

УДК 622.692

**РАСЧЕТ СТЕПЕНИ СЖАТИЯ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНОЙ
СТАНЦИИ ПРИ НЕПРОЕКТНЫХ РЕЖИМАХ ПЕРЕКАЧКИ**

**CALCULATION OF DEGREE OF COMPRESSION OF GAS
AT THE COMPRESSOR STATION AT UNPROJECT MODES
OF PUMPING OVER**

Коршак А.А.

ООО «НПЦ «Знание», г. Уфа, Российская Федерация

A.A. Korshak

Ltd. “SPC “Knowledge”, Ufa, the Russian Federation

e-mail: korshak-spb@mail.ru

Аннотация. Значительную долю времени магистральные газопроводы (МГ) работают с производительностью, отличающейся от проектной величины. Причинами такого положения являются: изменение объемов добычи газа на промыслах, неравномерность газопотребления, отказы в работе линейной части газопровода или компрессорных станций (КС). Во всех перечисленных случаях требуется регулирование работы КС. В основу решения задачи положено уравнение баланса давлений в начале линейного участка магистральных газопроводов.

К сожалению, в такой постановке, задача до сих пор не решалась. Лишь были получены расчетные зависимости для нахождения производительности магистрального газопровода, которая установится в нем при отключении отдельных КС или газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Однако и эти формулы обесцениваются в связи с использованием не вполне корректных зависимостей, описывающих изменение давления в линейном участке газопровода и на стороне нагнетания КС. В первом случае не учитываются потери давления в пылеуловителях и АВО газа, во

втором – ошибочно введено слагаемое, учитывающее изменение расхода газа, хотя этот фактор в полной мере учитывает изменяющаяся степень сжатия.

Разработаны предложения по определению необходимой степени сжатия газа при регулировании режима работы КС МГ в следующих ситуациях: отключение промежуточной КС; увеличение производительности МГ за счет сооружения дополнительных КС, изменения рабочих давлений в МГ и прокладки лупинга. Найденные величины необходимой степени сжатия газа следует использовать при определении необходимой частоты вращения ротора ЦБН. В заключение приводятся примеры расчетов, иллюстрирующие область применения указанных методов регулирования, работы компрессорных станций.

Abstract. A significant proportion of the time of trunk gas pipelines (MG) operate with a capacity different from the design values. Reasons for this situation are: changes in amounts of gas production from the fields, unevenness, failure of the linear part of the pipeline or compressor stations. In all these cases it is necessary to regulate the work of the COP. The challenge put pressure balance equation at the beginning of the linear portion of main gas pipelines.

Unfortunately, in this formulation, the problem is still not solved. Only estimates were obtained according to the performance of finding the main gas pipeline, which will install it when you turn off the individual COP or gas pumping units (GPU). However, these formulas are impaired due to the use is not quite correct dependencies describing the change of pressure in the linear portion of the pipeline and on the discharge side of the COP. In the first case, the pressure drops due to a dust collector and AVO gas in the second - erroneously introduced a term that takes into account the change in the gas flow rate, although this factor takes full account of the variable compression ratio.

The proposals on the definition of the required degree of compression of the gas in the regulation of the operation mode of the COP MG in the following situations: disabling interim COP; increase productivity by building MG

additional COP, changes in operating pressures of MG and gaskets looping. Found the necessary degree of gas compression should be used in determining the required rotor speed TSBN. In conclusion, provides examples of calculations that illustrate the application of these methods for regulation of compressor stations.

Ключевые слова: магистральный газопровод, компрессорная станция, остановка станции, степень сжатия газа, удвоение числа станций, прокладка лупинга.

Key words: the main gas pipeline, compressor station, the station stop, the degree of compression of the gas, doubling the number of stations, laying of looping.

В процессе эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) приходится прибегать к регулированию работы компрессорных станций (КС). Целью расчета в данном случае является определение необходимой степени сжатия газа.

К сожалению, в такой постановке задача до сих пор не решалась [1-5]. Лишь в работе [6] получены расчетные зависимости для нахождения производительности магистрального газопровода, которая установится в нем при отключении отдельных КС или газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Однако и эти формулы обесцениваются в связи с использованием не вполне корректных зависимостей, описывающих изменение давления в линейном участке газопровода и на стороне нагнетания КС. В первом случае не учитываются потери давления в пылеуловителях и АВО газа, во втором – ошибочно введено слагаемое, учитывающее изменение расхода газа, хотя этот фактор в полной мере учитывает изменяющаяся степень сжатия.

В связи с ограниченностью объема данной статьи рассмотрим регулирование работы КС только в двух случаях: при отключении

промежуточной компрессорной станции и при увеличении производительности магистрального газопровода.

1 Регулирование при отключении компрессорной станции

В связи с тем, что в настоящее время часть МГ работает на производительностях значительно ниже проектной, все чаще используется метод регулирования режима работы ГТС за счет отключения КС при форсировании работы соседних КС.

Для участка с остановленной КС при равенстве расстояний между всеми КС справедливо следующее соотношение:

$$P_{к1}^2 + \left(\frac{Q_{к1}}{K} \right)^2 \frac{2 \cdot l \cdot z_{cp1} \cdot \lambda_1 \cdot \Delta \cdot T_{cp1}}{D^5} = (\varepsilon_1 \cdot [P_{к} - \delta P_{к}] - \delta P_{н})^2, \quad (1)$$

где $P_{к1}$ - давление в конце участка МГ после отключенной КС, МПа;

$P_{к}$ - давление в конце участка МГ перед КС, предшествующей отключенной КС, МПа;

$Q_{к1}$ - коммерческий расход природного газа после отключения КС;

z_{cp1} - среднее значение коэффициента сжимаемости на рассматриваемом участке после отключения КС;

λ_1 - коэффициент гидравлического сопротивления на рассматриваемом участке после отключения КС;

T_{cp1} - средняя температура газа на рассматриваемом участке МГ после отключения КС, К;

ε_1 - степень повышения давления на рассматриваемой КС после отключения следующей КС.

По аналогии с уравнением (1) для МГ до отключения КС можно записать:

$$P_{к2}^2 + \left(\frac{Q_{к}}{K} \right)^2 \frac{l \cdot z_{cp} \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp}}{D^5} = (\varepsilon \cdot [P_{к} - \delta P_{к}] - \delta P_{н})^2, \quad (2)$$

где $P_{\kappa 2}$ - давление в конце участка МГ перед КС, подлежащей отключению, МПа.

Если бы не было ограничений по давлению нагнетания, то уравнения (1) и (2) надо было бы решать совместно при условии, что производительность МГ остается постоянной ($Q_{\kappa 1} = Q_{\kappa}$).

Тогда, разделив (1) на (2), можно получить степень повышения давления на рассматриваемой КС после отключения следующей КС, обеспечивающую прежнюю производительность:

$$\varepsilon_1 = \frac{\delta P_n + \sqrt{\left\{ \left(\varepsilon \cdot [P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}] - \delta P_n \right)^2 - P_{\kappa 2}^2 \right\} \frac{2 \cdot z_{cp1} \cdot T_{cp1} \cdot \lambda_1}{z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot \lambda} + P_{\kappa 1}^2}}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}}. \quad (3)$$

На рисунке 1 представлен график зависимости ε_1 от ε при следующих условиях: $P_{\kappa} = P_{\kappa 1} = P_{\kappa 2} = 3,7$ МПа; $z_{cp1} \cdot T_{cp1} = z_{cp} \cdot T_{cp}$; $\lambda = \lambda_1$;

$[P_n] = 5,39$ МПа; $\delta P_{\kappa} = 0,08$ МПа; $\delta P_n = 0,06$ МПа.

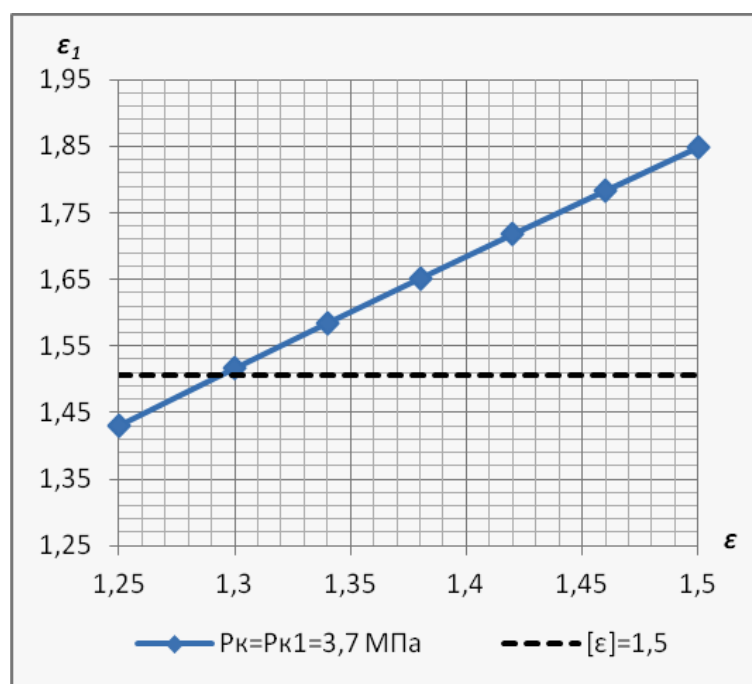


Рисунок 1. График зависимости ε_1 от ε

Видно, что для условий рассмотренного примера сохранить производительность на прежнем уровне после отключения КС можно, если

$\varepsilon < 1,29$. В остальных случаях значение ε_1 получается больше чем максимально допустимая степень повышения давления $[\varepsilon]$, равная:

$$[\varepsilon] = \frac{[P_n] + \delta P_n}{P_k - \delta P_k}. \quad (4)$$

Проанализируем изменение производительности МГ после отключения КС, если на рассматриваемой КС после отключения следующей КС поддерживается степень повышения давления $[\varepsilon]$.

Тогда из уравнений (1) и (2) получим:

$$\frac{Q_{к1}}{Q_k} = 0,707 \sqrt{\frac{([P_n]^2 - P_{к1}^2) \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot \lambda}{((\varepsilon [P_k - \delta P_k] - \delta P_n)^2 - P_{к2}^2) \cdot z_{cp1} \cdot T_{cp1} \cdot \lambda_1}}. \quad (5)$$

Из формулы (5) можно переписать в виде:

$$Q_{к1} = \chi_\Gamma \cdot Q_k, \quad (6)$$

где χ_Γ - коэффициент, равный:

$$\chi_\Gamma = 0,707 \sqrt{\frac{([P_n]^2 - P_{к1}^2) \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot \lambda}{((\varepsilon [P_k - \delta P_k] - \delta P_n)^2 - P_{к2}^2) \cdot z_{cp1} \cdot T_{cp1} \cdot \lambda_1}}.$$

Проанализируем изменение χ_Γ от ε при допущениях, принятых для условий ранее рассмотренного примера (рисунок 2).

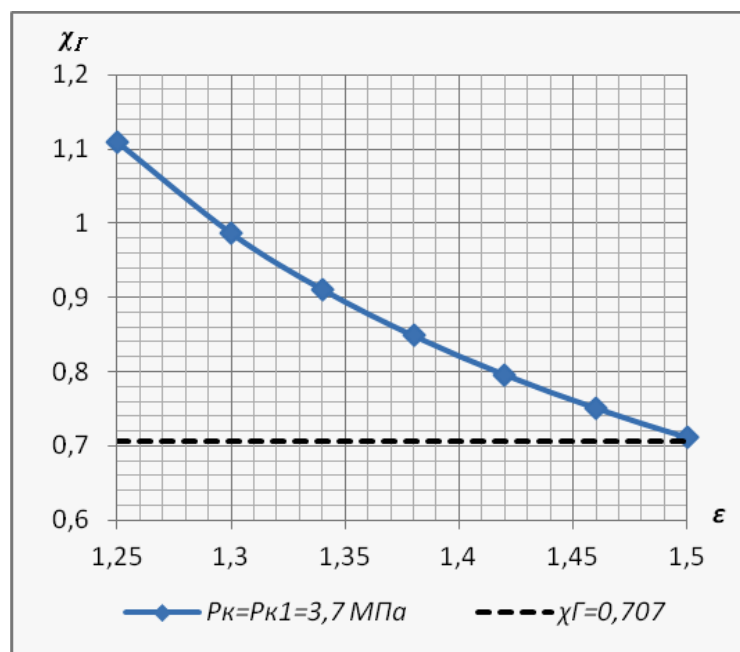


Рисунок 2. График зависимости χ_Γ от ε

Как показывают результаты расчетов, минимальная производительность после отключения КС $Q_{к1}$ и поддержания $\varepsilon_1 = [\varepsilon]$ составит $0,707 Q_k$ при $\varepsilon = [\varepsilon]$. Если же степень повышения давления ε до отключения КС была меньше $[\varepsilon]$, то можно добиться не только сохранения производительности на прежнем уровне, но и повысить ее, в данном случае в 1,1 раз. Таким образом, отключение КС позволяет сохранить прежнюю производительность в условиях работы КС на нерасчетных режимах в том случае, когда до отключения КС, рассматриваемые КС работали с малой степенью повышения давления, что соответствует режимам с пониженной производительностью.

Кроме того, анализ формулы (5) показывает, что при равенстве $\varepsilon_1 = \varepsilon$ также можно сохранить всего лишь 0,707 производительности МГ до отключения КС.

2 Увеличение производительности магистральных газопроводов

В настоящее время ряд магистральных газопроводов работает на производительностях ниже проектных, однако на некоторых направлениях наблюдается рост производительности, обусловленный стремительно растущим спросом на газ, как в РФ, так и за рубежом и освоением новых месторождений (мегапроект «Ямал»). Реализуются проекты по развитию ГТС «Северный коридор», планируется проектирование третьих ниток Северо-Европейского газопровода, МГ «Ухта-Торжок (Ямал)» на давление 9,8 МПа. В связи с этим, актуальность приобретает рассмотрение способов увеличения производительности магистральных газопроводов.

Известно несколько способов увеличения производительности МГ:

1. Увеличение числа КС;
2. Изменение рабочих давлений в МГ;
3. Прокладка лупинга.

Мы же рассмотрим два комбинированных метода, когда увеличение числа КС или прокладка лупинга производится при одновременном увеличении степени повышения давления.

2.1 Увеличение производительности МГ за счет увеличения числа КС и изменения рабочих давлений в МГ

По аналогии с формулой (2) для увеличенного в $\varphi_{КС}$ раз числа КС можно записать:

$$P_{\kappa 1}^2 + \left(\frac{Q_{\kappa}^*}{K}\right)^2 \frac{z_{cp}^* \lambda^* \Delta T_{cp}^* \frac{l}{D^5} \varphi_{КС}}{D^5} = \left(\varepsilon^* [P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}] - \delta P_n\right)^2, \quad (7)$$

где Q_{κ}^* - коммерческий расход природного газа после увеличения числа КС в $\varphi_{КС}$ раз;

z_{cp}^* - среднее значение коэффициента сжимаемости на рассматриваемом участке после увеличения числа КС в $\varphi_{КС}$ раз;

λ^* - коэффициент гидравлического сопротивления на рассматриваемом участке после увеличения числа КС в $\varphi_{КС}$ раз;

T_{cp}^* - средняя температура газа на рассматриваемом участке МГ после увеличения числа КС в $\varphi_{КС}$ раз;

ε^* - степень повышения давления после увеличения числа КС в $\varphi_{КС}$ раз;

$\varphi_{КС}$ - коэффициент увеличения числа КС.

Таким образом, увеличение производительности $\chi_{Г}$ составит:

$$\begin{aligned} \chi_{Г} &= \frac{Q_{\kappa}^*}{Q_{\kappa}} = \sqrt{\varphi_{КС} \frac{z_{cp} T_{cp}}{z_{cp}^* T_{cp}^*} \left(\frac{[\varepsilon^* (P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) - \delta P_n]^2 - P_{\kappa 1}^2}{[\varepsilon (P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) - \delta P_n]^2 - P_{\kappa 1}^2} \right)} = \\ &= \sqrt{\varphi_{КС} \frac{z_{cp} T_{cp}}{z_{cp}^* T_{cp}^*} \left(\frac{\left(\varepsilon^* - \frac{\delta P_n}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}}\right)^2 - \left(\frac{P_{\kappa 1}}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}}\right)^2}{\left(\varepsilon - \frac{\delta P_n}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}}\right)^2 - \left(\frac{P_{\kappa 1}}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}}\right)^2} \right)}. \quad (8) \end{aligned}$$

В случае равенства произведений средних температур и коэффициента сжимаемости природного газа ($z_{cp}T_{cp} = z_{cp}^*T_{cp}^*$) и сохранении неизменной степени повышения давления на КС ($\varepsilon = \varepsilon^*$), увеличение производительности составит:

$$\chi_{\Gamma} = \sqrt{\varphi_{KC}}, \quad (9)$$

что совпадает с решением, приведенным в [7].

При заданном значении $\chi_{\Gamma} > \sqrt{\varphi_{KC}}$ формула (8) решается относительно требуемой степени повышения давления ε^*

$$\varepsilon^* = \frac{1}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}} \left[\delta P_{\kappa} + \sqrt{\chi_{\Gamma}^2 \frac{z_{cp}^* T_{cp}^*}{\varphi_{KC} z_{cp} T_{cp}} \left\{ \left[\varepsilon - \frac{\delta P_{\kappa}}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}} \right]^2 - \frac{P_{\kappa 1}^2}{(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa})^2} \right\} + \frac{P_{\kappa 1}^2}{(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa})^2}} \right] \quad (10)$$

В связи с тем, что $\delta P_{\kappa} / (P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) \ll 1$ и $P_{\kappa 1} / (P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) \approx 1$, формулу (10) можно упростить, получив:

$$\varepsilon^* \approx \sqrt{1 + \chi_{\Gamma}^2 (\varepsilon^2 - 1) \frac{z_{cp}^* T_{cp}^*}{\varphi_{KC} z_{cp} T_{cp}}}. \quad (11)$$

Если пренебречь различием средних температур и коэффициента сжимаемости природного газа ($z_{cp}^* T_{cp}^* = z_{cp} T_{cp}$), то получим следующую зависимость:

$$\varepsilon^* \approx \sqrt{1 + \frac{\chi_{\Gamma}^2 (\varepsilon^2 - 1)}{\varphi_{KC}}}. \quad (12)$$

Проанализируем характер изменения величины ε^* в зависимости от χ_{Γ} и ε при $\varphi_{KC} = 1$ и $\varphi_{KC} = 2$ (рисунок 3).

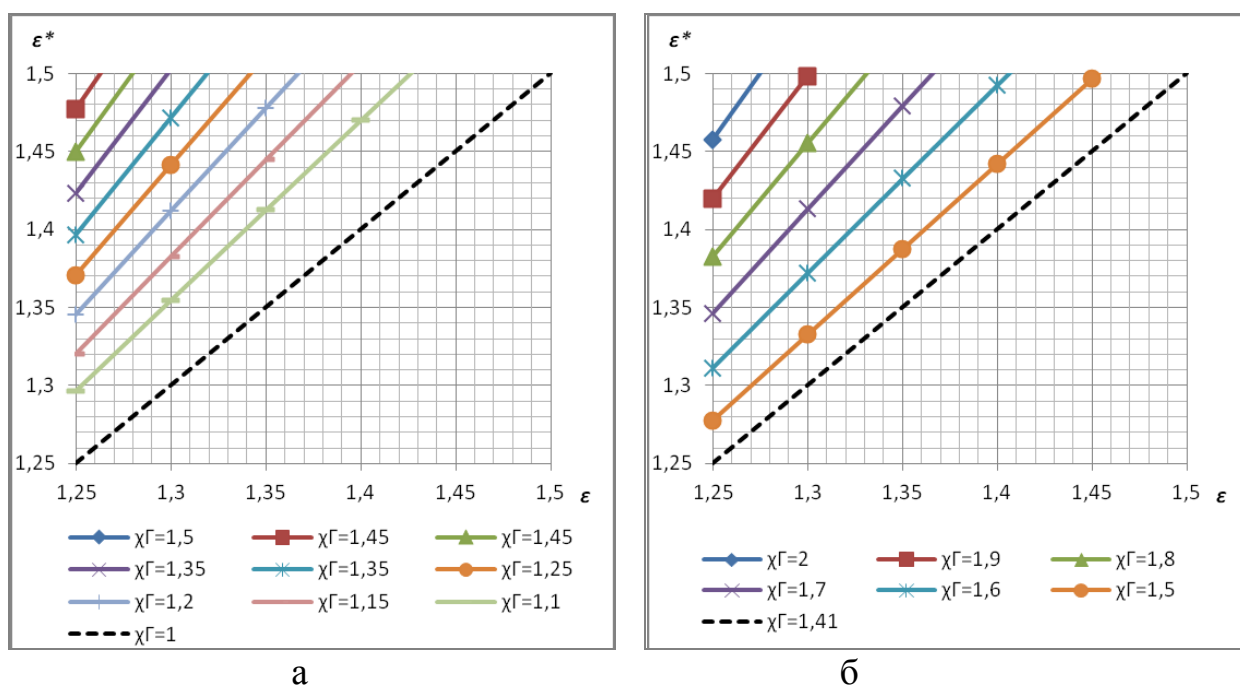


Рисунок 3. Графики зависимости ε^* от ε при:
а) $\varphi_{КС} = 1$; б) $\varphi_{КС} = 2$

Результаты, представленные на графиках, свидетельствуют о том, что в случае работы КС на малых степенях повышения давления производительность МГ можно увеличить за счет увеличения степени повышения давления до максимального значения, ограниченного предельно допустимым давлением на выходе КС. При сохранении неизменной степени повышения давления в случае удвоения КС можно увеличить производительность МГ в 1,41 раз. Если же КС работала ранее не на максимальной степени повышения давления, то производительность можно нарастить за счет увеличения степени повышения давления до значения $[\varepsilon]$.

2.2 Увеличение производительности МГ за счет прокладки лупинга с одновременным увеличением степени повышения давления

Пусть на каждом перегоне между КС сооружается лупинг длиной $x_{Л1}$. Для эквивалентного газопровода справедливо соотношение

$$\frac{l}{D_{\text{э}}^{5,2}} = \frac{x_{\text{Л1}}}{(D^{2,6} + D_{\text{Л}}^{2,6})^2} + \frac{l - x_{\text{Л1}}}{D^{5,2}}, \quad (13)$$

где $D_{\text{Л}}$ - внутренний диаметр лупинга.

Уравнение расхода в этом случае примет вид:

$$Q_{\kappa}^* = KD^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{[\varepsilon^*(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) - \delta P_{\text{н}}]^2 - P_{\kappa 1}^2}{z_{\text{ср}}^* \Delta T_{\text{ср}}^* l \left[\frac{\bar{x}_{\text{Л1}}}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{Л}}}{D}\right)^{2,6}\right]^2} + 1 - \bar{x}_{\text{Л1}} \right]}}, \quad (14)$$

где $\bar{x}_{\text{Л1}}$ - относительная длина лупинга, равная:

$$\bar{x}_{\text{Л1}} = \frac{x_{\text{Л1}}}{l}. \quad (15)$$

Разделив уравнение (14) на его аналог при длине лупинга равной нулю и первоначальных начальном и конечном давлениях, получим увеличение производительности в χ_{Γ} раз, равное:

$$\chi_{\Gamma} = \frac{Q_{\kappa}^*}{Q_{\kappa}} = \sqrt{\frac{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} \left\{ \left[\varepsilon^*(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) - \delta P_{\text{н}} \right]^2 - P_{\kappa 1}^2 \right\}}{z_{\text{ср}}^* T_{\text{ср}}^* \left\{ \left[\varepsilon(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) - \delta P_{\text{н}} \right]^2 - P_{\kappa 1}^2 \right\}}} \cdot \frac{1}{\left[\frac{\bar{x}_{\text{Л1}}}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{Л}}}{D}\right)^{2,6}\right]^2} + 1 - \bar{x}_{\text{Л1}} \right]}}. \quad (16)$$

Таким образом, степень повышения давления ε^* будет равна

$$\varepsilon^* = \frac{\delta P_{\text{н}}}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}} + \sqrt{\frac{\chi_{\Gamma}^2 \frac{z_{\text{ср}}^* T_{\text{ср}}^*}{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}} \cdot \left\{ \left[\varepsilon - \frac{\delta P_{\text{н}}}{P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}} \right]^2 - \frac{P_{\kappa 1}^2}{(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa})^2} \right\}}{\left[\frac{\bar{x}_{\text{Л1}}}{\left[1 + \left(\frac{D_{\text{Л}}}{D}\right)^{2,6}\right]^2} + 1 - \bar{x}_{\text{Л1}} \right]} + \frac{P_{\kappa 1}^2}{(P_{\kappa} - \delta P_{\kappa})^2}}}. \quad (17)$$

В связи с тем, что $\delta P_{\text{н}} / (P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) \ll 1$ и $P_{\kappa 1} / (P_{\kappa} - \delta P_{\kappa}) \approx 1$, формулу (17) можно упростить, получив:

$$\varepsilon^* = \sqrt{\chi_\Gamma^2 \frac{z_{cp}^* T_{cp}^*}{z_{cp} T_{cp}} \cdot \left[\frac{\varepsilon^2 - 1}{\left[1 + \left(\frac{D_{Л}}{D} \right)^{2,6} \right]^2 + 1 - \bar{x}_{Л1}} \right]} + 1. \quad (18)$$

При равенстве диаметра лупинга диаметру основной нитки получим:

$$\varepsilon^* = \sqrt{\chi_\Gamma^2 \frac{z_{cp}^* T_{cp}^*}{z_{cp} T_{cp}} \cdot (\varepsilon^2 - 1)(1 - 0,75\bar{x}_{Л1})} + 1. \quad (19)$$

Если пренебречь различием средних температур и коэффициента сжимаемости природного газа ($z_{cp}^* T_{cp}^* = z_{cp} T_{cp}$), то получим следующую зависимость:

$$\varepsilon^* = \sqrt{\chi_\Gamma^2 \cdot (\varepsilon^2 - 1)(1 - 0,75\bar{x}_{Л1})} + 1. \quad (20)$$

Проанализируем характер изменения величины ε^* в зависимости от χ_Γ и ε при $\bar{x}_{Л1} = 1$ и $\bar{x}_{Л1} = 0,5$ (рисунок 4).

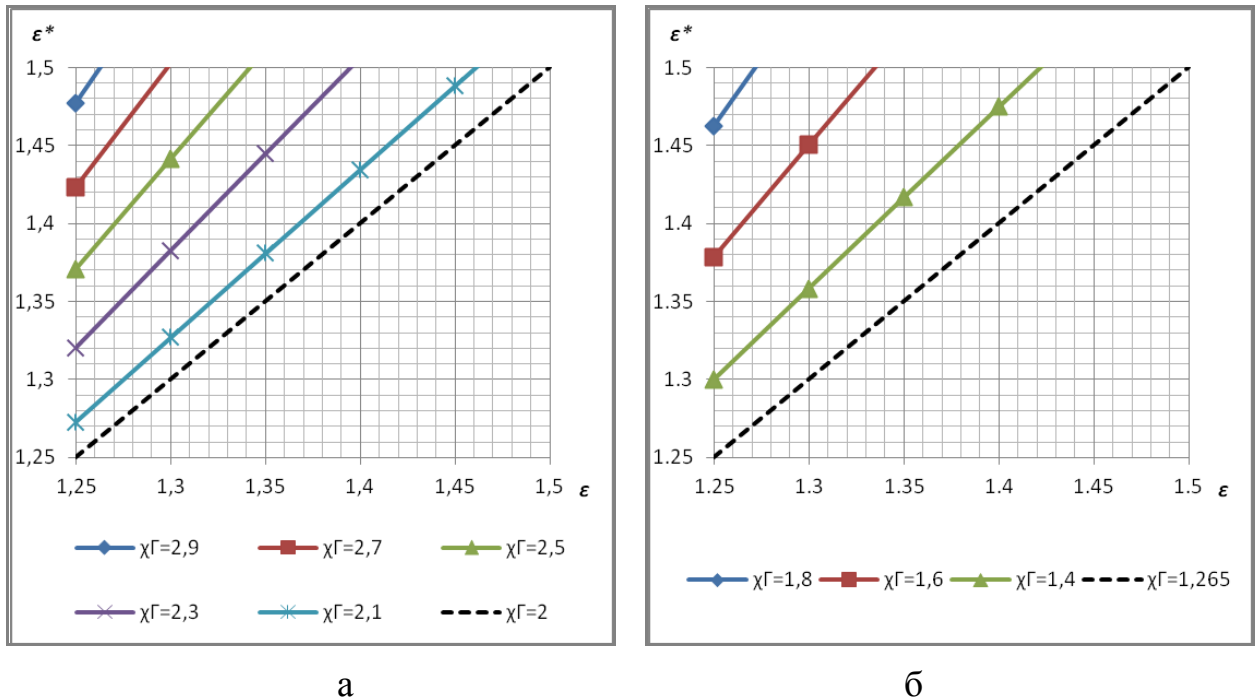


Рисунок 4. Графики зависимости ε^* от ε при: а) $\bar{x}_{Л1} = 1$; б) $\bar{x}_{Л1} = 0,5$

Результаты расчетов показывают, что при сооружении лупинга длиной l можно увеличить производительность в два раза при одинаковых значениях ε и ε^* , а также добиться еще большего увеличения производительности при возрастании степени повышения давления ε^* при работе МГ до прокладки лупинга при малых значениях ε . Ограничением будет являться максимально допустимое давление на выходе КС.

В случае же сооружения лупинга меньшей длины можно обеспечить увеличение производительности изменением ε^* от ε до $[\varepsilon]$. В рассматриваемом примере (рисунок 4) возможно увеличение производительности, примерно, в 1,265-1,8 раза.

Во всех трех рассмотренных случаях после определения новой степени повышения давления по характеристикам центробежных нагнетателей (ЦБН) или по корреляционным формулам следует найти и новую частоту вращения ротора ЦБН.

Выводы

1. Получены новые расчетные зависимости для расчета степени сжатия газа на КС при необходимости увеличения производительности МГ, а также при остановке промежуточной компрессорной станции.

2. Показано, что для условий рассмотренного примера увеличивая степень повышения давления на КС можно добиться не только сохранения производительности на прежнем уровне, но и повысить ее в 1,1 раза.

3. Установлено, что в случае работы КС на малых степенях повышения давления производительность МГ можно увеличить за счет увеличения степени повышения давления до максимального значения, ограниченного предельно допустимым давлением на выходе КС. При сохранении неизменной степени повышения давления в случае удвоения КС можно увеличить производительность МГ в 1,41 раза.

Автор благодарит канд. техн. наук Козлову Т.В. за помощь в расчетах приведенных примеров.

Список используемых источников

- 1 Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: Нефть и газ, 1999. 457 с.
- 2 Козаченко А.Н., Никишин В.И., Поршаков. Б.П. Энергетика трубопроводного транспорта газов. М.: Нефть и газ, 1999. 400 с.
- 3 Новоселов В.Ф. Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. М.: Недра, 1982. 136 с.
- 4 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций/ Шаммазов А.М.[и др.] М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 404 с.
- 5 Щуровский В.А., Зайцев Ю.А. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. М.: Недра, 1994. 253 с.
- 6 Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для ВУЗов / Алиев Р.А. [и др.]. М.: Недра, 1988. 368 с.
- 7 Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для ВУЗов. СПб.: Недра, 2008. 488 с.

References

- 1 Kozachenko A.N. Ekspluatatsiya kompressornyih stantsiy magistralnyih gazoprovodov. M.: Neft i gaz, 1999. 457 s. [in Russian].
- 2 Kozachenko A.N., Nikishin V.I., Porshakov. B.P. Energetika truboprovodnogo transporta gazov. M.: Neft i gaz, 1999. 400 s. [in Russian].
- 3 Novoselov V.F. Golyanov A.I., Muftahov E.M. Tipovyye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii gazoprovodov. M.: Nedra, 1982. 136 s. [in Russian].
- 4 Proektirovanie i ekspluatatsiya nasosnyih i kompressornyih stantsiy/ Shammazov A.M.[i dr.] M.: Nedra-Biznestsentr, 2003. 404 s. [in Russian].

5 Schurovskiy V.A., Zaytsev Yu.A. Gazoturbinnnye gazoperekachivayuschie agregaty. M.: Nedra, 1994. 253 s. [in Russian].

6 Truboprovodnyiy transport nefti i gaza: ucheb. dlya VUZov / Aliev R.A. [i dr.]. M.: Nedra, 1988. 368 s. [in Russian].

7 Korshak A.A., Nechval A.M. Proektirovanie i ekspluatatsiya gazonefteprovodov: uchebnik dlya VUZov. SPb.: Nedra, 2008. 488 s. [in Russian].

Сведения об авторе

About the author

Коршак А.А., д-р техн. наук, технический директор ООО «НПЦ «Знание», г. Уфа, Российская Федерация

A.A. Korshak, Doctor of Engineering Sciences, Technical Director of "SPC" Knowledge ", Ufa, the Russian Federation

e-mail: korshak-spb@mail.ru