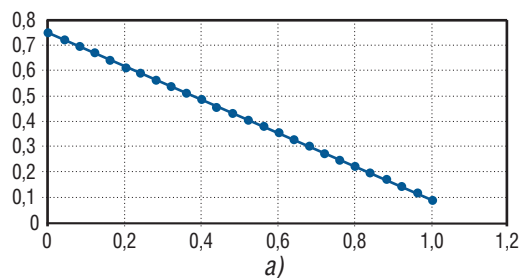


Рис. 2. Графики зависимости характеристик ВСГ от объемной концентрации водорода:
а) плотности ВСГ;
б) объемной низшей теплоты сгорания;
в) массовой теплоты сгорания;
г) числа Воббе

Табл. 4. Характеристики ВСГ при концентрации азота в диапазоне 9,3...9,6 %

Наименование	Значение					
	25	26	27	28	29	31
H ₂ (% об.)	25	26	27	28	29	31
N ₂ (% об.)	9,3	9,4	9,4	9,6	9,5	9,6
МНТС*, МДж/кг	43	43	43	43	43	43
ОНЧВ**, МДж/м ³	38,6	38,4	38,1	37,8	37,7	37,4

* Массовая низшая теплота сгорания

** Объемное низшее число Воббе

Увеличение предельной концентрации водорода за счет добавления азота

Массовую теплоту сгорания ВСГ можно уменьшить с помощью подмешивания азота к топливному газу. Это приведет к снижению массовой теплоты сгорания, поскольку азот является инертным газом, имеющим плотность 1,25 кг/м³. Для ГТУ SGT5-2000E минимальное значение массовой теплоты сгорания топливного газа равно 39,9 МДж/кг.

В табл. 4 показаны значения массовой теплоты сгорания и объемного числа Воббе от объемной концентрации водорода при объемной концентрации азота в ВСГ, изменяющейся в диапазоне 9,3...9,6 %. Из табл. видно, что концентрация водорода в топливном газе может быть существенно увеличена при подмешивании к ВСГ азота. Вторым важным эффектом подмешивания азота является уменьшение в ВСГ доли природного газа. Так, при концентрации азота в природном газе менее 1 % допустимая концентрация водорода равна 27 %, а доля природного газа – 72 %. При подмешивании 9 % азота в ВСГ допустимая концентрация водорода увеличивается до 31 %, а доля природного газа уменьшается до 60 %.

На графиках рис. 3 (а,б,в,г) представлены зависимости плотности, объемной и массовой теплоты сгорания и объемного числа Воббе

водородосодержащего газа от объемной концентрации водорода при подмешивании 10 % (об.) азота. На рис. 3в видно, что массовая низшая теплота сгорания ВСГ изменяется в диапазоне от 41 до 47 МДж/кг при изменении концентрации водорода от 0 до 100 %.

Следовательно, при концентрации 10 % азота в ВСГ массовая теплота сгорания находится в допустимом диапазоне при изменении концентрации водорода от 0 до 100 %.

На рис. 3г видно, что присутствие 10 % азота в ВСГ минимально допустимое число Воббе достигается при концентрации водорода 32 %, что на 5 % выше допустимого значения WI при отсутствии азота. Следовательно, присутствие азота в ВСГ позволяет увеличить допустимую концентрацию водорода в топливном газе.

При 32 % водорода и 10 % азота доля метана в ВСГ уменьшается до 58 %. Для сравнения: при отсутствии азота в ВСГ допустимая концентрация водорода равна 27 %, соответственно, доля метана составит 73 %.

Организация процесса смешения ВСГ и природного газа

В табл. 5 приведены примеры компонентного состава природного газа и водородосодержащего газа с концентрацией водорода 60 %; в табл. 6 – значения объемной низшей теплоты сгорания и плотности природного газа и ВСГ при нормальных условиях, а также значения объемного низшего числа Воббе природного газа и ВСГ.

Массовая низшая теплота сгорания ВСГ равна 59,9 МДж/кг, что существенно выше максимально допустимого значения числа Воббе для SGT5-2000E. Чтобы обеспечить сжигание водородосодержащего газа, имеющего

Рис. 3. Графики зависимости характеристик ВСГ от объемной концентрации водорода при подмешивании 10 % (об.) азота:
а) плотности ВСГ;
б) объемной теплоты сгорания;
в) массовой теплоты сгорания;
г) объемного числа Воббе

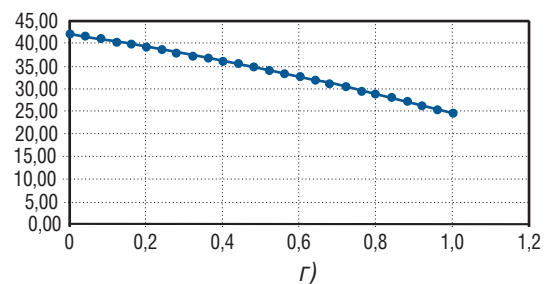
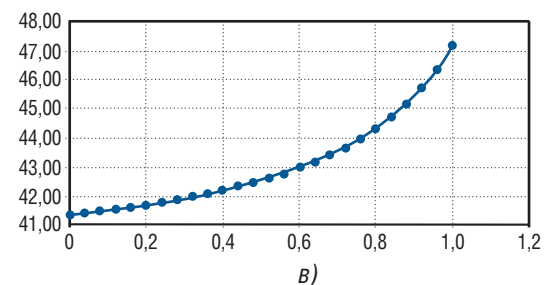
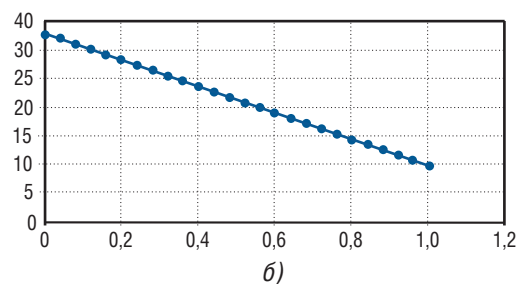
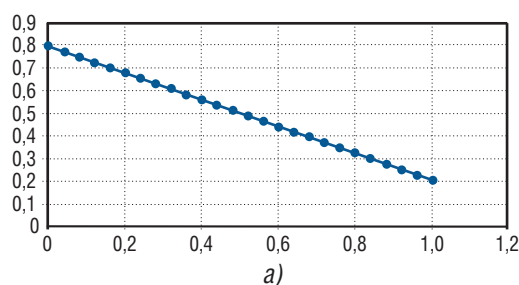


Табл. 5. Компонентный состав природного газа и ВСГ

Компонентный состав, молярная доля (%)	Газ природный ГОСТ 5542-2014	ВСГ
Метан	95,1...97,67	35,79
Этан	0,99...2,57	2,27
Пропан	0,303...0,82	0,4
Изо-бутан	0,05...0,125	0,1
Норм-бутан	0,05...0,124	0,1
Нео-пентан	< 0,01	0,02
Изо-пентан	< 0,02	0,02
Норм-пентан	< 0,02	0,02
Гексаны + высш. углеводороды	< 0,02	0,02
Гелий	< 0,01	0,01
Водород	< 0,01	60,0
Кислород	< 0,05	0,05
Азот	0,6...1,0	0,4
Диоксид углерода	0,139...0,186	0,2
Монооксид углерода	Отсутствует	0,3
Этилен	Отсутствует	0,3

состав, приведенный в табл. 6, необходимо к ВСГ подмешивать природный газ.

Расчет показывает: чтобы снизить массовую теплоту сгорания водородосодержащего газа с 59,9 до 52,5 МДж/кг, необходимо к исходному ВСГ подмешать такой объем природного газа, чтобы его доля в смеси составляла 55 % (об.) суммарного объема топливного газа. Как уже отмечалось выше, долю природного газа в топливном газе можно уменьшить, если подмешивать к ВСГ азот.

При расчете геометрических размеров смешивающего устройства необходимо принять во внимание, что плотность ВСГ существенно меньше плотности природного газа из-за присутствия в ВСГ водорода, имеющего низкую плотность. Нужно учитывать также, что ВСГ производится, как правило, с низким давлением, поэтому перед смешивающим устройством статическое давление ВСГ и природного газа необходимо выравнять, или редуцировать природный газ, имеющий более высокое давление, до давления в газопроводе ВСГ с помощью регулятора давления, или повысить давление ВСГ с помощью газодожимной компрессорной установки.

Для измерения расходов смешиваемых потоков на каждом входном газопроводе (природного газа и исходного ВСГ) необходимо установить расходомерные устройства, а для регулирования расходов природного газа и ВСГ – регуляторы расхода.

Смешивающие устройства (СУ) могут иметь самые разнообразные формы – от простых

Табл. 6. Характеристики природного газа и ВСГ при нормальных условиях

Наименование показателя	Газ природный ГОСТ 5542-2014	ВСГ
Объемная низшая теплота сгорания (ОНТС) при стандартных условиях, МДж/м ³ (среднее)	34,36	21,12
Массовая низшая теплота сгорания (МНТС) при стандартных условиях, МДж/кг (среднее)	49,0	59,9
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,70	0,35
Низшее число Воббе (МДж/м ³) (среднее)	45,1	40,62

тройников до сложных аэродинамических конструкций. При организации процесса смешения важно определить аэродинамическое сопротивление СУ. В том случае, если после узла смешения необходимо повышать давление ВСГ с помощью газодожимной компрессорной установки, снижение давления на СУ придется компенсировать путем увеличения мощности КУ, что приведет к увеличению собственных нужд газотурбинного энергоблока.

Необходимо, как минимум, контролировать следующие входные и выходные параметры ВСГ, а также природного газа: плотность, низшую теплоту сгорания, число Воббе, давление, температуру.

Поскольку в процессе смешения двух газовых потоков повышается турбулентность, что, как правило, сопровождается увеличением пульсаций давления, а также других перечисленных выше параметров, нужно устанавливать датчики для измерения параметров смешанного газа на таком расстоянии от СУ, где смесь ВСГ и природного газа имеет гомогенный характер.

Известно, что за счет искусственной интенсификации процесса смешения с помощью завихрителей потока можно уменьшить расстояние от узла смешения до места, где поток будет гомогенным, но, как правило, интенсификация смешения приводит к увеличению аэродинамического сопротивления СУ. В связи с этим необходим поиск оптимальных конструктивных и технологических решений при проектировании СУ для смешения двух газовых сред с различными параметрами.

Регулирование состава топливного газа подмешиванием ВСГ

Розжиг газовой турбины осуществляется на природном газе. Подмешивание ВСГ к топливному газу производится путем управления регулирующим клапаном, который установлен на линии ВСГ.

В зависимости от требований к составу топливного газа для ГТУ, можно предложить несколько вариантов регулирования состава топливного газа:

1. Регулирование процентного содержания ВСГ в топливном газе.

Этот метод применим при условии, если достаточным показателем состава топливного газа для газовой турбины является процентное содержание в нем ВСГ. В этом случае требуемое процентное содержание ВСГ в топливном газе задается оператором либо САУ газовой турбины. Клапан на линии ВСГ регулирует отклонение фактического расхода ВСГ от требуемого расхода. Требуемый расход определяется в зависимости от его заданного процентного содержания в топливном газе следующим образом:

$$F_{ofg} = F_{fg} (k/100), \quad (1)$$

где F_{ofg} – требуемый объемный расход ВСГ, м³/ч; F_{fg} – измеренный объемный расход топливного газа (смеси ВСГ и природного газа), м³/ч; k – заданное процентное объемное содержание ВСГ, %.

2. Регулирование числа Воббе расчетным путем.

Применяется тогда, когда достаточным показателем состава топливного газа для газовой турбины является расчетное значение числа Воббе топливного газа. Допускается статистическая погрешность между заданным и фактическим значением. В этом случае требуемое число Воббе топливного газа задается оператором либо САУ ГТ.

Суть метода заключается в том, что, зная заданное число Воббе топливного газа, можно рассчитать содержание ВСГ в топливном газе, при котором число Воббе будет равно заданному значению с учетом погрешности расчета. Клапан на линии ВСГ регулирует отклонение фактического расхода ВСГ от требуемого. Требуемый расход определяется в зависимости от его процентного содержания в топливном газе, как указано выше. В свою очередь, процентное содержание ВСГ, при котором будет обеспечиваться заданное значение WI, определяется из формулы вычисления числа Воббе для смеси двух газов:

$$WI = \frac{Q_{ofg} \cdot (k/100) + Q_{ng} \cdot ((100-k)/100)}{\sqrt{G_{sofg} \cdot (k/100) + G_{sng} \cdot ((100-k)/100)}}, \quad (2)$$

где WI – заданное число Воббе (Wobbe Index), МДж/м³; Q_{ofg} – низшая теплота сгорания ВСГ, МДж/м³; Q_{ng} – низшая теплота сгорания природного газа, МДж/м³; G_{sofg} – относительная плотность ВСГ (отношение плотности ВСГ к плотности воздуха при нормальных условиях); G_{sng} – относительная плотность природного газа (отношение плотности при-

родного газа к плотности воздуха при нормальных условиях); k – искомое процентное содержание ВСГ, %.

Решив уравнение относительно k , получим:

$$k = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \cdot 100, \quad (3)$$

где $a = (Q_{ofg} - Q_{ng})^2$;
 $b = 2Q_{ng} \cdot (Q_{ofg} - Q_{ng}) - W^2 \cdot (G_{sofg} - G_{sng})$;
 $c = Q_{ng}^2 - W^2 G_{sng}$.

Зная требуемое содержание ВСГ, необходимое для обеспечения заданного числа Воббе топливного газа, определяем требуемый расход ВСГ (см. выражение 1).

3. Регулирование числа Воббе расчетным путем с коррекцией по его фактическому отклонению.

Этот метод применим в том случае, если необходимо точное регулирование WI (он дополняет вариант 2). Суть метода – введение корректирующего ПИ контура регулирования на основании фактического отклонения числа Воббе. Настройка контура осуществляется в процессе наладки. На выходе корректирующего контура формируется поправка к расчетному требуемому значению расхода ВСГ, на основе которой регулирующий клапан на линии подачи ВСГ будет поддерживать измеренное число Воббе топливного газа в заданных пределах.

Физический смысл числа Воббе

Число Воббе (WI) является признанным международным критерием взаимозаменяемости газообразных топлив. Оно определяется как отношение объемной теплоты сгорания топливного газа к квадратному корню относительной плотности газа при нормальных условиях. Число Воббе, низшее или высшее, характеризует тепловую мощность и аэродинамические параметры горелочного устройства при постоянном давлении. Этот критерий был сформулирован в 1927 г. итальянским инженером Альфредо Воббе.

Поскольку WI учитывает изменение теплоты сгорания газа и плотности при изменении состава газа, сгорающего при атмосферных условиях, т.е. близких к нормальным (0 °С) или стандартным условиям, то оно является критерием взаимозаменяемости газообразных топлив для устройств, работающих при давлениях и температурах близких к атмосферным.

В отличие от котельных, сжигающих газ при низких давлениях, в ГТУ газ сжигается при повышенных значениях давления и температуры на входе в КС. В современных ГТУ температура топливного газа на входе в камеру сгорания достигает 250 °С, давление – 6 МПа.

Плотность газа на входе в камеру сгорания пропорциональна плотности газа при нормальных условиях, давлению газа перед КС и обратно пропорциональна температуре газа:

$$\rho = \rho_{н\text{у}} \cdot (P/P_{н\text{у}}) \cdot (T_{н\text{у}}/T),$$

где $\rho_{н\text{у}}$, $P_{н\text{у}}$, $T_{н\text{у}}$ – плотность, давление и температура (К) газа при нормальных условиях; ρ , P , T – плотность, давление и температура газа на входе в камеру сгорания ГТУ.

Произведение расхода газа на низшую теплоту сгорания равно количеству теплоты, выделяемому при сжигании газа в КС в единицу времени.

Сравним параметры двух газов – №1 и №2, имеющих разный компонентный состав, соответственно, различную теплоту сгорания, при подводе к ГТУ одинакового количества теплоты в единицу времени. Для учета давления и температуры топливного газа на входе в КС предлагается использовать Актуальное число Воббе, которое связано с традиционным WI следующим выражением:

$$AWI = Q_{н}(\text{об.}) / (\rho_{гк\text{с}} / \rho_{вн\text{у}})^{0,5}, \quad (4)$$

где $\rho_{гк\text{с}}$ – плотность газа на входе в КС ГТУ; $\rho_{вн\text{у}}$ – плотность воздуха при нормальных условиях.

Актуальное число Воббе связано с традиционным WI выражением

$$AWI = WI / (\rho_{гк\text{с}} / \rho_{гн\text{у}})^{0,5}. \quad (5)$$

Количество теплоты, подводимое к КС в единицу времени, равно произведению массовой теплоты сгорания на массовый расход топливного газа:

$$G_1 \cdot Q_{н1}(\text{масс.}) = G_2 \cdot Q_{н2}(\text{масс.}), \quad (6)$$

где $Q_{н1}(\text{масс.})$ – массовая низшая теплота сгорания газа №1, МДж/кг; $Q_{н2}(\text{масс.})$ – массовая низшая теплота сгорания газа №2, МДж/кг; G_1 , G_2 – массовые расходы газов №1 и №2, кг/с.

Преобразуем выражение (6):

$$(1/\rho_{1н\text{у}}) \cdot G_1 \cdot Q_{н1}(\text{об.}) = (1/\rho_{2н\text{у}}) \cdot G_2 \cdot Q_{н2}(\text{об.}), \quad (7)$$

где $\rho_{1н\text{у}}$, $\rho_{2н\text{у}}$ – плотность газов №1 и №2 при нормальных условиях, кг/м³.

Используя стандартное число Воббе, выражение (7) можно записать так:

$$(\rho_{вн\text{у}}/\rho_{1н\text{у}})^{-0,5} \cdot G_1 \cdot WI_1 = (\rho_{вн\text{у}}/\rho_{2н\text{у}})^{-0,5} \cdot G_2 \cdot WI_2, \quad (8)$$

где WI – число Воббе, равное $Q_{н}(\text{об.}) / (\rho_{гн\text{у}}/\rho_{вн\text{у}})^{0,5}$; $Q_{н}(\text{об.})$ – объемная низшая теплота сгорания; $\rho_{гн\text{у}}$ – плотность газа при нормальных условиях; $\rho_{вн\text{у}}$ – плотность воздуха при нормальных условиях.

При изменении состава газа изменится его плотность и теплота сгорания. Соответственно, для сохранения постоянной тепловой мощности ГТУ должен измениться расход топливного газа.

Если число Воббе газов №1 и №2 постоянно, то отношение массового расхода к корню плотности газа должно быть постоянным. В этом случае процессы смесеобразования газа и воздуха должны быть «подобными» для обоих газов. Стандартный критерий Воббе хорошо «работает» в устройствах, где процесс смешения и горения газа и воздуха осуществляется в близких к атмосферным условиям (температуре и давлении).

Используя Актуальное число Воббе (AWI), выражение (5) можно записать так:

$$(\rho_{вн\text{у}}/\rho_{1гк\text{с}})^{-0,5} \cdot G_1 \cdot WI_1 = (\rho_{вн\text{у}}/\rho_{2гк\text{с}})^{-0,5} \cdot G_2 \cdot WI_2, \quad (9)$$

где AWI равно $Q_{н}(\text{об.}) / (\rho_{гк\text{с}} / \rho_{вн\text{у}})^{0,5}$.

Из (9) следует, что число Воббе пропорционально отношению квадратного корня из относительной плотности на входе в КС к массовому расходу газа. Можно показать, что отношение массового расхода G к корню из плотности газа $\rho^{0,5}$ пропорционально динамическому напору газовых струй на входе в КС.

Динамический напор газовых струй равен половине произведения плотности газа на квадрат его скорости, то есть $P_{дин} = (\rho v^2)/2$, где ρ – плотность, а v – средняя скорость истечения газа. Средняя скорость истечения газа пропорциональна массовому расходу газа (G) и обратно пропорциональна плотности газа (ρ) и площади сечения газовых струй (F), то есть

$$v = (1/\rho) \cdot (G/F).$$

Выразим динамический напор газовых струй в виде

$$P_{дин} = (1/2) \cdot (1/\rho) \cdot (G/F)^2.$$

Учитывая, что площадь проходного сечения газораспределительных отверстий остается постоянной, отношение динамических напоров газовых струй, имеющих разную плотность и теплоту сгорания и, соответственно, объемный и массовый расходы, будет равно

$$P_{дин2}/P_{дин1} = (\rho_1/\rho_2) \cdot (G_2/G_1)^2 - (AWI_1)^2/(AWI_2)^2.$$

Таким образом, квадрат отношения Актуальных чисел Воббе сравнимых газов обратно пропорционален отношению их динамических напоров.

Следовательно, при увеличении объемной теплоты сгорания и числа Воббе топливного газа при прочих равных условиях (подвод тепловой энергии, давление и температура подвдимого газа) величина динамического напора газовых струй уменьшается, что приводит к изменению аэродинамики газовых струй в КС. Это вызывает изменение интенсивности и равномерности смешения топливного газа и воздуха в камере сгорания ГТУ.

Из этого следует, что при использовании газа с числом Воббе, отличающимся от исходного, можно сохранить величину динамического напора газовых струй в КС, изменив уровень давления или температуры газа перед ней так, чтобы Актуальное число Воббе оставалось постоянным.

Так, при поступлении в ГТУ газа с объемной теплотой сгорания, превышающей объемную теплоту сгорания трубопроводного природного газа, необходимо: а) уменьшить давление газа перед КС; б) увеличить температуру газа перед КС; в) сделать то и другое одновременно. В случае поступления в ГТУ менее калорийного газа нужно: а) увеличить давление газа перед КС; б) уменьшить температуру газа перед КС; в) сделать то и другое одновременно.

Выводы

В результате проведенного исследования определены:

- зависимости плотности, объемной и массовой теплоты сгорания, объемного числа Воббе топливного газа от объемной концентрации водорода при отсутствии азота;
- влияние азота на плотность, объемную и массовую теплоту сгорания, объемное число Воббе топливного газа при различных значениях объемной концентрации водорода;
- факторы, ограничивающие концентрацию водорода в топливном газе. **□**

Использованная литература

1. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. Учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремизов; под ред. С.В. Цанева // 2-е изд., стереот. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 584 с.

2. Двойнишников В.А., Хритинин А.Ф., Молчанов В.А., Трофимченко С.И. Расчет характеристик одиночной круглой струи в сносящем потоке / Изв. вузов. Энергетика. 1984, № 6. С. 75–79.



Новую серию газопоршневых двигателей для привода генератора представила компания Rolls-Royce.

Семейство двигателей mtu Series 500 включает модификации с 6 цилиндрами при линейном расположении и с 8 и 12 цилиндрами V-образного расположения. Диапазон мощности двигателей составляет 250...550 кВт, максимальный КПД – 42,6 %, они отличаются низким расходом топлива. В настоящее время двигатели работают на природном газе – в конце года на рынок будет представлена модификация для работы на биогазе. По утверждению специалистов компании, при создании привода была учтена возможность его работы на топливной смеси с использованием водорода или на чистом водороде.

Энергоблоки на базе двигателей mtu Series 500 оснащены системой управления Module Control System (ММС). Она осуществляет непрерывный контроль всех рабочих параметров энергоблоков и может быть настроена под специфические требования заказчиков. Система управления расположена на отдельной панели и может подключаться к глобальной сервисной сети компании MTU.

Энергоблоки Series 500 могут иметь различные варианты применения, в том числе в составе многоагрегатных электростанций когенерационного цикла и гибридных электростанций. Оптимальным является их использование для поддержания баланса локальных энергосистем, в состав которых входят СЭС и ВЭС, а также системы хранения энергии.

Новая серия генераторных установок разработана для замены двигателей mtu Series 400. При этом техническое обслуживание поставленных энергоблоков Series 400 и обеспечение их запчастями будут осуществляться в соответствии с договорными обязательствами. Более того, заказы на поставку данных энергоблоков будут приниматься до середины текущего года – их серийное производство закончится в конце года.

Siemens Energy AB заключила контракт на поставку газотурбинных энергоблоков на Кипр.

Оборудование предназначено для строительства электростанции комбинированного цикла Cyfield Mari. В рамках контракта Siemens Energy поставит три газотурбинных энергоблока SGT-800, три электрогенератора SGen5-100A, три котла-утилизатора и одну паротурбинную установку. Общая электрическая мощность электростанции составит 260 МВт. Ввод в коммерческую эксплуатацию запланирован на 2023 г.

Контракт предусматривает также техническое обслуживание и ремонт оборудования, поставку запчастей в течение 20 лет. Топливом для энергоблоков будет сжиженный природный газ, доставляемый на остров по морю. В настоящее время строится специальный терминал для приема необходимого количества сжиженного природного газа для работы станции.

Проект реализуется в рамках программы по замене тепловых электростанций, работающих на мазуте, на более эффективные и экологически чистые газопоршневые и газотурбинные станции.