

УДК 622.691.4

МИРОШНИК М.А., д.т.н. (УкрГАЗТ),
КАПЦОВА Н.И., ассистент (ХНУГХ им. О.М. Бекетова)

Алгоритм взаимосвязи и оптимизации энергозатрат на компримирование газа и гидравлического состояния газопроводов

В работе получено аналитическое выражение зависимости эффективной мощности, необходимой для компримирования газа от гидравлического состояния участка магистрального газопровода между двумя последовательно расположенными компрессорными станциями (его коэффициента эффективности) для обеспечения необходимых условий транспорта постоянных массовых затрат газа (пропускной способности газопровода).

Ключевые слова: алгоритм, оптимизация, энергозатраты, газ.

Введение

Компрессорные системы (КС) широко используются в различных областях. Сложная компрессорная система вместе с выходной камерой и дросселем является системой с одной степенью свободы, с сосредоточенными параметрами, в которой волновые явления не оказывают влияния на протекание процессов. Рассматривается специальная компрессорная система для снабжения сжатым воздухом. При анализе надежности каждый компрессор вместе с двигателем составляет элемент системы, который может отказать. При расчете характеристик надежности КС компоновка компрессоров не учитывается, а также не проводится гидравлический расчет КС и взаимосвязанной с ней, обеспечивающей транспортирование воздуха. Однако именно компрессорная система с поддержанием положительного давления в резервуарах позволяет достичь практически 100 % степени утилизации углеводородов. Она наиболее дешева и наименее энергоемка, поэтому, безусловно, имеет преимущества перед другими, и ее следует рассматривать как приоритетную при решении вопросов улавливания паров нефти. Единственным ограничением является наличие системы газосбора, куда должна направляться уловленная продукция и откуда, при необходимости, можно взять газ для подпитки в периоды снижения давления в резервуарах. Это условие обеспечивается не на всех объектах.

Компримирование газа на компрессорной станции в головной части газопровода требует значительных капиталовложений и эксплуатационных расходов. Высокое пластовое давление скважин используется для компримирования газа более низкого давления специально предназначенными для природного газа газовыми эжекторами. Необходимость рационального использования пластового давления природного газа поставила ряд новых проблем, которые изменили систему эксплуатации, транспортирования и потребления природного газа. Этот метод эксплуатации позволяет рационально использовать избыток пластового давления газа, который был бы потерян при дросселировании газа через штуцер перед направлением в магистральные газопроводы

На произвольно взятую i -ю КС предварительно компримированный на предыдущей КС до давления P_n газ приходит в результате преодоления предыдущего участка с пониженным (на величину гидросопротивления) давлением P_k . Для возможности дальнейшего транспортирования газа к последующей КС на i -й КС его не обходимо снова скомпримировать до исходного давления P_n , с которым он вышел с предыдущей КС. Таким образом, на рассматриваемой i -й КС давления газа на входе в компрессор равно P_k , а на выходе – P_n .

Неотъемлемым условием транспортирования газа является поддержание постоянства его массового расхода, т.е. $M = \text{const}$. Однако в результате постепенного загрязнения внутренней поверхности газопровода (ухудшения гидравлического состояния, критерием оценки которого является коэффициент эффективности E), в процессе эксплуатации гидравлическое сопротивление увеличивается и, как следствие, снижается требуемая производительность - нарушается неотъемлемое условие транспортирования, указанное выше.

Для возможности преодоления прироста гидросопротивления и поддержания массовой производительности $M = \text{const}$ необходимо повышать давление компримирования, т.е. увеличивать давление на выходе P_n , что связано с ростом эффективной мощности N_e , подводимой к валу компрессора. Целью статьи является определение функции $N_e = N_e(E)$ в виде аналитического выражения, обеспечивающей условие $M = \text{const}$, вывод которого рассматривается ниже.

Основная часть

Наименьшая работа на компримирование газа затрачивается при изотермическом сжатии [1], поэтому данный процесс обычно проводится в условиях, приближающихся к изотермическим (для чего тепло отводят путём охлаждения газа). При этом мощность, которую нужно подвести к валу компрессора, определяется как [1]

$$N_e = \frac{1}{\eta_{изт}\eta_{мех}} \cdot P_k V_k \ln \frac{P_n}{P_k} = \frac{1}{\eta_{изт}\eta_{мех}} P_k \frac{M}{P_k} \ln \varepsilon,$$

где $\eta_{изт}$ - изотермический КПД; $\eta_{мех}$ - механический КПД компрессорной установки; P_n, P_k - соответственно давление, Па и плотность газа, кг/м³ в условиях всасывания в компрессор; ε - степень сжатия; M — const - требуемый массовый расход газа, кг/с.

Поскольку при хозяйственных расчетах приёма и отпуска газа принимают стандартные условия ($P_{ст} = 1,033 \text{ МПа}$; $T_{ст} = 293 \text{ К}$) [2], то

$$M = \rho_{ст} \cdot V_{ст},$$

где $V_{ст}$ - требуемый объемный расход газа (производительность магистрального газопровода при стандартных условиях), ст.м³/с; $\rho_{ст}$ - плотность транспортируемого газа при стандартных условиях, кг/ст.м³;

Учитывая, что из уравнения состояния

$$\rho_k = \frac{P_k}{z_k R T_k},$$

где z_k, T -соответственно коэффициент сжатия газа и его температура в условиях всасывания; R - газовая постоянная, транспортируемого газа, Дж.кг/град; выражение (1) принимает вид

$$N_e = \frac{1}{\eta_{изт}\eta_{мех}} \cdot M z_k R T_k \ln \varepsilon. \tag{1}$$

Одной из основных расчётных формул для

газопроводов высокого и среднего давления является выражение, связывающее массовый расход транспортируемого газа, в частности, с фактическим коэффициентом трения (для текущего момента времени) [3]

$$M = F \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) D}{\lambda_\phi z R T l}}, \tag{2}$$

где D, l -соответственно внутренний диаметр, м и длина, м магистрального газопровода; λ_ϕ - фактический коэффициент трения газового потока об омываемую поверхность газопровода в её фактическом (на данный момент времени) состоянии; F - площадь проходного сечения трубы газопровода, м².

$$F = \frac{\pi}{4} D^2.$$

Коэффициент λ_ϕ выразим через коэффициент E , который является критерием оценки гидравлического состояния магистрального газопровода и определяется, в частности, как [4]

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_m}{\lambda_\phi}},$$

откуда $\sqrt{\lambda_\phi} = \frac{\sqrt{\lambda_m}}{E},$

где λ_m - теоретический коэффициент трения газового потока о внутреннюю поверхность газопровода на начальной стадии его эксплуатации.

Согласно [5]

$$\lambda_m = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{k}{D} \right)^{0,2} = \text{const}, \tag{3}$$

где k - эквивалентная шероховатость труб, мм (для монолитных труб без антикоррозийного покрытия $k=0,03$); Re - число Рейнольдса, определяемое по классическому выражению, с использованием средних параметров транспортируемого газа на рассматриваемом участке магистрального газопровода

$$\text{Re} = \frac{\omega D \rho}{\mu}$$

где μ - динамический коэффициент вязкости, Па при средних давлении P и температуре T .

При этом, согласно [3], средние давление и температура определяются как среднее арифметическое значений в начале и в конце участка газопровода, т.е.

$$\bar{P} = \frac{P_n + P_k}{2}$$

(выражение (2) в [3] получено при принятии закона изменения давления по длине газопровода - линейным).

$$\bar{T} = \frac{T_n + T_k}{2}$$

С учетом соответствующих подстановок выражение (2) принимает вид

$$M = FP_k \sqrt{\frac{D}{l}} \frac{1}{zRT\lambda_m} \times k \sqrt{\varepsilon^2 - 1} \times E = const,$$

где k – размерный коэффициент, кг/с,

$$k = FP_k \sqrt{\frac{D}{l}} \frac{1}{zRT\lambda_m}.$$

Для конкретного газопровода (D и $l = const$), и при конкретных параметрах газового потока в его конце ($P_k, T_k, z_k = const$) $k = const$ (относительно λ_m - см. (3)).

Зависимость степени сжатия, необходимой для поддержания $M=const$, при снижении E определится как

$$\varepsilon = \varepsilon(E) = \sqrt{\frac{M^2}{k^2} \frac{1}{E^2} + 1}. \quad (4)$$

Из (4) видно, что при $M=const$ компенсация снижения E может быть обеспечена повышением ε . Однако при этом увеличение степени сжатия связано с увеличением эффективной мощности, которую нужно подвести к валу компрессора и которая при подстановке (4) в (1) определится как

$$\begin{aligned} N_e = N_e(E) &= \frac{Mz_k RT_k}{\eta_{izm} \eta_{mex}} \ln \sqrt{\frac{M^2}{k^2} \frac{1}{E^2} + 1} + 1 = \\ &= \frac{0,5Mz_k RT_k}{\eta_{izm} \eta_{mex}} \ln \left(\frac{M^2}{k^2} \frac{1}{E^2} + 1 \right) = a \ln \left(\frac{M^2}{k^2} \frac{1}{E^2} + 1 \right), \end{aligned} \quad (5)$$

где a – размерный коэффициент, Вт,

$$a = \frac{0,5Mz_k RT_k}{\eta_{izm} \eta_{mex}}.$$

Выводы

Полученное выражение (5) представляет собой искомую аналитическую зависимость энергозатрат на компримирование газа от гидравлического состояния магистрального газопровода (критерием оценки которого является коэффициент гидравлической эффективности). При этом обеспечивается его пропускной способности в процессе эксплуатации.

Литература

1. Касаткин А.Г. Оснорные процессы и аппараты химической технологии.- М.: Химия, 1971.-784 с.
2. Борщенко Л.И. Подготовка газа и конденсата к транспорту. - М.: Недра, 1987. - 143 с.
3. Бобровский С.А. Трубопроводный транспорт газа, - М.: Наука, 1976. - 450 с.
4. Деточенко А.В. Спутник газовика- М.: Недра, 1978. - 311 с.
5. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. Ч.І. Газопроводы. ОНТП 51-1-85, М.: Газпром, 1986. – 222 с.

Мірошник М.А., Капцова Н.І. Алгоритм взаємозв'язку і оптимізації енерговитрат на компримування газу і гідралічного стану газопроводів. Отримано аналітичний вираз залежності ефективної потужності, необхідної для компримування газу, від гідралічного стану ділянки магістрального газопроводу між двома послідовно розташованими компресорними станціями (його коефіцієнта ефективності) для забезпечення необхідної умови транспортування – постійних масових витрат газу (пропускної здатності газопроводу).

Ключові слова: алгоритм, оптимізація, енерговитрати, газ.

Miroshnik M.A., Kaptcova N.I. The algorithm of interconnection and optimization of power inputs for gas compression and hydraulic condition of gas pipelines. The analytical expression of the dependence of effective power, necessary for gas compression, on the hydraulic condition of a gas main section between two tandem compressor stations (its peak factor) for providing necessary conditions of gas fixed mass charges transportation (gas main rate of flow) has been obtained in the work.

Key words: algorithm, optimization, power inputs, gas.

Рецензент д.т.н., профессор, профессор кафедры СКС Листровой С.В. (УкрГАЗТ)

Поступила 30.01.2014г.