

Надійність експлуатації та безпека функціонування енергетичних об'єктів і систем

УДК 62692

И.К. Линецкий, канд.техн.наук, ст.науч.сотр., Е.В. Щербина, канд.техн.наук, ст.науч.сотр., И.Ч. Лещенко, мл.науч.сотр. (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев), А.Г. Вертепов, канд.техн.наук (Инженерно-технический центр "Оргтехдиагностика" ОАО "Газпром", Москва)

ОПЕРАТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ В СИСТЕМАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Описано алгоритм розрахунку коефіцієнтів технічного стану відцентрових нагнітачів магістральних газопроводів. Наведено результати оперативної діагностики газотурбінних установок та відцентрових нагнітачів компресорної станції Правохеттінська ТОВ "Тюментрансгаз".

Описан алгоритм расчета коэффициентов технического состояния центробежных нагнетателей магистральных газопроводов. Приведены результаты оперативной диагностики газотурбинных установок и центробежных нагнетателей компрессорной станции Правохеттинская ООО "Тюментрансгаз".

Современные технологии управления газотранспортными системами (ГТС) невозможны без применения вычислительной техники, математических моделей и методов [3]. Существующие сегодня программные комплексы для расчетов режимов сложных систем магистральных газопроводов помогают диспетчерскому персоналу газотранспортных объединений осуществлять управление функционированием систем магистрального транспорта газа. Эффективность применения математических моделей и методов, а также созданных на их основе программных средств для моделирования режимов газотранспортных систем во многом зависит от достоверности информации, используемой при проведении расчетов. Помимо режимных параметров (давление, температура) и схем работы компрессорных цехов ГТС, которые всегда известны диспетчерскому персоналу, большое значение для получения адекватных результатов расчетов имеет объективная и оперативная оценка технического состояния оборудования линейной части и компрессорных станций (КС) газопроводов, особенно с учетом его постоянного износа.

Существующие на сегодняшний день методы диагностики компримирующего оборудования требуют проведения целого комплекса мероприятий с использованием измерительного оборудования высокой точности, не являющегося штатным для КС. Данные мероприятия осуществляются диагностическими лабораториями объединений с определенной периодичностью при выполнении специальных и контрольных испытаний и требуют, как правило, вывода оборудования из эксплуатации. Глубокая диагностика необходима, прежде всего, при ремонте и модернизации оборудования. В то же время, для диспетчерских служб транспортных объединений актуальной является задача получения оперативной информации о техническом состоянии основного оборудования газопроводов и учет этой информации при расчетах режимов ГТС.

Техническое состояние газоперекачивающих агрегатов (ГПА), установленных на КС, определяется фактической мощностью привода и реальными газодинамическими характеристиками центробежных нагнетателей (ЦБН), которые в процессе эксплуатации постоянно отклоняются от паспортных значений. Для корректировки паспортных характеристик ЦБН необходимы коэффициенты технического состояния по политропическому КПД, политропному напору и приведенной относительной внутренней мощности.

Для диагностики привода ГПА в диспетчерских расчетах газопроводов большой интерес представляет метод оперативного определения загрузки и технического состояния газотурбинной установки (ГТУ), использующий только штатный набор измеряемых на агрегате параметров [1]. Суть метода заключается в выборе из состава штатного набора двух параметров - базового, характеризующего мощность ГТУ, и управляющего, показывающего степень загрузки агрегата, и определении функциональных зависимостей (коэффициентов взаимного влияния) между ними.

Выбор параметров и получение коэффициентов взаимного влияния для различных типов ГТУ с одно- и двухкаскадными воздушными компрессорами подробно рассмотрены в [1, 4]. Полученная с помощью функциональных зависимостей фактическая мощность привода позволяет определить коэффициент технического состояния ГТУ по мощности, а также через полный напор - фактический расход газа через ЦБН или их группу.

Расчет фактического расхода газа через каждый ГПА выполняется на основании данных фактического режима работы оборудования КС и индивидуальной фактической мощности привода ГПА через полный напор, что обеспечивает определение действительного расхода газа, перекачиваемого агрегатами КС, с учетом внутренних стационарных перетоков. На основании суммар-

ного расхода газа через работающие на режиме ГПА определяются фактические расходы газа через каждый цех и станцию в целом.

Значение фактического расхода через агрегат имеет большое информационное значение для получения коэффициентов технического состояния нагнетателя ГПА, на основании которых осуществляется корректировка паспортных газодинамических характеристик агрегатов.

Рассмотрим алгоритм расчета коэффициентов технического состояния ЦБН.

Используемый в расчетах коэффициент сжатия газа Z определяется из обобщенной приведенной формы уравнения Бенедикта-Уэбба-Рабина [2]:

$$Z^3 - Z^2 - Z \cdot \left(\frac{a_1}{\tau} - \frac{a_2}{\tau^2} - \frac{a_3}{\tau^4} \right) \cdot \pi - \left(\frac{a_4}{\tau^2} - \frac{a_5}{\tau^3} - \frac{a_6}{\tau^5} \right) \cdot \pi^2 = 0; \quad (1)$$

где τ и π - приведенные абсолютные температура и давление соответственно:

$$\tau = T/T_{кр}, \quad \pi = P/P_{кр} \quad (2)$$

где $T_{кр}$ и $P_{кр}$ - критические параметры газа: $T_{кр} = 99,8 + 168 \cdot \Delta_g$, [K]; $P_{кр} = 47,9 - \Delta_g$ [Ата]; $\Delta_g = \rho_0/1,2041$ - относительная плотность газа по воздуху; ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, [кг/нм³]; a_1, a_2, \dots, a_6 - коэффициенты, рассчитанные для газа с компонентным составом: $CН_4 = 93,3\%$; $C_2H_6 = 4\%$; $C_3H_8 = 0,6\%$; $C_4H_{10} = 0,4\%$; $C_5H_{12} = 0,3\%$; $CO_2 = 0,1\%$; $N_2 = 1,3\%$:

$$a_1 = 0,1254; \quad a_3 = 0,1302; \quad a_5 = 0,0290;$$

$$a_2 = 0,3446; \quad a_4 = 0,0296; \quad a_6 = 0,0425.$$

Коэффициенты a_1, \dots, a_6 в зависимости от состава газа изменяются незначительно, поэтому их отклонениями от приведенных выше значений можно пренебречь.

Для проведения расчетов коэффициентов технического состояния ЦБН необходима следующая нормативно-справочная информация (паспортные данные):

- номинальная, минимальная и максимальная степень сжатия;
- приведенная производительность для точки номинального режима;
- минимальная и максимальная приведенная производительность;
- номинальные обороты;
- минимальные и максимальные относительные обороты;
- параметры сжатия газа (коэффициент сжатия Z , универсальная газовая постоянная R , абсолютная температура газа T);
- проектное давление на входе нагнетателя;
- коэффициенты аппроксимации квадрата функции степени сжатия;
- коэффициенты аппроксимации функции приведенной мощности;
- коэффициенты аппроксимации функции политропного КПД;
- номинальный политропный КПД.

Исходными данными для расчета коэффициентов технического состояния ЦБН являются следующие параметры фактического режима:

P_{1H} - давление газа на входе ЦБН (избыточное), [кг/см²];

P_{2H} - давление газа на выходе ЦБН (избыточное), [кг/см²];

t_{1H} - температура газа на входе ЦБН, [°C];

t_{2H} - температура газа на выходе ЦБН, [°C];

ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях (20°C, 760 мм рт. ст.), [кг/нм³];

n - фактическая частота обращения ротора ЦБН на режиме;

Q - величина расхода газа через ГПА [м³/мин], вычисляемая следующим образом [4]:

$$N = N_{эф} - \Delta N_{мех}; \quad (3)$$

$$Q = \frac{N}{H_{полн} \cdot \rho_{1H}} \cdot 60; \quad (4)$$

где $N_{эф}$ - фактическая полная мощность привода; N - мощность привода; $\Delta N_{мех}$ - механические потери на приводе; $H_{полн}$ - политропный напор; ρ_{1H} - плотность газа на входе ЦБН.

Для определения коэффициентов технического состояния ЦБН сначала находим степень повышения давления на ЦБН

$$\varepsilon_H = P_{2H} / P_{1H}. \quad (5)$$

Далее вычисляем объемный и температурный показатели политропы

$$\frac{n_v}{n_v - 1} = \frac{\log \varepsilon_H}{\log \left(\frac{Z_2 \cdot T_{2H}}{Z_1 \cdot T_{1H}} \right)}; \quad (6)$$

$$\frac{n_t}{n_t - 1} = \frac{\log \varepsilon_H}{\log \left(\frac{T_{2H}}{T_{1H}} \right)}; \quad (7)$$

где Z_1, Z_2 - коэффициенты сжатия газа по состоянию на входе и выходе ЦБН; $T_{1H} = t_{1H} + 273,15$, [K]; $T_{2H} = t_{2H} + 273,15$, [K].

Затем определяем коэффициент изотермического сжатия y :

$$\frac{1}{y} = 1 + \frac{1}{Z_{cp}} \left[Z_{cp} - 1 + \left(a_4 - \frac{a_5}{\tau_{cp}} + \frac{a_6}{\tau_{cp}^3} \right) \cdot \frac{\pi_{cp}^2}{\tau_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2} \right], \quad (8)$$

где $\pi_{cp} = P_{cp} / P_{кр}$; $P_{cp} = (P_{1H} + P_{2H}) / 2$; $\tau = (T_{1H} + T_{2H}) / (2T_{кр})$; Z_{cp} - коэффициент сжатия газа для средних параметров компримирования; и коэффициент изобарного сжатия x

$$x = \frac{y}{Z_{cp}} \left[\left(\frac{a_2}{\tau_{cp}} + \frac{3a_3}{\tau_{cp}^3} \right) \cdot \frac{\pi_{cp}}{Z_{cp} \cdot \tau_{cp}} + \left(\frac{a_5}{\tau_{cp}^2} - \frac{3a_6}{\tau_{cp}^3} \right) \cdot \frac{\pi_{cp}^2}{Z_{cp}^2 \cdot \tau_{cp}^2} + Z_{cp} \right] - 1. \quad (9)$$

Обобщенная поправка на неидеальность к изобарной теплоемкости равна

$$\frac{\Delta C_p}{R} = \frac{Z_{cp}(1+x)^2}{y} + \frac{6a_3 \cdot \pi_{cp}}{Z_{cp} \cdot \tau_{cp}^4} - \frac{3a_6 \cdot \pi_{cp}^2}{Z_{cp}^2 \cdot \tau_{cp}^5} - 1. \quad (10)$$

Мольная теплоемкость в идеальном газовом состоянии определяется из корреляционной формулы для природных газов при условии $\Delta_B = 0,55 \div 0,65, t = 10 \div 80^\circ C$

$$\mu C_{p_0} = [5.15 + (5.65 + 0.017 \cdot t_{cp}) \cdot \Delta_B] \cdot 4.1868; \quad (11)$$

Показатель изэнтропы в идеальном газовом состоянии

$$K_0 / (K_0 - 1) = (\mu \cdot C_{p_0}) / 8.314, \quad (12)$$

коэффициент "псевдоизэнтропы"

$$K / (K - 1) = (1 / Z_{cp}) \cdot [(K_0 / (K_0 - 1) + (\Delta C_p / R) - Z_{cp}) - Z_{cp} \cdot x \cdot (n_T / (n_T - 1))], \quad (13)$$

объемный коэффициент изэнтропы

$$\frac{K_V - 1}{K_V} = \frac{K_0 - 1}{K_0} \cdot \frac{Z_{cp}(1+x)^2}{1 + \frac{\Delta C_p}{R} \cdot \frac{K_0 - 1}{K_0}} - (y - 1), \quad (14)$$

температурный коэффициент изэнтропы

$$\frac{K_T - 1}{K_T} = \frac{K_0 - 1}{K_0} \cdot \frac{Z_{cp}(1+x)}{1 + \frac{\Delta C_p}{R} \cdot \frac{K_0 - 1}{K_0}}. \quad (15)$$

Получив все необходимые коэффициенты, определяем фактический политропный КПД ЦБН

$$\eta_{пол.ф.} = \frac{1}{1 + \frac{K_T - 1}{K_T}} \cdot \left(\frac{n_V - 1}{n_V} - \frac{K_V - 1}{K_V} \right). \quad (16)$$

Политропный напор рассчитываем по формуле

$$H_{пол.} = \frac{n_V}{n_V - 1} \cdot Z_1 \cdot R \cdot T_{1H} \cdot \left(\varepsilon_H^{\frac{n_V}{n_V - 1}} - 1 \right), \quad (17)$$

где $R = 29.27 / \Delta_B$ - газовая постоянная.

Далее находим эталонный политропный КПД

$$\eta_{пол.эт.} = f(Q_{np}), \quad \text{где } Q_{np} = Q \cdot \frac{\eta_{ном.}}{\eta}. \quad (18)$$

Теперь можно определить коэффициент технического состояния по политропному КПД

$$K_{\eta_{пол.ф.}} = \eta_{пол.ф.} / \eta_{пол.эт.} \quad (19)$$

Степень повышения давления на ЦБН, приведенная к номинальной частоте вращения

$$\varepsilon_{H0} = \left[(\varepsilon_H - 1) \cdot \left(\frac{n_{ном.}}{n} \right)^2 \cdot \frac{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{Z_1 \cdot R \cdot T_m} \right] + 1. \quad (20)$$

Температура T_{2H} для степени повышения давления ε_{H0} для номинальной частоты вращения и фактического КПД $\eta_{пол.ф.}$ определяется итерационно с использованием выражения

$$T_{2H_{расч.ф.}} = T_{1H} \cdot \varepsilon_{H0}^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_{пол.ф.}}}. \quad (21)$$

В процессе итераций, контролируя заданную погрешность,

$$\Delta T_{2H_{расч.ф.}} = 0.05^\circ C$$

совместно определяются $(K-1)/K, (n_T - 1)/n_T, (K_V - 1)/K_V, (K_T - 1)/K_T, Z_{CP0}$ для процесса компримирования при условии ε_{H0} и КПД $\eta_{пол.ф.}$

Объемный показатель политропы

$$\left(\frac{n_V}{n_V - 1} \right)_{расч.ф.} = \frac{\log \varepsilon_{H0}}{\log \left(\frac{Z_2 \cdot T_{2H_{расч.ф.}}}{Z_1 \cdot T_{1H_{расч.ф.}}} \right)}, \quad (22)$$

где Z_{2p0} - коэффициент сжатия для степени повышения давления ε_{H0} .

Находим расчетный политропный напор для ε_{H0} и $\eta_{пол.ф.}$

$$H_{пол.расч.ф.} = \left(\frac{n_V}{n_V - 1} \right)_{расч.ф.} \cdot Z_1 \cdot R \cdot T_{1H} \cdot \left(\varepsilon_{H0}^{\left(\frac{n_V}{n_V - 1} \right)_{расч.ф.}} - 1 \right) \quad (23)$$

и эталонный политропный напор для $\varepsilon_{H0_{эт}}$ и $\eta_{пол.эт.}$

$$H_{пол.эт.} = \left(\frac{n_V}{n_V - 1} \right)_{эт.} \cdot Z_1 \cdot R \cdot T_{1H} \cdot \left(\varepsilon_{H0}^{\left(\frac{n_V}{n_V - 1} \right)_{эт.}} - 1 \right). \quad (24)$$

Коэффициент технического состояния ЦБН по политропному напору

$$K_{H\eta} = H_{пол.расч.ф.} / H_{пол.эт.} \quad (25)$$

Определим удельную эталонную мощность ЦБН

$$\left(\frac{N}{\rho_{1H}} \right)_{эт.} = \frac{H_{пол.}}{\eta_{пол.эт.}} \cdot Q / 60 \cdot 9.81 \cdot 10^{-3} \quad (26)$$

и удельную фактическую мощность ЦБН

$$\left(\frac{N}{\rho_{1H}} \right)_{факт.} = H_{пол.} \cdot Q / 60 \cdot 9.81 \cdot 10^{-3}. \quad (27)$$

Коэффициент технического состояния по удельной мощности

$$K_N = \left(\frac{N}{\rho_{1H}} \right)_{факт.} / \left(\frac{N}{\rho_{1H}} \right)_{эт.} \quad (28)$$

С помощью полученных таким образом коэффициентов технического состояния и паспортных газодинамических характеристик ЦБН производится расчет скорректированных характеристик, которые реально отражают фактическое технологическое состояние агрегата.

Кроме учета состояния компримирующего оборудования, установленного на КС, большое значение при проведении расчетов имеет оценка состояния линейной части газопроводов. Основными параметрами, характеризующими техническое состояние линейных участков (ЛУ) газопроводов, являются гидравлическая эффективность труб и теплопередача от трубы к грунту.

Методика идентификации линейной части использует фактический режим газотранспортной системы путем реализации расчета участков КС-ЛУ. Эта методика определяет коэффициенты теплопроводности от трубы к грунту и гидравлической эффективности, как обеспечивающие передачу газа с заданными параметрами в начале ЛУ с соблюдением параметров, которые заданы в конце участка.

Расчет осуществляется следующим образом. Определяем температуру газа в конце участка газопровода

$$t_k = t_{zp} + (t_n - t_{zp}) \cdot e^{-al} - D_i \frac{P_n - P_k}{2 \cdot al \cdot P_{cp}} (1 - e^{-al}), \quad (29)$$

где t_n, t_k, P_n, P_k - температура и давление в начале и в конце ЛУ, t_{zp} - температура грунта, D_i - коэффициент Джоуля-Томпсона (дроссель-эффект), который определяется по формуле

$$D_i = \frac{t_n - t_k}{P_n - P_k}, \quad (30)$$

P_{cp} - среднее давление по ЛУ, определяемое по формуле

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right), \quad (31)$$

$$al = \frac{62.6 \cdot K_T \cdot d_E \cdot L}{q \cdot \Delta_g \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (32)$$

где q - расход газа, млн. м³/сут; K_T - коэффициент теплопередачи от газа к грунту, кКал/(м²·час·°С); L - длина участка, км; d_E - эквивалентный диаметр газопровода, мм.

$$d_{Ez} = \left\{ \sum^k \left[\left(\frac{L}{\sum_{i=1}^m \frac{l_i}{\sum_{p=1}^s (D_p^{2.6})^2}} \right)^{\frac{1}{5.2}} \right]^{\frac{1}{2.6}} \right\}^{\frac{1}{2.6}}, \quad (33)$$

где k - количество ниток на рассматриваемом участке; m - количество отрезков на отдельной нитке рассматриваемого ЛУ ГТС; i - номер отрезка на отдельной нитке рассматриваемого ЛУ; s - количество трубопроводов на отрезке отдельной нитки ГТС; p - номер трубопровода.

Средняя температура по ЛУ:

$$t_{cp} = t_{zp} + \frac{t_n - t_{zp}}{al} \cdot (1 - e^{-al}) - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2 \cdot al \cdot P_{cp}} \left(1 - \frac{1}{al} (1 - e^{-al}) \right). \quad (34)$$

Коэффициент теплопередачи ЛУ (K_T) определяется обратным счетом из формулы (32).

Коэффициент гидравлической эффективности

$$E = \frac{q}{\varphi \cdot 1.67 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{d_E^{5.2}} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta_g \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}}}}, \quad (35)$$

где $\varphi = 1$ при отсутствии подкладных колец.

Рассмотренные алгоритмы получения коэффициентов технического состояния газоперекачивающих агрегатов КС и идентификации технического состояния линейных участков газопроводов реализованы в программном комплексе "Каскад" для моделирования режимов работы газотранспортных систем, разработанным в Институте общей энергетики НАН Украины. Непосредственная корректировка газодинамических характеристик, то есть расчет фактических, с учетом технического состояния, характеристик ЦБН, производится в относительном критериальном виде, ибо анализ характеристик ЦБН различных типов, находящихся в разном техническом состоянии, показал, что относительные критериальные характеристики изменяются значительно меньше, чем характеристики в абсолютных значениях параметров. Далее проводится пересчет скорректированных характеристик ЦБН в относительных критериальных значениях к абсолютным значениям параметров.

Скорректированные таким образом характеристики нагнетателей газа используются в дальнейшем при расчетах режимов работы компрессорных цехов. Погрешности результатов, полученных с использованием предложенных методик оперативного диагностирования ГПА, составляют 4-6%, что является вполне приемлемым для проведения диспетчерских расчетов режимов и позволяет более адекватно промоделировать работу газотранспортной системы.

В таблице приведены данные экспресс-диагностики центробежных нагнетателей типа НЦ-16-76/1,44, установленных в цехах 1-5 КС Правохеттинская головного участка системы газопроводов СРТО-Центр ООО "Тюментрансгаз". Коэффициенты получены с помощью комплекса "Каскад" для режима, снятого в июне 1993 г. Из данных таблицы видно, что значения коэффициентов технического состояния значительно ниже единицы, что приводит к существенному сдвигу фактических характеристик по сравнению с паспортными [4].

Использование фактических характеристик ЦБН позволяет получить более адекватные результаты при моделировании режимов работы магистральных газопроводов.

Кроме того, задача определения реальных характеристик ЦБН с помощью описанного метода экспресс-диагностики представляет самостоятельный интерес для технологических служб компрессорных станций при проведении паспортизации оборудования.

Таблица. Результаты экспресс-диагностики ЦБН КС Правохеттинская

Номер цеха	Номер агрегата	Параметры ЦБН			
		агрегатный расход, м ³ /мин	КПД политропный	КТС по политроп. КПД	КТС по политропному напору
1	1	377,352	0,758	0,887	0,931
	2	366,949	0,758	0,892	0,907
	3	375,857	0,758	0,891	0,901
	4	-	1,000	0,925	0,940
2	1	-	1,000	0,925	0,940
	2	408,145	0,747	0,874	0,875
	3	389,729	0,747	0,873	0,906
	4	-	1,000	0,925	0,940
3	1	401,089	0,850	0,995	0,875
	2	418,844	0,850	0,995	0,903
	3	414,345	0,850	0,995	0,875
	4	-	1,000	0,925	0,940
	5	-	1,000	0,925	0,940
4	1	404,167	0,850	0,995	0,875
	2	400,921	0,850	0,995	0,875
	3	-	1,000	0,925	0,940
	4	413,847	0,850	0,995	0,875
	5	-	1,000	0,925	0,940
5	1	386,330	0,787	0,920	0,914
	2	-	1,000	0,925	0,940
	3	410,216	0,787	0,918	0,915
	4	-	1,000	0,925	0,940
	5	-	1,000	0,925	0,940

1. Вертепов А.Г. Экспресс-метод оценки загрузки и технического состояния ГТУ. Сб. Совершенствование машин и агрегатов газовой промышленности. -М: ВНИИГАЗ, 1994. -С.44-45.

2. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. -М.: Недра, 1989. -286 с.

3. Кулик М.Н. Методы системного анализа в энергетических исследованиях. -К.: Наукова думка, 1987. -200 с.

4. Линецкий И.К., Лещенко И.Ч., Вертепов А.Г. Получение и учет фактических характеристик оборудования при расчетах режимов компрессорных станций магистральных газопроводов // Проблеми загальної енергетики, 1999-№ 1. -С. 40-47.