

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ

А. А. Коршак, Т. В. Козлова

*Санкт-Петербургский государственный горный университет
им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Выбор оптимального режима работы компрессорной станции (КС) является залогом надежной и безопасной работы всей газотранспортной системы. При расчете режимов работы КС используются приведенные характеристики центробежных нагнетателей (ЦН), с помощью которых задача определения оптимального числа оборотов ротора ЦН при известном приведенном расходе газа Q_{np} и заданной степени сжатия нагнетателя ε решается методом последовательных приближений, что приводит к существенным ошибкам как за счет погрешности измерения, так и за счет вычислений.

В связи с этим для получения универсальных зависимостей, описывающих характеристики ЦН, предложено обрабатывать результаты стендовых испытаний ЦН в специальных асимптотических координатах [1,2]. На основе полученных зависимостей предложен метод определения областей рационального применения различных типов ЦН.

В качестве критериев оптимизации приняты ограничения по максимально допустимому давлению на выходе КС $[P_n]$ и мощность на муфте привода N_e .

Основываясь на полученных с помощью метода асимптотических координат зависимостях (1,2), записана система уравнений (3), при решении которой находится максимальная возможная производительность ЦН при условиях всасывания:

$$\varepsilon = A + B \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} + C \cdot \exp \left(\frac{D}{Q_{np}} \right) \cdot \left(E - F \left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} \right); \quad (1)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{PP} = G \cdot Q_{np}^3 + H \cdot Q_{np}^2 + J \cdot Q_{np} + K; \quad (2)$$

$$\begin{cases} Y1 = Y2; \\ Y1 = \frac{[P_n] + \Delta P_{наг}}{P_{вс}} - A - E \cdot C \cdot \exp \left(\frac{D}{Q_{np}} \right); \\ Y2 = (N_e - \Delta N_{мех})^{1/3} \cdot \left(B - F \cdot C \cdot \exp \left(\frac{D}{Q_{np}} \right) \right) \cdot \rho_{BC}^{-1/3} \times \\ \times \left[G \cdot Q_{np}^3 + H \cdot Q_{np}^2 + J \cdot Q_{np} + K \right]^{-1/3} \cdot \left(\frac{Z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}{Z_{PP} \cdot R_{PP} \cdot T_{PP}} \right)^{-1/2}, \end{cases} \quad (3)$$

где $\left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр}$ – приведенная относительная частота вращения;

A, B, C, D, E, F , – безразмерные коэффициенты, полученные в результате аппроксимации;

$\Delta P_{наг}$ – потери давления на нагнетании КС, МПа;

$P_{вс}$ – давление при условиях всасывания, МПа;

$\Delta N_{мех}$ – механические потери мощности, кВт;

$\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}}\right]_{ПР}$ – приведенная относительная внутренняя мощность, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{м}^3}{\text{кг}}$.

Таким образом, для каждого типа ЦН можно определить область рационального применения, которая будет с одной стороны ограничиваться условиями помпажа, а с другой – установленной мощностью привода и максимально допустимым давлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Байков, И. Р. Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа / И. Р. Байков, Т. Г. Жданова, Э. А. Гареев. – Уфа: УНИ, 1994. – 128 с.
2. Коршак А. А. Универсальные зависимости для центробежных нагнетателей природного газа, полученные методом асимптотических координат / А. А. Коршак, Т. В. Козлова // Трубопроводный транспорт 2009 : материалы 5-й междунар. учеб.-практ. конф. – 2009. – С. 219–220.

УДК 624.953(083.74)

МЕТОДЫ РАЗМЫВА И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ НЕФТЯНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Ю. Г. Кухто

ОАО «Полоцктранснефть Дружба», г. Новополоцк, Республика Беларусь

Нефтяные резервуары представляют собой ответственные инженерные сооружения специального назначения с повышенной пожарной опасностью и источниками возможного вредного воздействия на экологию. Поэтому обеспечению эксплуатационной надежности резервуаров уделяется особое внимание. Так, согласно требованиям ТКП 169-2009, резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию для определения их действительного технического состояния (не реже 1 раза в 8 лет для резервуаров, отработавших расчетный срок службы). В отдельных случаях допускается увеличение периодичности обследования не более чем на 30% (при техническом обосновании).