

АНАЛИЗ ТИПОВОГО РАСЧЁТА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

ОМАРБЕКОВА И. Қ.
магистрант, Торайгыров университет, г. Павлодар
РЫНДИН В. В.
к.т.н., профессор, Торайгыров университет, г. Павлодар

Приведена типовая методика расчёта компрессорной станции (КС) и даны рекомендации по её улучшению с целью автоматизации процесса построения графиков.

Компрессорная станция – комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении. Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газа, системой электроснабжения и пр.

Технологическому расчёту компрессорной станции предшествует технологический расчёт магистрального газопровода (МГ). Типовой расчёт МГ рассматривается во многих работах [1–7] и здесь не приводится. После расчёта МГ проводится расчёт режима работы компрессорной станции. Предварительно должны быть известны исходные данные и определены соответствующие расчётные величины.

Стандартные условия (СУ): $p_{\text{ст}} := 101325 \text{ Па}$; $T_{\text{ст}} := 293,15 \text{ К}$ (20°C).

Молярная газовая постоянная $R_M := 8314,46 \text{ Дж/(кмоль}\cdot\text{К)}$.

Удельная газовая постоянная воздуха $R_a := 287 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$.

Плотность воздуха при стандартных условиях

$$\rho_{\text{в.ст}} = \frac{p_{\text{ст}}}{R_a \cdot T_{\text{ст}}} = \frac{101325}{287 \cdot 293,15} = 1,2043 \text{ кг/м}^3.$$

Для заданного состава смеси (ρ_i – плотность компонента при стандартных условиях; r_i – объёмные доли; M_i – молярные массы, n – число компонентов смеси) находим молярную массу природного газа $\dot{m} = \dot{m}_a$; удельную газовую постоянную смеси $\dot{m} =$,

плотность смеси газов при стандартных условиях $\rho_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^n (r_i \cdot \rho_i)$.
Псевдокритические температура и давление смеси:

$$T_{\text{ст}} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{\text{ст}}), \text{ К},$$

$$p_{\text{ст}} = 0,1773 (26,831 - \rho_{\text{ст}}).$$

На компрессорных станциях устанавливаются газотурбинные агрегаты ГПА, оборудованные центробежными нагнетателями.

Давление и температура газа на входе (в зоне всасывания) в центробежный нагнетатель: $p_{\text{вс}}$ и $T_{\text{вс}}$.

Значения давления и температуры, приведённые к условиям всасывания:

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{вс}} / p_{\text{вс}}, \quad T_{\text{пр}} = T_{\text{вс}} / T_{\text{вс}}.$$

Коэффициент сжимаемости газа при условиях всасывания ($Z_{\text{ст}} := 1$)

$$Z_{\text{ст}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot p_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3}.$$

Плотность газа на входе в нагнетатель (кг/м³)

$$\rho_{\text{вс}} = \rho_{\text{ст}} \cdot \frac{p_{\text{вс}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot Z_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}} \cdot 10^{-6} \cdot T_{\text{вс}} \cdot Z_{\text{вс}}}.$$

По заданной годовой пропускной способности МГ Q_g (млрд м³/год) определяется суточная пропускная способность газопровода при стандартных условиях (млн м³/сут)

$$Q = \frac{Q_g \cdot 10^6}{365 \cdot K_n},$$

где $K_n = 0,85–0,9$ – коэффициент использования пропускной способности газопровода.

Основные параметры некоторых типов ЦН приведены в таблице 1 [7].

Таблица 1 – Основные параметры центробежных нагнетателей при номинальном режиме работы

Тип ЦН	Q_n , млн м ³ /сут	Давление (абс.), МПа		ϵ	Приведённые параметры			nH, мин.–1
		$p_{\text{вс}}$	$p_{\text{наг}}$		Zпр	$\rho_{\text{пр}}$, Длж/(кг·К)	$T_{\text{пр}}$, К	
H-300-1,23*	19,0	3,63	5,49	1,23	0,910	490,5	288	6150
370-18-1*	37,0	4,96	7,45	1,23	0,888	508,2	288	4800
H-16-56*	51,0	3,57	5,49	1,24	0,893	508,2	307	4600
235-21-1	18,3	5,18	7,45	1,44	0,888	508,2	288	4800
ГПА-II-6,3/76	11,4	5,14	7,45	1,45	0,900	508,2	293	8200
ГПА-II-16/76	32,6	5,14	7,45	1,44	0,888	508,2	288	4900
H-16-76-1,44	31,0	5,18	7,45	1,44	0,898	508,2	288	6340
650-21-2	53,0	4,97	7,45	1,45	0,900	501,4	288	3700
650-22-2	47,0	4,97	7,45	1,45	0,900	501,4	288	3700
CDR-224	17,2	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	6200
RF2BB-30	21,8	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	6200
RF2BB-36	38,0	4,93	7,45	1,51	0,890	510,1	288	4437
PCL802/24	17,2	5,00	7,45	1,49	0,900	490,5	288	6200
PCL1002/40	45,0	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	4670

* – давления $p_{\text{вс}}$ и $p_{\text{наг}}$ для работы нагнетателей по схеме двухступенчатого сжатия

Число параллельно работающих нагнетателей $m_n = Q/Q_n$ округляется до целого.

Подача нагнетателя при условиях всасывания $Q_{\text{вс}}$ (м³/мин)



Рисунок 1 – Приведённые характеристики нагнетателя с нанесённой линией режимов ABC

$$Q_{\text{вс}} := \frac{Q \cdot 10^6}{24 \cdot 60 \cdot m_n} \cdot \frac{\rho_{\text{ст}}}{\rho_{\text{вс}}}.$$

Требуемая (расчётная) степень повышения давления $\epsilon = p_{\text{наг}}/p_{\text{вс}}$.

В настоящее время для расчёта режима работы конкретного нагнетателя используются разработанные заводами-изготовителями

соответствующие приведённые характеристики по методике ВНИИГАЗа (рисунок 1).

Для расчётов режимов работы КС применяются характеристики ЦН, представляющие зависимость степени повышения давления ϵ , политропического коэффициента полезного действия $\eta_{\text{пол}}$ и приведённой относительной внутренней мощности

$$\left[\frac{N_i}{P_{\text{вс}}} \right]_{\text{пр}} = \frac{N_i}{P_{\text{вс}}} \left(\frac{n_n}{n} \right)^3$$

от приведённой объёмной пропускной способности

$$Q_{\text{пр}} = \frac{n_n}{n} Q_{\text{вс}},$$

при различных значениях приведённых относительных частот вращения

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{\text{пр}} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{Z_{\text{пр}} \cdot R_{\text{пр}} \cdot T_{\text{пр}}}{Z_{\text{вс}} \cdot R \cdot T_{\text{вс}}}},$$

Задавая несколько (не менее трех) значениями частоты вращения ротора n в диапазоне возможных частот вращения ГПА, определяют приведённую объёмную пропускную способность $Q_{\text{пр}}$ и приведённую относительную частоту вращения ротора $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{\text{пр}}$.

Полученные точки наносятся на характеристику и соединяются линией режимов (плавная кривая ABC на рисунке 1). По характеристике нагнетателя определяются расчётные значения приведённых параметров. Для этого проводим горизонтальную линию из расчётного значения степени повышения давления ϵ до линии режимов и находим точку пересечения Р. Проводя вертикальную линию через эту точку, находим $Q_{\text{пр}}$, $\eta_{\text{пол}}$ и N_i .

Таким образом, в стандартном методе расчёта характеристик компрессорной станции используется графический метод. Вопрос о возможности расчёта характеристик компрессора без

геометрического построения линии режимов остаётся открытым. Решению данного вопроса посвящена магистерская диссертация Омарбековой И. К. «Автоматизация расчёта режима работы компрессорной станции путём использования пакета Mathcad». По завершении диссертации планируется опубликовать суть нового метода и программу расчёта в научном журнале.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Белицкий В. Д. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов : методическое пособие / В. Д. Белицкий, Ломов С. М. – Омск : ОмГТУ, 2011. – 65 с. : ил.
- 2 Типовые расчёты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л. И. Быков [и др.]. – СПб.: Недра, 2006.
- 3 Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: учеб. пособие / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544 с.
- 5 Коршак А. А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 515 с.
- 6 Новоселов В. Ф. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации газопроводов / В. Ф. Новоселов, А. И. Гольянов, Е. М. Муфтахов. – М.: Недра, 1982.
- 7 Перовишников С. И. Проектирование и эксплуатация компрессорных станций. Часть 2 / С. И. Перовишников. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004.

CURRENT STATE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OF KAZAKHSTAN

SADYKOV N. S.

Master of science, senior lecturer, Toraighyrov University, Pavlodar

RAMAZAN A. M.

Postgraduate student, Toraighyrov University, Pavlodar

This article will give some key moments on the oil and gas industry of Kazakhstan in recent years.

In the oil industry of Kazakhstan, at the end of 2021, oil production amounted to 85.7 million tons, exports – 67.6 million tons.

According to the governmental plan, oil production in the country will grow and reach 104.2 million tons by 2030.