

УДК 62-631.2:665.65

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ МОЩНОСТИ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**С.А. Гулина¹, Л.П. Шелудько¹, В.М. Авдеев¹, Г.М. Орлова¹, А.И. Ершов¹,
И.Ю. Горюнова²**

¹Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

²Уральский федеральный технический университет
Россия, 620000, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19

Аннотация. При эксплуатации газоперекачивающего агрегата (ГПА) наличие достоверных данных мощности газотурбинного привода необходимо для управления режимом работы газотранспортной системы и своевременного определения технического состояния газоперекачивающего оборудования. В работе проведена оценка точности определения эксплуатационных значений мощности ГПА по методикам, утвержденным нормативно-технической документацией ООО «Газпром» в условиях конкретной компрессорной станции. С учетом принятых допущений – распределение составляющих погрешностей соответствует нормальному закону распределения Гаусса и составляющие погрешностей не имеют корреляционной связи, считаются независимыми друг от друга – выведены основные зависимости влияния погрешностей измерения параметров ГПА (температуры, давления, частоты вращения роторов) на погрешность определения мощности ГПА. Так как погрешность определения мощности зависит от метода и условий измерения, качества измерительных приборов и других факторов, определение мощности с погрешностью 1,5–2 % позволит использовать ее значения в диагностических моделях ГПА и регулировании режима работы газопровода.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, газотурбинный двигатель, центробежный нагнетатель, мощность, относительная среднеквадратичная погрешность измерения, измеряемый параметр.

Для трубопроводного транспорта газа актуально применение ресурсосберегающей системы эксплуатации оборудования компрессорных цехов (КЦ). Для этого необходимо на всем сроке эксплуатации оборудования КЦ решить комплекс задач, связанных с достоверным определением его технического состояния. Необходимость наличия данных о текущей мощности ГПА в процессе эксплуатации, определяется тем, что мощность выступает параметром, от которого зави-

Гулина Светлана Анатольевна (к.т.н.), доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Шелудько Леонид Павлович (к.т.н.), доцент кафедры «Управление и системный анализ в теплоэнергетике».

Авдеев Виктор Митрофанович, доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Орлова Гульсина Махмутовна (к.п.н.), доцент кафедры «Трубопроводный транспорт».

Ершов Анатолий Игоревич, магистрант.

Горюнова Ирина Юрьевна (к.т.н.), доцент кафедры «Турбины и двигатели».

сят такие показатели эффективности, как расход топлива, производительность центробежного нагнетателя (ЦН) природного газа (ПГ), его КПД и коэффициенты технического состояния ГПА. При эксплуатации ГПА мощность не определяется, она является расчетным параметром, погрешность определения которого зависит от многих факторов и может достигать неприемлемых величин. По мнению авторов статьи [1], для компрессорных станций МГ очень остро стоит необходимость в постоянном мониторинге технического состояния ГПА. Для этого на основании действующих отраслевых стандартов ООО «Газпром» разработаны современные методы и диагностические модели с использованием штатных измерений термодинамических параметров ГПА. Целью всех существующих методов диагностики технического состояния является определение мощности, необходимой для обеспечения заданной производительности газотранспортной системы [2]. В работе [3] предлагается метод определения технического состояния ГПА по измеренным штатным термогазодинамическим параметрам, основанный на анализе тенденций изменения отклонений вычисляемых параметров (диагностических признаков) от эталонных (базовых) значений в процессе эксплуатации по результатам измерений контрольных параметров ГПА и изменений их отклонений. Сложность данной модели заключается в ее индивидуальности. В качестве характеристик исправного состояния принимаются эталонные осредненные характеристики для данного типа ГПА или индивидуальные для конкретного ГТД и ЦН. Целью определения неисправностей является снижение мощности и КПД ГПА. В статье [4] описаны основные методологические проблемы определения мощности газоперекачивающих агрегатов по штатным интегральным показателям. Вынесены предложения по их решению и представлены результаты расчетов с использованием данных, полученных при проведении комплексных обследований, а также приведены новые возможности применения результатов теплотехнических расчетов ГПА. Во всех предлагаемых моделях эффективная мощность N и КПД ГПА в зависимости от загрузки газотранспортной системы и климатических условий получаются при использовании предварительно рассчитанных коэффициентов взаимного влияния термодинамических параметров ГПА для конкретных законов регулирования режимов его работы.

В работе [2] рассматривается определение оптимальной методики расчёта мощностных параметров ГПА-25И. По результатам теплотехнических испытаний центробежного нагнетателя PCL28-804-2 определяется оптимальная методика получения достоверных расчетных данных мощности ГТД. Полученные в ходе теплотехнических испытаний данные сопоставляются и уточняются с результатами мощности ГПА, полученными с помощью альтернативного бесконтактного измерителя крутящего момента. И далее составляется методика оценки технического состояния ГПА с использованием его заводских характеристик и штатных эксплуатационных замеров. В данной статье значение мощности ГПА-25И, полученное с помощью бесконтактного измерителя крутящего момента является эталонным показателем, по которому происходит определение и уточнение вводимых в методику коэффициентов.

Цель настоящей работы является проведение анализа точности определения мощности, рассчитанной по методикам, утвержденным ПАО «Газпром» с использованием экспериментальных теплотехнических измерений. Рассмотрим следующие методы определения мощности в процессе эксплуатации, рекомендованные нормативно-технической документацией ПАО «Газпром»:

1. СТО Газпром ПР 51-31323949-43-99 «ГТУ - нагнетатель»;

2. СТО Газпром 2-3.5-253-2008 по внутренней мощности ЦН;
3. СТО Газпром 2-3.5-253-2008 с помощью измерителя крутящего момента.

Оценка достоверности полученных эксплуатационных значений мощности, определенной данными методами осуществляется на базе газоперекачивающего агрегата ГПА – Ц – 16. Газоперекачивающий агрегат состоит из трехвального газотурбинного двигателя (ГТД) НК16-СТ и центробежного нагнетателя природного газа НЦ-16/76-1,44. Необходимые для расчета мощности ГПА параметры определяются с использованием данных эксплуатационных замеров по штатным датчикам и измерительным приборам с классом точности по рекомендациям [5]. Для сравнения показаний штатных датчиков, в соответствии с конструктивными возможностями ГПА, к эксплуатационным точкам замеров по тракту были установлены дополнительные датчики измерения температуры и давления. Все измерительные приборы подвергаются проверке по образцовым приборам до и после проведения теплотехнических замеров [6]. Производится стабилизационная выдержка режима не менее 2 часов. Между режимами стабилизационная выдержка составляет не менее 1,5 часов.

Для анализа точности измерения принимаются следующие допущения: составляющие погрешности не имеют корреляционной связи и считаются независимыми друг от друга; распределение составляющих погрешностей соответствует нормальному закону распределения (закону Гаусса); предельная относительная погрешность результата измерения δ_{np} равна максимальной погрешности одного измерения при доверительной вероятности 0,95. При этом $\delta_{np} = 2 \cdot \sigma$, где σ – средняя квадратичная погрешность (СКП) результата измерения. При математической оценке погрешностей в качестве абсолютной погрешности ε принимается разность между показанием прибора A_i и действительным значением A измеряемой величины, и рассчитывается:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot A_{\max}}{100\%},$$

где k – класс точности прибора,
 $A_{\max}$ – максимальное показание прибора.

Относительная погрешность: $\delta = \frac{\varepsilon}{A_{\max}} 100\%.$

В контрольных сечениях измерение полной температуры проводится штатными (по которым ведутся эксплуатационные замеры) и специально установленными термопарами. Правильный выбор и способ установки датчиков, в которых размещены экранированные хромель-алюмелевые (ХА) термопары позволил сделать погрешности из-за теплопроводности и излучения значительно меньше основной погрешности измерения. Учитывая рекомендации [8] для сведения погрешности связанной с оттоком тепла по электроду термопары до пренебрежительно малой величины термопары в тракт погружены на глубине соответствующей среднему диаметру проточной части т.е $l \geq 100$ мм. В контрольных сечениях для получения достоверных значений средней температуры потока устанавливается не менее 3 термопар. Погрешность, связанная с неомогенностью и нестабильностью материала термопары для хромели, алюмели с учетом допуска в соответствии с рекомендациями [9] на неомогенность материала и траверсирование составляет $0,5^\circ\text{C}$. Погрешность тарировки термопар составила 1°C . Средняя квадратичная погрешность осреднения температуры T по сечению с использованием n однотипных датчиков определяется:

$$\sigma_T = \pm \sqrt{\frac{\sum (T - T_{cp})^2}{n(n-1)}}.$$

При этом делается допущение, что показания датчиков являются равно представительными. Расчеты показали, при существующей в измерительных сечениях неравномерности потока $T_{max} - T_{min} = 20 \div 50^\circ\text{C}$ погрешность осреднения температуры составила $\delta T = \pm 1^\circ\text{C}$.

Средняя квадратичная погрешность измерения давления оценивается по формуле:

$$\sigma_{P_i} = 0,5 \cdot \delta_{np(P)} = 0,5 \frac{A_{P_{max}}}{A_P} k_M,$$

где k_M – класс точности манометра ($k=1,5$ в соответствии с [5]);

$A_{P_{max}}, A_P$ – максимальное и измеренное показание манометра.

Средняя квадратичная относительная погрешность частоты вращения σ_n определяется с учетом показаний штатного тахометра и оценивается:

$$\sigma_n = 0,5 \cdot \delta_{np(n)} = 0,5 \frac{A_{n_{max}}}{A_n} k,$$

где k – класс точности прибора ($k=1$ в соответствии с [5]);

$A_{n_{max}}, A_n$ – максимальное и измеренное показание тахометра.

С учетом того, что искомая функция y зависит от x аргументов, причем измерение каждого аргумента производится m раз $y = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$. СКП косвенного измерения связана со средними квадратичными относительными погрешностями прямых измерений зависимостью:

$$\sigma_y = \sqrt{\left(\frac{\partial \sigma_y}{\partial x_1}\right)^2 \partial x_1^2 + \left(\frac{\partial \sigma_y}{\partial x_2}\right)^2 \partial x_2^2 + \dots + \left(\frac{\partial \sigma_y}{\partial x_m}\right)^2 \partial x_m^2}.$$

Степень влияния ошибок измерения параметров (T, P, n и др.) по тракту ГТД на погрешности итоговой величины (мощности N) определяем значениями частной производной по измеряемому параметру. Погрешность эффективной мощности при измерении давления и температуры в конкретных сечениях ГТД в относительных изменениях итоговой величины $\delta y = \frac{\Delta y}{y}$, и измеряемого параметра

$\delta x = \frac{\Delta x}{x}$ запишется в виде:

$$\sigma_{N_n} = \frac{\partial \sigma_N}{\partial n} \sigma_n, \quad \sigma_{N_T} = \frac{\partial \sigma_N}{\partial T_i} \sigma_{T_i} \quad \text{и} \quad \sigma_{N_P} = \frac{\partial \sigma_N}{\partial P_i} \sigma_{P_i}.$$

Суммарная СКП мощности определяется:

$$\sigma_N = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma_{N_i}^2}.$$

Для оценки величины погрешности определения мощности необходимо учитывать, что режим работы ГПА характеризуется расходом воздуха, температурой и давлением по тракту ГТД, расходом топлива, частотой вращения валов и производительностью ЦН. При проведении теплотехнических измерений параметров ГПА были проведены мероприятия по исключению или учету объективных, случайных и субъективных погрешностей. Объективные погрешности определя-

ются методом измерений, качеством измерительных приборов и условиями измерения. Оценим величину средней квадратичной относительной погрешности мощности определенной по СТО Газпром ПР 51-31323949-43-99 «ГТУ - нагнетатель» [13] (метод 1).

1. Мощность N , определяемая по характеристикам ЦН ПГ [10], представленными в приведенной форме в виде зависимости степени повышения давления

в ЦН – π , относительной мощности ЦН – $\left(\frac{N}{\rho}\right)_{np}$ и коэффициента полезного дей-

ствия ЦН – η от объемной приведенной производительности Q_{vnp} и частоты

вращения ЦН – n_{np} : $\pi, \left(\frac{N}{\rho}\right)_{np}, \eta = f[Q_{vnp}, n_{np}]$ (рис. 1) и на эксплуатационном

режиме мощность и частота вращения ротора ЦН рассчитывается по формулам:

$$N = N_{np} \cdot \frac{\sqrt{RzT_B}}{\sqrt{R_{np}z_{np}T_{Bnp}}}, \quad n = n_{np} \cdot \frac{\sqrt{RzT_B}}{\sqrt{R_{np}z_{np}T_{Bnp}}},$$

где T_B – температура на входе в нагнетатель;

N_{np} - приведенная мощность ЦН, рассчитывается с использованием характеристик ЦН для приведенного состава газа и приведенной частоты вращения ротора n_{np} ;

z - коэффициент сжимаемости;

R - газовая постоянная.

Для определения СКП мощности N выше представленные уравнения преобразуем:

$$N = N_{np} \cdot \frac{\sqrt{RzT_B}}{\sqrt{R_{np}z_{np}T_{Bnp}}} = N_{np} \frac{n}{n_{np}},$$

СКП частоты вращения определяется σ_n - определяется с учетом показаний штатного тахометра и оценивается:

$$\sigma_n = 0,5 \frac{A_{n_max}}{A_n} k.$$

Средняя квадратичная относительная погрешность мощности N зависит от следующих величин:

$$\sigma_N^2 = \left(\frac{\partial \sigma_N}{\partial N_{np}}\right)^2 \sigma_{N_{np}}^2 + \left(\frac{\partial \sigma_N}{\partial n_{np}}\right)^2 \sigma_{n_{np}}^2 + \left(\frac{\partial \sigma_N}{\partial n}\right)^2 \sigma_n^2,$$

и определяется следующим образом:

$$\sigma_N = \sqrt{\sigma_{N_{np}}^2 + \sigma_{n_{np}}^2 + \sigma_n^2}.$$

Определим входящие в данное уравнение среднеквадратичные относительные погрешности приведенной мощности ЦН и приведенной частоты вращения ротора нагнетателя ПГ для указанного на характеристике состава газа. Для измерения частоты вращения используются тахометрические преобразователи, погрешность измерения которых не превышает 1%. Приведенная частота вращения ротора:

$$n_{np} = n \cdot \frac{\sqrt{k_{(RzT_B)_{np}}}}{\sqrt{k_{(Rz)}T_B}},$$

где $k_{(RzT)_{np}}$ - коэффициент, зависящий от теплофизических свойств приведенного состава природного газа и заданных условий (температуры и давления на входе в ЦН) для используемой в расчетах характеристики ЦН,

k_{Rz} - коэффициент, зависящий от теплофизических свойств транспортируемого природного газа, их погрешность ничтожно мала и ими можно пренебречь по рекомендациям [11].

СКП приведенной частоты вращения определяется:

$$\sigma_{n_{np}} = \sqrt{0,25\sigma_{T_B}^2 + \sigma_n^2}.$$

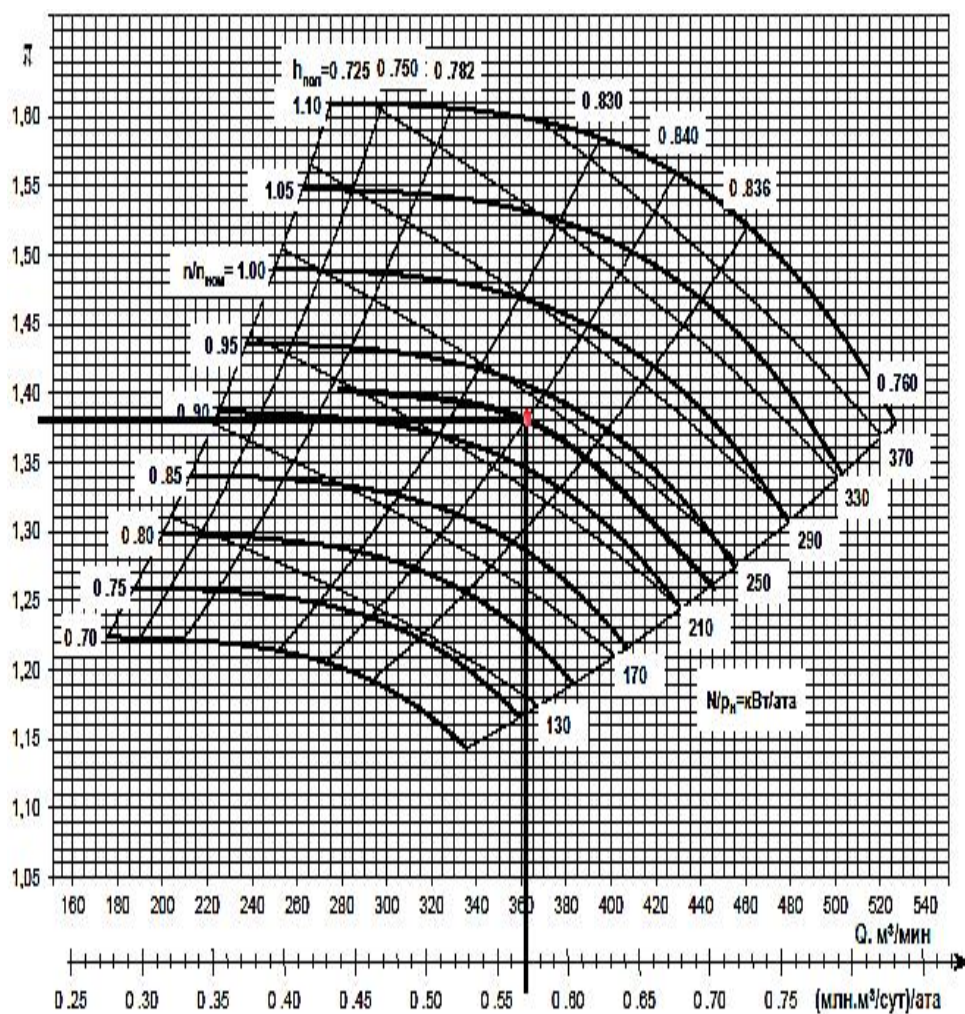


Рис. 1. Приведенные характеристики нагнетателя НЦ-16/76-1,44:
($T_{Bnp} = 288 \text{ K}$, $R_{np} = 507,5 \text{ Дж/(кг·K)}$, $z_{np} = 0,9$)

С учетом сделанных допущений СКП измерения температуры оценивается по формуле:

$$\sigma_{T_B} = 0,5 \frac{A_{T_{cp}}}{A_T} k ,$$

где: k – класс точности прибора для температуры $k = 1$ в соответствии [5].

Приведенная мощность нагнетателя N_{np} определяется графическим методом по рис. 1 по координатам степени повышения давления π и приведенной частоты вращения. Средняя квадратичная относительная погрешность приведенной мощности нагнетателя:

$$\sigma_{N_{np}}^2 = \left(\frac{\partial \sigma_{N_{np}}}{\partial n_{np}} \right)^2 \sigma_{n_{np}}^2 + \left(\frac{\partial \sigma_{N_{np}}}{\partial \pi} \right)^2 \sigma_{\pi}^2 ,$$

тогда: $\sigma_{N_{np}} = \sqrt{\sigma_{n_{np}}^2 + \sigma_{\pi}^2} = \sqrt{0,25\sigma_{T_B}^2 + \sigma_n^2 + \sigma_{\pi}^2} .$

По эксплуатационным замерам давления на входе P_B и выходе P_H из нагнетателя определяют степень повышения давления в нагнетателе $\pi = \frac{P_H}{P_B}$ и

среднеквадратичная относительная погрешность степени повышения давления определяется в соответствии с погрешностью штатного измерения давления на входе и выходе ЦН:

$$\sigma_{\pi} = \sqrt{\sigma_{P_B}^2 + \sigma_{P_H}^2} .$$

СКП измерения давления оценивается по формуле:

$$\sigma_{P_i} = 0,5 \frac{A_{P_{max}}}{A_P} k_M ,$$

где k_M – класс точности прибора для манометра $k=1,5$ в соответствии [5] .

И итоговая СКП метода определения мощности с использованием характеристик ЦНПГ составит:

$$\sigma_N = \sqrt{0,5\sigma_{T_B}^2 + \sigma_{P_B}^2 + 3\sigma_n^2 + \sigma_{P_H}^2} .$$

Необходимо учитывать, что данный метод позволяет определить мощность, потребляемую центробежным нагнетателем. Эффективная мощность газотурбинного двигателя по условию баланса соответствует мощности, потребляемой нагнетателем, но с учетом механических потерь, технического состояния нагнетателя и технического состояния самого двигателя, которые в данном случае нельзя разделить.

2. Оценим величину СКП мощности определенной по СТО Газпром 2-3.5-253-2008 по внутренней мощности ЦН (метод 2). Эффективная мощность ГТД по внутренней мощности ЦН [11] определяется:

$$N = \frac{N}{\eta_M} = \frac{H \cdot G}{\eta_M} ,$$

где N – внутренняя мощность ЦН;

η_M – механический КПД ЦН, по результатам приемочных испытаний;

G – массовый расход природного газа через ЦН;

H – политропический напор (полный напор) определяется через разность энтальпий на входе и выходе центробежного нагнетателя.

Средняя квадратичная относительная погрешность метода определения мощности:

$$\sigma_N^2 = \left(\frac{\partial \sigma_N}{\partial H} \right)^2 \sigma_H^2 + \left(\frac{\partial \sigma_N}{\partial G} \right)^2 \sigma_G^2,$$

тогда: $\sigma_N = \sqrt{\sigma_H^2 + \sigma_G^2}$.

Массовый расход компримируемого газа G , определяют по измеренному перепаду давлений газа на входном сужающем устройстве (конфузоре) ЦН, кг/с:

$$G = \mu \frac{\pi}{4} D_K^2 \sqrt{\rho_K \cdot \Delta P_K} = k_K \sqrt{\rho_K \cdot \Delta P_K},$$

где μ – размерный коэффициент расхода, (м^{2,5}/мин);

ΔP_K – перепад давлений на входном конфузоре нагнетателя, кПа;

ρ_K – плотность газа на входе в конфузор ЦН:

$$\rho_K = \frac{P_K}{R \cdot z \cdot T_B} = \frac{(\Delta P_K + P_B)}{R \cdot z \cdot T_B}.$$

Коэффициент расхода μ принимают по результатам приемочных испытаний ЦН или определяют по результатам индивидуальной тарировки конфузора. С учетом сделанных допущений, средняя квадратичная относительная погрешность измерения расхода ПГ вычисляется по формуле:

$$\sigma_G = \sqrt{0,25(\sigma_{\rho_K}^2 + \sigma_{P_K}^2) + \sigma_{k_K}^2}.$$

У коэффициента расхода через конфузор ЦН значение СКП принимаем равной $\sigma_{kk} = 0,5\%$, так как линейный размер в пределах от 10 мм до 200 мм можно измерить с точностью до 0,2%. Определим относительную СКП для плотности ПГ на конфузоре ЦН:

$$\sigma_{\rho_K}^2 = \left(\frac{\partial \sigma_{\rho_K}}{\partial P_K} \right)^2 \sigma_{P_K}^2 + \left(\frac{\partial \sigma_{\rho_K}}{\partial T_B} \right)^2 \sigma_{T_B}^2 \text{ и далее } \sigma_{\rho_K} = \sqrt{\sigma_{P_K}^2 + \sigma_{T_B}^2}.$$

СКП измеренного давления на конфузоре:

$$\sigma_{P_K}^2 = \frac{\Delta P_K^2}{(\Delta P_K + P_B)^2} \sigma_{\Delta P_K}^2 + \frac{P_B^2}{(\Delta P_K + P_B)^2} \sigma_{P_B}^2,$$

и тогда

$$\sigma_{P_K}^2 = 0,11\sigma_{\Delta P_K}^2 + 0,44\sigma_{P_B}^2.$$

С учетом сделанных допущений СКП измерения температуры оценивается также как приведено в методе 1. Политропический напор в нагнетателе определяется по формуле:

$$H = \frac{n}{n-1} R z (T_H - T_B),$$

где n – показатель изотропного процесса.

Тогда, СКП определения внутренней работы центробежного нагнетателя зависит от погрешностей измеренных температур на входе и выходе нагнетателя и с учетом допущений:

$$\sigma_H = \sqrt{\sigma_{(T_H - T_B)}^2 + \sigma_{nRz}^2},$$

где σ_{nRz} зависит от определенного состава природного газа, принимается по рекомендациям [9] $\sigma_{nRz} = 0,5\%$.

СКП перепада температур на конфузоре:

$$\sigma_{(T_H - T_B)}^2 = \left(\frac{\partial \sigma_{(T_H - T_B)}}{\partial T_H} \right)^2 \sigma_{T_H}^2 + \left(\frac{\partial \sigma_{(T_H - T_B)}}{\partial T_B} \right)^2 \sigma_{T_B}^2,$$

и далее

$$\sigma_{(T_H - T_B)}^2 = \frac{T_H^2}{(T_H + T_B)^2} \sigma_{T_H}^2 + \frac{T_B^2}{(T_H + T_B)^2} \sigma_{T_B}^2.$$

И итоговая СКП метода определения мощности с использованием характеристик ЦНПГ составит:

$$\sigma_N = \sqrt{0,25(\sigma_{P_K}^2 + \sigma_{T_B}^2 + \sigma_{P_B}^2) + 0,28\sigma_{\Delta P_K}^2 + \sigma_{k_K}^2 + \sigma_{(T_H - T_B)}^2 + \sigma_{nRz}^2}.$$

3. Оценим величину средней квадратичной относительной погрешности мощности определенной по СТО Газпром 2-3.5-253-2008 с помощью измерителя крутящего момента (метод 3). Мощность, определенная прямым измерением крутящего момента, пропорциональному углу скручивания торсионного вала [11]. Торсионный вал, заводского изготовления, используется вместо промежуточного вала между ЦН и силовой турбиной двигателя и мощность на валу рассчитывается:

$$N = M_{CT} \cdot \varpi_{CT} = \frac{\pi \cdot M_{CT} \cdot n_{CT}}{30} = k_3 \cdot M_{CT} \cdot n_{CT},$$

где M_{CT} – крутящий момент на валу силовой турбины;
 n_{CT} – обороты силовой турбины.

СКП мощности, определенная измерением крутящего момента на силовом валу:

$$\sigma_N = \sqrt{\sigma_{n_{CT}}^2 + \sigma_{M_{CT}}^2 + \sigma_{k_3}^2}.$$

У коэффициента k_3 средняя квадратичная относительная погрешность по рекомендациям [5] равна 0,2%, $\sigma_{M_{CT}}$ - определяется с учетом показаний торсионного индукционного динамометра.

На основании имеющихся данных, воспользовавшись принципом равных влияний, выведены зависимости СКП мощности ГПА от измеряемых параметров. При допустимой погрешности итоговой величины (менее 5%) погрешности измеряемых величин параметров ГПА-Ц-16 сведены в таблицу 1.

Оценка погрешности трех рассмотренных способов определения мощности ГПА показала, что наименьшая погрешность обеспечивается методом №3 - прямого измерения крутящего момента. Остальные имеют приемлемую для технических инженерных измерений погрешность, но это только в том случае, если используются измерительные приборы с классом точности не более $\kappa \leq 1.5$ и при наличии характеристик узлов ГПА. В первых двух методиках определения мощности участвует большое количество взаимозависимых измеряемых параметров, следовательно, погрешность определенной мощности может достигать недопустимых значений. Чтобы на основе вышеуказанных методов провести теплотехнические расчеты мощности ГПА погрешности результатов измерений взаимозависимых измеряемых параметров должны составлять не более $\pm 2,5\%$ от измеряемой величины.

Таблица 1

Необходимая точность измерения при испытаниях ГТУ

№	Погрешность измер. параметра	N по характеристике ЦН	N по внутр. мощности ЦН	N торс. вал
1	σ_n	1,0		1,0
2	σ_{Ti}	1,6	1,51	
3	σ_{Pi}	1,7		
4	$\sigma_{\Delta p}$		1,51	
5	σ_{P_k}		1,78	
6	σ_{kk}		0,5	
7	σ_{kD}		0,2	0,2
8	σ_{nRz}		0,5	
9	$\sigma_{(T_H - T_B)}$		2,11	
10	σ_{MCT}			1,1
$\sigma_y, \%$		2,93	3,10	1,5

Обработка данных теплотехнических измерений приведена для трех эксплуатационных режимов ГПА-Ц-16СТ ($n_{CT} = 4550, 4800, 5100$ об/мин). Состав природного газа, его теплофизические свойства определены специализированной лабораторией (протокол № 09-105-08 от 24 сентября 2018г). На рисунке 2 приведены результаты расчета мощности по трем методикам: 1- «ГТУ - нагнетатель»; 2- по внутренней мощности ЦН; 3- с помощью торсионного вала.

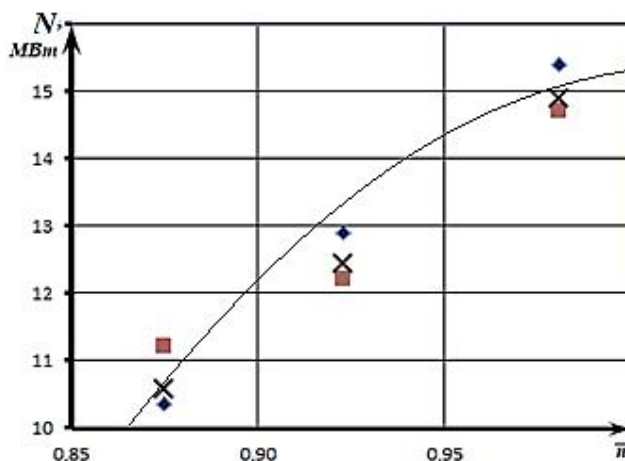


Рис. 2. Мощности ГПА-Ц-16СТ по режимам работы:

(♦ - метод 1, ■ - метод 2, × - метод 3 ——— расчетное значение N)

Наименьшее расхождение между рассчитанными величинами мощности наблюдается на частоте вращения близкой к номинальному режиму работы ГПА $n_{CT} = 5100$ об/мин ($\bar{n} = 1$). Для этого режима результаты мощности, получаемые

методами 1,2: «ГТУ - нагнетатель» и по внутренней мощности согласуются между собой в пределах 5%. Тем не менее на режиме частичной нагрузки $n_{СТ} = 4550, 4800$ об/мин ($\bar{n} < 1$) разность между рассчитанными величинами мощности для этих методов достигает более 8%. Объясняется это тем, что вышеуказанные методы являются косвенными, и не один из этих двух методов расчета мощности не может дать достоверной оценки технического состояния ГПА.

Метод определения мощности с помощью измерителя крутящего момента и частоте вращения СТ предпочтителен, так как имеет высокую точность, надежность полученных результатов и минимального числа измеренных параметров. Но данный способ применим только на заводах изготовителях ГТУ, при сдаточных испытаниях. Измерения мощности ГТД в процессе эксплуатации данным способом не проводились. Наличие достоверных данных мощности привода ГПА в режиме эксплуатации необходимо для управления и оптимизации загрузки ГПА и своевременного технического обслуживания по состоянию. Определение мощности с погрешностью, не превышающей 1,5%- 2%, позволит использовать достоверные значения мощности в диагностических моделях ГПА, для оценки его технического состояния.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сальников С.Ю., Щуровский В.А. Проблемы поддержания работоспособности газокompresсорного парка в современных условиях // Газотурбинные технологии. – 2018. – № 1. – С. 22–28.
2. Смирнов Е.А., Толстихин Ю.Ю., Блинов Ф.В., Шишов А.В. Решение актуальных задач параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов ГТК-25ИР // Газовая промышленность. – 2018 – № 2(764). – С. 63–65.
3. Стельмах М.В., Кривошеев И.А., Горюнов И.М. Совершенствование методов технической диагностики газоперекачивающих агрегатов с авиационным газотурбинным приводом АЛ-31СТ(Н) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19028>
4. Избаиш В.И., Жиленко В.Д., Родин С.Г., Хритин А.Г. Совершенствование методов расчета теплотехнических показателей газотурбинных двигателей при комплексных обследованиях ГПА // Газовая промышленность. – 2018. – № 6. – С. 43–46.
5. СТО Газпром 5.0-2008. Обеспечение единства измерений. Метрологическое обеспечение в ОАО «Газпром». Основные положения. – М.: ОАО «Газпром», 2009 (М.: Полиграф Дизайн). – 58 с.
6. Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утв. Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02.07.2015 № 1815 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/420287558>
7. ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1975. – 23 с.
8. Щуровский В.А., Синицын Ю.Н., Корнеев В.И., Черемин А.В., Степанова Г.С. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. – М.: ВНИИГАЗ, 1999. – 50 с.
9. Пешехонов Н.Ф. Приборы для измерения давления, температуры и направления потока в компрессорах. – М.: Оборонгиз, 1962. – 184 с.
10. Каталог характеристик центробежных нагнетателей природного газа. – М.: Мингазпром, Союзоргэнерго, ВНИИГАЗ, 2008. – 98 с.
11. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.
12. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния.
13. Методы определения эффективной мощности ГТД по внутренней мощности ЦН. СТО Газпром 2-3.5-253-2008. – 54 с.
14. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных и газоперекачивающих агрегатов. ПР 51-31323949-43-99. ВНИ-

- ИГАЗ, 1999.
15. Шевцов А.П., Гонтарев В.И., Деревенец О.В., Сушков В.Н. Опыт эксплуатации бесконтактных измерителей крутящего момента БИКМ М-106М в составе ГПА на КС ОАО «Газпром» // Газотурбинные технологии. – 2011. – № 2. – С. 18–21.
 16. Ольховский Г.Г. Тепловые испытания стационарных газотурбинных установок. – М.: Энергия, 1971. – 408 с.
 17. Хворов Г.А., Юмашев М.В., Кузнецов О.А., Житомирский Б.Л. Методология проведения энергетических обследований технологических объектов // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 68–72.
 18. Ефанов В.И. Вопросы реконструкции российской газотранспортной системы // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 2. – С. 10–14.
 19. Микаэлян Э.А. Методика оценки режимов работы газотранспортных систем по критериям ресурсосберегающей технологии // Технологии нефти и газа. – 2005. – № 2. – С. 37–41.
 20. Газотурбинные технологии. Научно-техническая политика ОАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники: аналитический обзор // Газотурбинные технологии. – 2010. – № 3. – С. 2–6.

Статья поступила в редакцию 1 сентября 2019 года

ERROR ESTIMATION OF MEASUREMENT OF POWER THE OPERATED GAS-DISTRIBUTING UNITS MAIN GAS PIPELINES

**S.A. Gulina¹, L.P. Sheludko¹, V.M. Avdeev¹, G.M. Orlova¹, A.I. Ershov¹,
I.Y. Gorunova²**

¹ Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100, Russia

²Ural Federal State Technical University
19, Mira str., Yekaterinburg, 620000, Russia

Abstract. At operation of the gas-distributing unit (GDU) existence of a reliable data of power of the gas-turbine drive is necessary for management of a duty of the gas transmission system and timely determination of technical condition of a gas-distributing inventory. In work the assessment of accuracy of determination of operational values of power of GDU by the techniques approved by the specifications and technical documentation of Gazprom in the conditions of the concrete compressor station is carried out. Taking into account the accepted assumptions: distribution of the making errors corresponds to the normal distribution law of Gauss and components of errors have no correlation communication, are considered as independent from each other, the main dependences of influence of biases of the GDU parameters (temperatures, pressure, rotation frequencies of rotors) are brought to an error of power rating of GDU. As the error of power rating depends on a method and conditions of measurement, quality of measuring apparatuses and other factors, power rating with a margin error 1.5%-2%, will allow to use its values in the GDU diagnostic models and regulation of a duty of the gas pipeline.

Keywords: gas-distributing unit, gas-turbine engine, centrifugal supercharger, power, relative mean square bias, gaged parameter.

Svetlana A. Gulina (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Leonid P. Sheludko (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Vactor M. Avdeev (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Gullllylsina M. Orlova (Ph.D. (Pedag.)), Associate Professor.
Anatoly I. Ershov, Postgraduate Student.
Irina Y. Goryunova (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.

REFERENCES

1. *Salnikov S.Yu., Shchurovsky V.A.* Problems of maintaining of operability of the gas-compressor park in the modern conditions // *Gas-turbine technologies*. – 2018. – No. 1. – P. 22–28.
2. *Smirnov E.A., Tolstikhin Yu.Yu., Pancakes F.V., Shishov A.V.* Solution of relevant problems of parametrical diagnostics of gas-distributing GTK-25IR units // *Gas industry*. – 2018. – No. 2 (764). – P. 63–65.
3. *Stelmakh M.V., Krivosheyev I.A., Goryunov I.M.* Perfecting of methods of technical diagnostics of gas-distributing units with the aviation gas-turbine AL-31ST (H) drive / (<https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19028>).
4. *Izbash V.I., Zhilenko V.D., Rhodin S.G., Hritin A.G.* Perfecting of computational methods of heattechnical indexes of gas-turbine engines at comprehensive examinations of GPA // *Gas industry*. – 2018. – No. 6. – P. 43–46.
5. CTO Gazprom 5.0 2008. Ensuring unity of measurements. Metrological support in JSC Gazprom. Original positions. M.: JSC Gazprom, 2009 (M.: Polygraph Design). 58 p.
6. Order of carrying out checking of measuring instruments, requirements to the sign of checking and contents of the certificate on checking, Order of the Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation of 02.07.2015 No. 1815 [Electronic resource]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/420287558>
7. GOST 20440-75. Gas-turbine installations. Test methods. – M.: Publishing house of standards, 1975. – 23 p.
8. *Shchurovsky V.A., Sinitsyn Yu.N., Korneev V.I., Cheremin A.V., Stepanova G.S.* A study guide on carrying out heattechnical and gasdynamic calculations at tests of gas-turbine gas-distributing units. – M.: VNIIGAZ, 1999. – 50 p.
9. *Peshekhonov N.F.* Devices for tonometry, temperatures and flow directions in compressors. – M.: Oborongiz, 1962. – 184 p.
10. Catalog of characteristics of centrifugal superchargers of natural gas. – M.: Mingazprom, So-yuzorgenergaz, VNIIGAZ, 2008. – 98 p.
11. GOST 30319.2-96. Natural gas. Computational methods of physical properties. Definition of a compressibility coefficient.
12. GOST 30319.3-96. Natural gas. Computational methods of physical properties. Determination of physical properties on an equation of state.
13. Methods of determination of effective power of GTE on the internal power of TsN. HUNDRED Gazprom of 2-3.5-253-2008. – 54 p.
14. A study guide on carrying out heattechnical and gasdynamic calculations at tests of gas-turbine and gas-distributing units. PR 51-31323949-43-99. VNIIGAZ, 1999.
15. *Shevtsov A.P., Goptarev V.I., Derevenets O.V., Sushkov V.N.* Operating experience of contactless torque meters of BIKM M-106M as a part of GPA on KS JSC Gazprom // *Gas-turbine technologies*. – 2011. – No. 2. – P. 18–21.
16. *Olkhovsky G.G.* Heat tests of stationary gas-turbine installations. – Moscow: Energy, 1971. – 408 p.
17. *Hvorov G.A., Yumashev M.V., Kuznetsov O.A., Zhitomirsky B.L.* Methodology of carrying out power inspections of technological objects // *Gas industry*. – 2009. – No. 5. – P. 68–72.
18. *Efanov V.I.* Issues of reconstruction of the Russian gas transmission system // *Science and technology in a gas industry*. – 2015. – No. 2. – P. 10–14.
19. *Mikaelyan E.A.* A technique of assessment of duties of gas transmission systems by criteria of resource-saving technology // *Petroleum engineering and gas*. – 2005. – No. 2. – P. 37–41.
20. *Gas-turbine technologies. The scientific and technical policy of JSC Gazprom in the field of gas-distributing technique: the State-of-the-art review // Gas-turbine technologies*. – 2010. – No. 3. – P. 2–6.