

С.И. Кротов, ведущий инженер; **А.И. Мартынов**, главный инженер, ИТЦ «Оргтехдиагностика»
ОАО «Оргэнергогаз»

ПРИМЕНЕНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

С каждым годом все более актуальной задачей при магистральном транспорте природного газа становится задача снижения затрат газа на собственные нужды.

Основными потребителями природного газа при его транспортировке являются газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом, входящие в состав систем компримирования компрессорных станций (КС). Таким образом, решение задачи снижения расхода газа на собственные нужды в первую очередь должно быть направлено на повышение эффективности их работы.

Эффективная работа ГПА во многом определяется эффективностью работы ГТУ, которая, в свою очередь, зависит от уровня технического совершенства установки, режима ее работы и технического состояния.

Уровень технического совершенства ГТУ закладывается на этапе разработки и проектирования, реализуется при производстве и поддерживается в процессе эксплуатации.

Решение задач оптимизации режимов работы ГПА и определение технического состояния ГТУ требует знания обобщенных приведенных характеристик газотурбинных установок и аналитических зависимостей между ними.

При этом существующие аналитические соотношения приведенных относительных характеристик ГТУ требуют экспериментальной проверки для агрегатов нового поколения.

Для оценки технического состояния применяются коэффициенты техни-

ческого состояния ГТУ по мощности, эффективному коэффициенту полезного действия, расходу топливного газа и аналитическая зависимость между ними. Это аналитическое соотношение также требует экспериментальной проверки для агрегатов нового поколения, подавляющее большинство которых относится к агрегатам авиационного и судового типов.

В реальных условиях, на производственных объектах, определение теплотехнических показателей ГТУ и, следовательно, коэффициентов, характеризующих техническое состояние, требует проведения специализированных диагностических обследований с использованием дорогостоящего оборудования.

В связи с этим возникает необходимость упрощения данного процесса, с последующей возможностью его проведения в режиме онлайн на неограниченном количестве агрегатов одновременно.

ЗАВИСИМОСТИ ОБОБЩЕННЫХ ПРИВЕДЕННЫХ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

В последней четверти XX века ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была проведена работа по обобщению результатов теплотехнических испытаний газоперекачивающих агрегатов, эксплуатируемых на КС МГ в то время [1]. Номенклатура и основные энерготехнологические параметры испытываемых агрегатов приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что испытанию подвергались стационарные установки со степенями сжатия осевых компрессоров не выше 13,0.

По результатам обобщения были получены следующие аналитические соотношения между обобщенными относительными характеристиками ГТУ:

- относительная приведенная эффективная мощность от температуры про-

Таблица 1. Типы и паспортные характеристики ГТУ

Тип ГПА	Номинальная мощность в стационарных условиях, тыс. кВт	Эффективный КПД ГТУ в стационарных условиях, %	Номинальный расход топлива, м ³ /ч	Степень сжатия осевого компрессора
ГТ-700-4	4,0	16,0	2600	5,0
ГТ-700-5	4,25	25,0	1770	3,9
ГТК-5	4,4	26,0	1760	3,9
ГТ-750-6	6,0	27,0	2320	4,6
ГТ-6-750	6,0	24,0	2600	6,0
ГТН-6	6,3	24,0	2730	6,0
ГПА-Ц-6,3	6,3	22,5	2920	7,8
ГТН-9-750	10,0	19,0	5500	4,6
ГТК-10-2	10,0	28,0	3720	4,4
ГТК-10-3	10,0	28,0	3720	4,4
ГТК-10-4	10,0	29,0	3600	4,4
ГПА-10	10,0	26,5	3930	10,3
ГТК-16	16,0	25,0	6670	7,5

дуктов сгорания за турбиной газогенератора:

$$\bar{N}_{\text{енр}} = 1 - 4,2 \cdot (1 - \bar{T}_{1\text{нр}}) \cdot \bar{T}_{1\text{нр}}, \quad (1)$$

где \bar{T}_1 – относительная температура продуктов сгорания за турбиной газогенератора, К;

• относительный эффективный КПД от относительной приведенной эффективной мощности ГТУ:

$$\bar{\eta}_e = \frac{\bar{N}_{\text{енр}}}{1 - 0,75 \cdot (1 - \bar{N}_{\text{енр}})}; \quad (2)$$

• относительный приведенный расход топливного газа от относительной приведенной эффективной мощности ГТУ:

$$\bar{G}_{\text{ггп}} = 1 - 0,75 \cdot (1 - \bar{N}_{\text{енр}}); \quad (3)$$

• относительная степень сжатия осевого компрессора от относительной приведенной эффективной мощности ГТУ:

$$\bar{\pi}_k = \bar{N}^{0,42}_{\text{енр}}; \quad (4)$$

• относительные приведенные обороты турбины высокого давления от относительной приведенной эффективной мощности ГТУ:

$$\bar{n}_{\text{ггп}} = \bar{N}^{0,21}_{\text{енр}} \quad (5)$$

Но в период с 1999 по 2010 год на компрессорных станциях было установлено более 550 агрегатов, все из которых

агрегаты нового поколения. К ним относятся ГПА авиационного и судового типов, с одновальной и двухвальной схемой газогенератора, а также со степенями сжатия осевых компрессоров, превышающих 13,0 [2].

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был проведен теоретический анализ аналитических зависимостей (1) ÷ (5) для перспективных параметров ГТУ (степень сжатия свыше 13,0 и температура перед турбиной 1000 °С), по результатам которого было отмечено, что точность универсальных характеристик не снижается. Но, несмотря на это вопрос об их применимости при проведении расчетов современных агрегатов остается открытым, и, следовательно, данные зависимости нуждаются в экспериментальной проверке.

КОЭФФИЦИЕНТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК

Для оценки технического состояния ГТУ принято использовать предложенные ООО «Газпром ВНИИГАЗ» коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности, КПД и топливному газу [1].

Коэффициент технического состояния по мощности представляется как отношение приведенной располагаемой мощности к номинальной мощности агрегата по техническим условиям:

$$K_N = \frac{(N_{\text{енр}})_p}{N_{\text{ен}}}. \quad (6)$$

Под приведенной располагаемой мощностью понимается эффектив-

ная мощность, которую развивает ГТУ, имеющая фактическое состояние, при стандартных стационарных условиях ($t_a=15$ °С, $P_a=101,3$ кПа) при достижении любого параметра номинального значения.

Под номинальной мощностью понимается эффективная мощность, которую может развить в стационарных условиях ГТУ, имеющая исправное техническое состояние (определяется на начальной стадии эксплуатации), либо паспортное значение номинальной мощности (среднее для ГТУ агрегата данного типа).

Отношение фактического эффективного КПД ГТУ, которого она достигает в стационарных условиях на текущем режиме работы, к номинальному эффективному КПД установки по техническим условиям представляет собой коэффициент технического состояния по КПД:

$$K_{\eta} = \frac{\eta_e}{\eta_{\text{ен}}}. \quad (7)$$

При решении ряда практических вопросов, в частности для целей нормирования расхода топливного газа, более важным является коэффициент, характеризующий увеличение потребления топливного газа при ухудшении технического состояния. Таким коэффициентом является коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу:

$$K_{\text{гг}} = \frac{Q_{\text{ггп}}}{Q_{\text{ггн}}}. \quad (8)$$

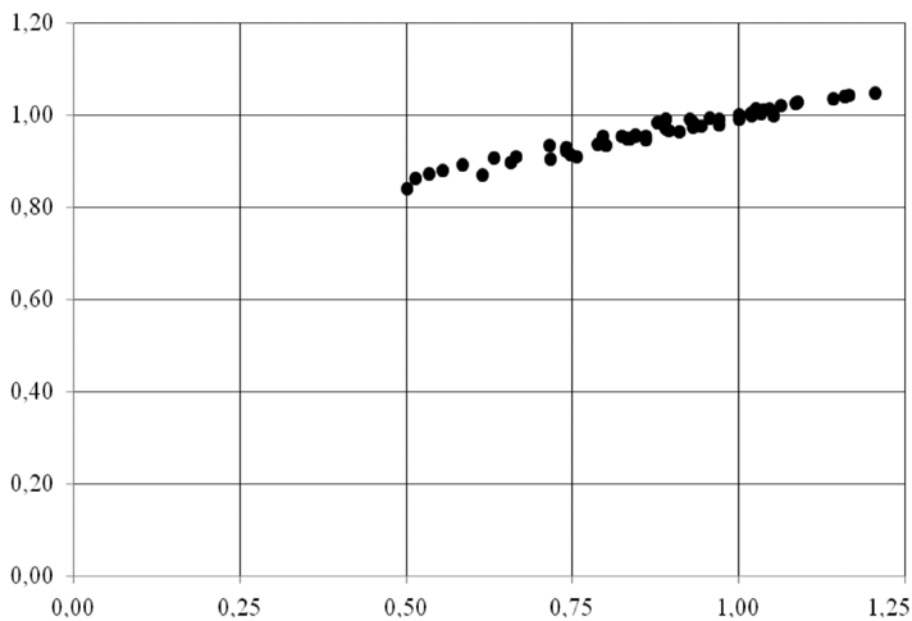


Рис. 1. Относительная приведенная эффективная мощность от относительной приведенной температуры продуктов сгорания за турбиной газогенератора

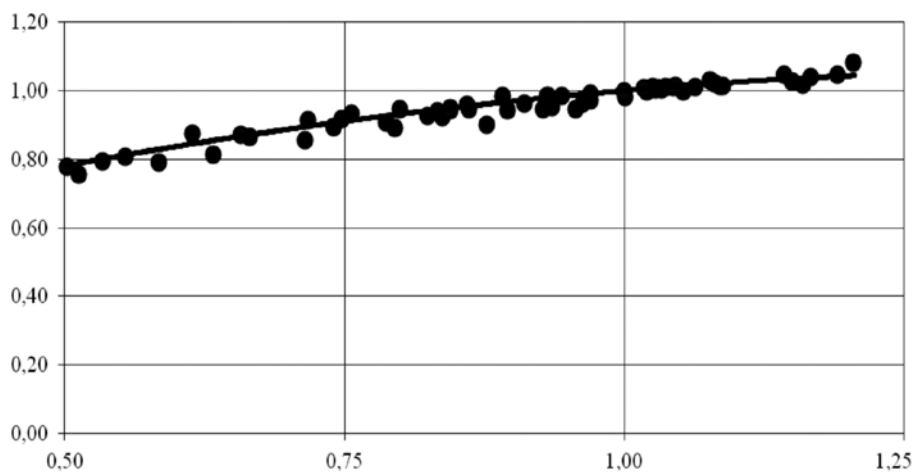


Рис. 2. Относительный эффективный коэффициент полезного действия газотурбинной установки от относительной приведенной эффективной мощности

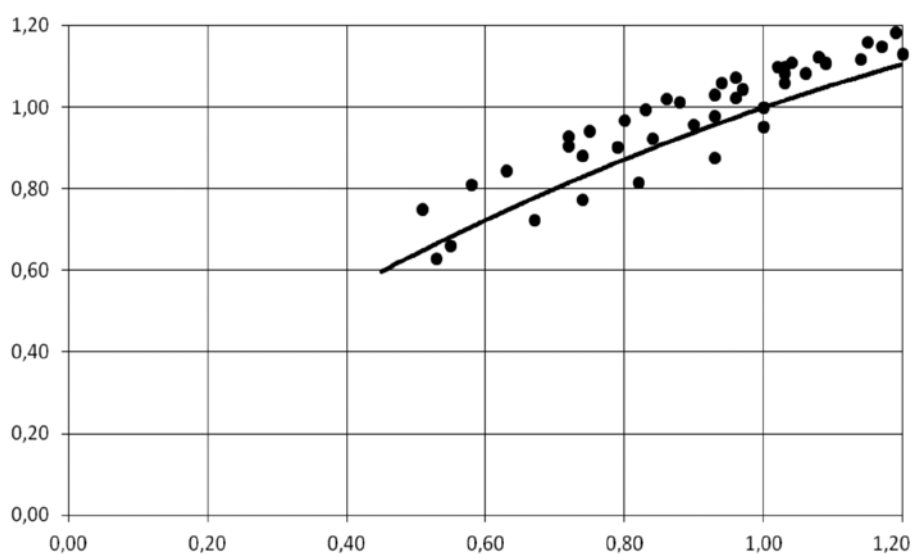


Рис. 3. Относительная степень сжатия осевого компрессора от относительной приведенной эффективной мощности газотурбинной установки

По результатам обобщения данных теплотехнических испытаний ГПА, эксплуатируемых в прошлом столетии, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было получено аналитическое соотношение, связывающее коэффициенты технического состояния.

$$K_{ГТ} = \frac{1}{K_{\eta}} \cdot (0,75 + 0,25 \cdot K_N). \quad (9)$$

В связи с тем, что политика ОАО «Газпром» в области энергосбережения проходит в рамках энергетической стратегии России на период до 2020 года, следовательно, вопрос о повышении эффективности работы ГПА (экономии газа на собственные нужды) на сегодняшний день является одним из основных [3]. При этом энергоэффективность может быть достигнута работой ГПА на оптимальных режимах (режимах, при которых затраты на транспорт технологического газа минимальны). В свою очередь задача определения оптимальных режимов работы несет в себе необходимое условие – знание коэффициентов технического состояния ГТУ.

На основании вышеизложенного можно прийти к выводу о неуклонном увеличении роли рассматриваемых коэффициентов.

Как уже отмечалось, на данный момент коэффициенты состояния определяются с использованием дополнительного оборудования – ультразвуковые расходомеры технологического газа, бесконтактные измерители крутящего момента и т.д. Данные методы определения технического состояния ГТУ имеют ряд достоинств и недостатков.

К достоинствам можно отнести достаточно высокую точность определения теплотехнических характеристик ГТУ, к недостаткам – необходимость проведения дополнительных специализированных испытаний, отсутствие возможности проведения испытаний одновременно на нескольких агрегатах, а также дороговизна используемого при этом оборудования.

На основании имеющихся недостатков существующих методов возникает необходимость упрощения процесса определения коэффициентов технического состояния. Решением данной задачи является внедрение математического алгоритма определения теплотехни-

ческих характеристик ГТУ, а следовательно, и коэффициентов технического состояния в автоматизированную систему управления технологическими процессами ГПА.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ОБОБЩЕННЫХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

В качестве исходных данных для проверки зависимостей обобщенных топливно-энергетических характеристик ГТУ используются данные теплотехнических испытаний агрегатов нового поколения.

В результате обобщения и обработки данных теплотехнических испытаний современных газотурбинных двигателей построены и проанализированы следующие обобщенные относительные топливно-энергетические характеристики:

$$\bar{N}_{\text{exp}} = 3,571 \cdot \bar{T}_{1\text{пр}} - 2,571. \quad (10)$$

- максимальные относительные ошибки при расчете приведенной эффективной мощности по соотношению ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и соотношению, полученному на основе теплотехнических испытаний современных ГТУ, равны 17,0 и 3,8% соответственно;
- максимальные средние относительные ошибки характерны для ГТД с одновальной схемой газогенератора и достигают значения 9,9% по соотношению, предложенному ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и 3,0% по зависимости (10).
- аналитическое соотношение, связывающее рассматриваемые выходные параметры ГТУ, полученное на основе данных теплотехнических испытаний газоперекачивающих агрегатов нового поколения, дает снижение общей средней относительной ошибки с 3,8 до 1,6%.

$$\bar{\eta}_e = -0,322 \cdot \bar{N}_{\text{exp}}^2 + 0,923 \cdot \bar{N}_{\text{exp}} + 0,400 \quad (11)$$

- аналитическое соотношение, связывающее рассматриваемые выходные параметры ГТУ, полученное на основе данных теплотехнических испытаний газоперекачивающих агрегатов нового поколения, дает снижение средней относительной ошибки с 1,18 до 1,06%.

$$\bar{\pi}_k = -0,2649 \cdot \bar{N}_{\text{exp}}^2 + 1,1132 \cdot \bar{N}_{\text{exp}} + 0,1507 \quad (12)$$

- при построении зависимости относительной степени сжатия осевого компрессора от относительной приведенной эффективной мощности ГТУ корреляция между этим параметра видна, но описать ее точным аналитическим соотношением не предоставляется возможным.
- при применении зависимости, предложенной ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (4) для определения степени сжатия ОК по значению эффективной мощности ГТУ при расчете современных агрегатов, средняя относительная ошибка составляет 7,67%.
- при использовании соотношения, полученного по результатам теплотехнических испытаний газоперекачивающих агрегатов нового поколения (12), значение ошибки снижается до 7,31%.

**BROEN
BALLOMAX®**

**Шаровые краны
для природного газа
и светлых нефтепродуктов**

BROEN

INTELLIGENT FLOW SOLUTIONS

САНИТАРНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

ТЕПЛО-СНАБЖЕНИЕ И ГАЗ

КРАНЫ ДЛЯ ЛАБОРАТОРИЙ

АВАРИЙНЫЕ ДУШИ

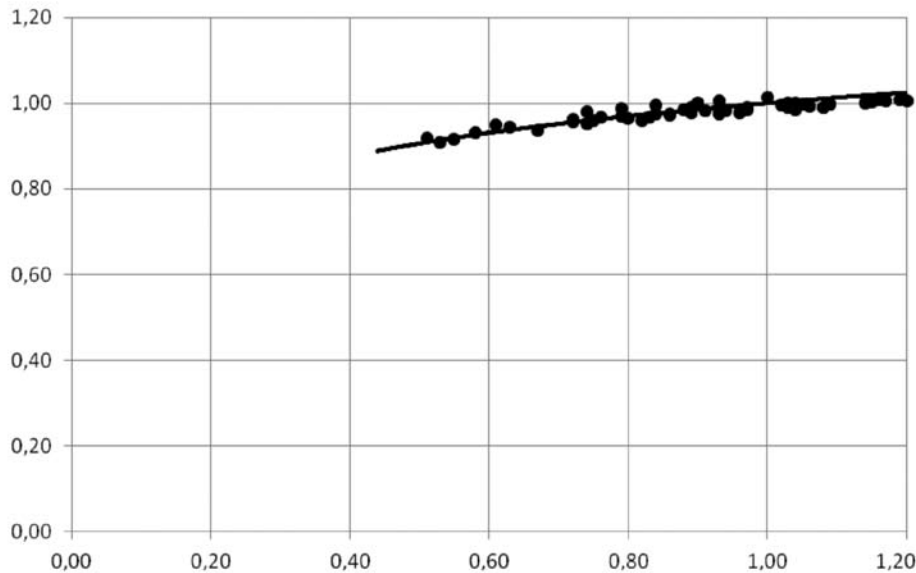


Рис. 4. Относительные приведенные обороты турбины высокого давления от относительной приведенной эффективной мощности ГТУ

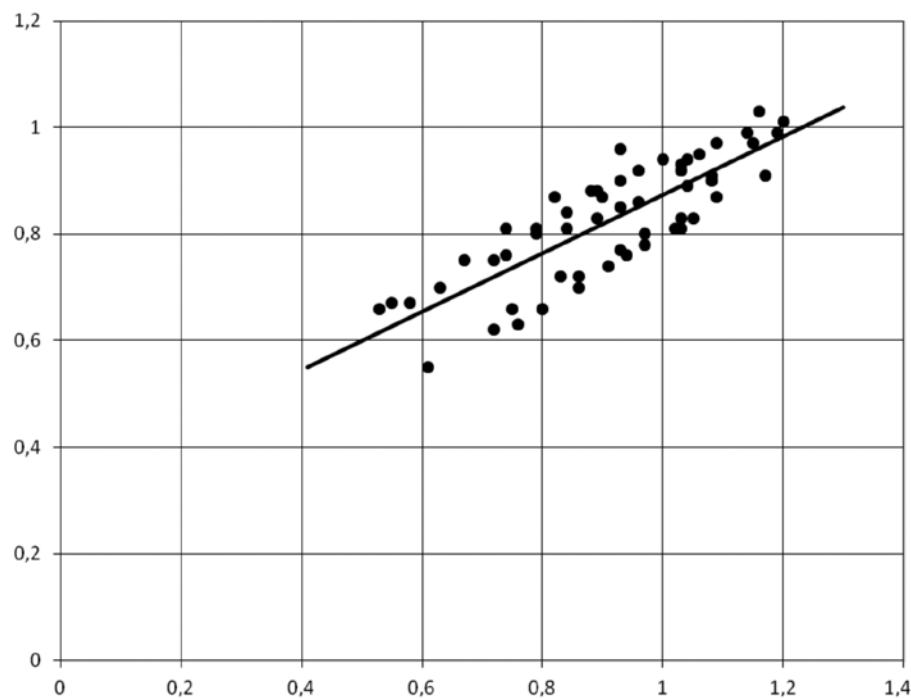


Рис. 5. Относительный расход топливного газа от относительной приведенной эффективной мощности газотурбинной установки

- принятие решения об использовании данной зависимости при расчете газотурбинных установок авиационного и судового типов зависит от требуемой точности решения поставленной задачи.

$$\bar{n}_{гтпр} = \bar{N}_{енр}^{0,14} \quad (13)$$

- при использовании аналитического соотношения (13) для расчета оборотов турбины газогенератора, полученного на основании обработки данных теплотехнических испытаний агрегатов нового поколения, средняя относительная ошибка равна 1,20%. Применяя зависимость (5), предложенную ООО «Газпром ВНИИГАЗ» значение ошибки составляет 1,82%.

$$\bar{G}_{гтпр} = 0,564 \cdot \bar{N}_{енр} + 0,326 \quad (14)$$

- график зависимости относительного приведенного расхода топливного газа от приведенной эффективной мощности газотурбинной установки затруднительно обобщить, так как не удовлетворяет условиям номинального режима – не проходит через точку с координатами (1;1).

- при отсутствии на КС системы поагрегатного измерения расхода топливного газа рекомендуется применять аналитическое соотношение (14), так как при его применении средняя относительная ошибка снижается с 12,49% до 6,69%.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ЗАВИСИМОСТИ, СВЯЗЫВАЮЩЕЙ КОЭФФИЦИЕНТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Предложенная ООО «Газпром ВНИИГАЗ» зависимость (9), связывающая коэффициенты технического состояния ГТУ, получена для агрегатов стационарного

Таблица 2. Расчет относительной ошибки определения КТС ГТУ по соотношению ВНИИГАЗа

№	ГТД	K_N	K_{η}	$K_{гт}$ по рез. испытаний	$K_{гт}$ по (9)	$\varepsilon, \%$
1	ДГ-90	0,970	0,955	1,038	1,039	0,2
2	ДГ-90	0,850	0,865	1,190	1,145	4,0
3	ДГ-90	0,820	0,896	1,066	1,128	6,0
4	ДЖ-59	0,890	0,949	1,068	1,024	4,3
5	НК-16СТ	0,921	0,929	1,092	1,062	2,8
6	ПС-90ГП-1	0,766	0,910	1,084	1,035	4,7
7	ПС-90ГП-1	0,755	0,808	1,230	1,162	5,8
8	ПС-90ГП-2	0,748	0,836	1,185	1,120	5,8

Средняя относительная ошибка равна 4,2%



EXPOKABEL

типа. В связи с этим необходимо проверить возможность использования данного соотношения при расчете современных газотурбинных двигателей.

При замене в аналитическом соотношении (9) констант 0,75 и 0,25 на 0,96 и 0,04 соответственно средняя относительная ошибка снижается почти в два раза (табл. 3).

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что предложенное ООО «Газпром ВНИИГАЗ» аналитическое соотношение, связывающее коэффициенты технического состояния, нежелательно применять при проведении инженерных расчетов современных газотурбинных установок. При этом соотношение, полученное на основе данных теплотехнических испытаний газоперекачивающих агрегатов нового поколения:

$$K_{TГ} = \frac{1}{K_{\eta}} \cdot (0,96 + 0,04 \cdot K_N), \quad (15)$$

снижает среднюю относительную ошибку с 4,2 до 1,6%.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИ РАСЧЕТЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Добившись повышения точности получаемых результатов при применении приведенных относительных обобщенных характеристик теплотехнических параметров газотурбинных установок был получен алгоритм расчета коэффициентов технического состояния, погрешность результатов которого является допустимой для его применения при проведении расчетов по повышению энергоэффективности работы газоперекачивающих агрегатов.

Описание алгоритма:

1. По результатам приемосдаточных испытаний определяем значение относительной приведенной эффективной мощности и относительного эффективного коэффициента полезного действия ГТУ на текущем режиме.

2. Находим параметр

$$C = \frac{\eta_{ен} \cdot G_{TГ} \cdot Q_{н}^p \cdot \bar{\eta}_e}{860 \cdot \rho_0 \sqrt{\frac{T_{вх}}{288,15} \cdot \frac{P_{атм}}{101,325}}}$$

3. Определяем коэффициент технического состояния по топливному газу (при наличии системы поагрегатного замера расхода топливного газа и результатов приемосдаточных испытаний двигателя КТСтг необходимо определять как отношение приведенного расхода топливного газа на режиме при текущем техническом состоянии к приведенному расходу топливного газа на режиме при парадных условиях).

4. Определяем коэффициент технического состояния по мощности:

$$K_N = \frac{0,96}{\bar{N}_{епр} \cdot N_{енам} \cdot \frac{K_{TГ}}{C} - 0,04}$$

5. Определяем коэффициент технического состояния по эффективному коэффициенту полезного действия:

$$K_{\eta} = \frac{0,96 + 0,04 \cdot K_N}{K_{TГ}}$$



Высокотехнологичный кабель для нужд энергетики, атомной, нефтегазовой и химической промышленности.

ОАО «ЭКСПОКАБЕЛЬ»:

(495) 505-66-92, sbt@expocable.ru

www.expocable.ru

ЗАО «РЕКА КАБЕЛЬ»:

(495) 543-72-45, info@rekakabel.ru

www.rekakabel.ru

REKA
CABLES

50
1961-2011

Таблица 3. Расчет относительной ошибки с измененными константами

№	ГТД	K_N	K_{η}	$K_{TТ}$ по рез. испытаний	$K_{TТ}$	$\varepsilon, \%$
1	ДГ-90	0,970	0,955	1,038	1,046	0,8
2	ДГ-90	0,850	0,865	1,190	1,149	3,6
3	ДГ-90	0,820	0,896	1,066	1,108	3,8
4	ДЖ-59	0,890	0,949	1,068	1,049	1,8
5	НК-16СТ	0,921	0,929	1,092	1,073	1,8
6	ПС-90ГП-1	0,766	0,910	1,084	1,089	0,4
7	ПС-90ГП-1	0,755	0,808	1,230	1,225	0,4
8	ПС-90ГП-2	0,748	0,836	1,185	1,184	0,1
Средняя относительная ошибка равна 1,6%						

Таблица 4. Результаты расчета эффективной мощности

ДГ-90			ДГ-90			ДГ-90		
$N_{эф}$	$N_{ер}$	Δ	$N_{эф}$	$N_{ер}$	Δ	$N_{эф}$	$N_{ер}$	Δ
8276	8370	94	12866	12553	313	14058	13926	131
8633	8741	108	13863	13478	385	13632	13459	173
14434	14705	271	14088	13856	232	12565	12451	113
12868	12929	61	14428	14222	206	14085	13922	163
11526	11579	52	15150	14937	213	14984	14899	85
10325	10360	35	15994	15884	110	15524	15458	66
ДЖ-59			НК-14			ПС-90		
$N_{эф}$	$N_{ер}$	Δ	$N_{эф}$	$N_{ер}$	Δ	$N_{эф}$	$N_{ер}$	Δ
12944	12894	50	12226	12010	216	9651	9663	12
14480	14163	317	13080	12834	246	10355	10435	80
11761	11622	139	13684	13419	265	9196	9157	39
12405	12288	117	14648	14342	307	8732	8656	76
13197	13019	178	11523	11353	170	8383	8271	113
14372	14110	262	10817	10698	119	7404	7251	152
						6685	6510	176

В таблице 4 приведены результаты расчета эффективной мощности по вышеуказанному алгоритму.

1. Максимальная абсолютная ошибка определения эффективной мощности газотурбинной установки на режиме составляет 385 кВт, что для двигателя ДГ-90 равно 2,4% от номинальной мощности.
2. Минимальная ошибка определения эффективной мощности газотурбинной

установки на режиме составляет 12 кВт, что для двигателя ПС-90 равно 0,11% от номинальной мощности.

ВЫВОДЫ

1. Решения широкого круга энерготехнологических и диагностических задач требуют знания обобщенных топливно-энергетических характеристик газотурбинных установок и их ко-

эффициентов технического состояния, а также аналитических соотношений, связывающих их.

2. Для решения основной задачи параметрической диагностики и повышения энергоэффективности транспорта газа необходимо внедрение алгоритма определения основных теплотехнических показателей ГТУ, а также ее технического состояния в систему АСУ ТП ГПА.

Литература:

1. Инструкция по определению показателей и обобщенных характеристик газотурбинных установок для привода нагнетателей. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – 29 с.
2. Каталог газотурбинного оборудования // Специализированный информационно-аналитический журнал «Газотурбинные технологии». – Рыбинск: ЗАО «Газотурбинные технологии», 2009. – 377 с.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. – М.: Минэнерго России, 2000. – 102 с.
4. Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа. – М.: МПА-Пресс, 2006. – 311 с. с илл.

19-я международная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ



НЕФТЕХИМИЯ



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO 9001:2008



Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО
«ТАТНЕФТЬ»

5-7 сентября

Казань, 2012

Выставочный центр
"Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru



www.oilexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

NGE.RU

СПОНСОР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ

СФЕРА
НЕФТЕГАЗ