

УДК 622.691.4.052

ОПТИМИЗАЦИЯ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ УЗЛА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА И МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

OPTIMIZATION OF COLLABORATION OF KNOT OF GAS COOLING AND MAIN GAS PIPELINE

Ванчин А.Г.

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина,
г. Москва, Российская Федерация

A.G. Vanchin

I. M. Gubkin Russian state university of oil and gas, Moscow, Russian Federation
e-mail: alex_vanchin@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрены особенности совместной работы узла охлаждения газа и магистрального газопровода.

Рассмотрены состав, схема и способ регулирования работы узла охлаждения газа.

Представлены основные формулы для расчета параметров работы магистрального газопровода, аппарата воздушного охлаждения газа, технико-экономических показателей работы газоперекачивающих агрегатов на компрессорном цехе магистрального газопровода.

Изучены возможные варианты последовательности включения вентиляторов на аппаратах воздушного охлаждения газа. Произведена сравнительная оценка этих вариантов с экономической точки зрения. Указан наиболее экономически целесообразный вариант, при котором в целях понижения температуры газа на выходе компрессорного цеха, включают сначала по одному вентилятору на каждом аппарате, а затем, при необходимости – остальные.

Произведен расчет ряда вариантов совместной работы АВО газа и газопровода при разных величинах коммерческого расхода газа, температуры наружного воздуха и количестве включенных вентиляторов

Результаты расчетов представлены в виде диаграмм затрат. Полученные диаграммы продемонстрировали неодинаковые тенденции для разных случаев.

В связи с этим сделан вывод о необходимости разработки способа нахождения экономически целесообразного варианта включения вентиляторов АВО с учетом технологического режима газопровода.

Сформулированы и на примерах показаны соответствующие закономерности, касающиеся зависимости затрат по участку газопровода от начальной температуры газа.

Показано, что графики зависимостей затрат по участку газопровода от начальной температуры газа при разных величинах коммерческого расхода газа имеют вид пропорциональных зависимостей во всем рассматриваемом диапазоне изменений начальной температуры газа и температуры атмосферного воздуха.

На основе материалов исследования предложена система соотношений для простого способа определения экономически целесообразного режима включения вентиляторов на узле воздушного охлаждения газа с учетом технологического режима газопровода.

На конкретных примерах показан значительный экономический эффект от оптимизации совместной работы узла воздушного охлаждения газа и газопровода с применением предложенного экспресс-метода.

Abstract. The author of this work analyzes features of collaboration of gas cooling knot and the main gas pipeline; structure, scheme and way of regulation of work of gas cooling knot.

The author shows basic formulas for calculation of parameters of operation of the main gas pipeline, the device of air cooling of gas, technical and economic indicators of operation of gas-distributing units on compressor station of the main gas pipeline.

All possible options of sequence of turning on of fans on devices of gas air cooling are studied in this article. These options are estimated from the economic point of view. The author points to the most economically expedient option, when at the exit of compressor station you at first turn on one fan on each device, then - the others, if necessary for fall of temperature of gas.

The author does calculation of several options of collaboration of AVO gas and the gas pipeline at different sizes of a commercial consumption of gas, temperature of external air and number of the switched-on fans.

Results of calculations are presented in the form of charts of expenses. The received charts showed unequal tendencies for different cases.

Therefore the author draws a conclusion about need of development of a way of finding of economically expedient option of turning on of AVO fans taking into account a technological mode of the gas pipeline.

The regularities concerning dependence of expenses on a site of the gas pipeline from reference temperature of gas, are formulated and shown on examples in this article.

The author showed that schedules of dependences of expenses on a gas pipeline site from the reference temperature of gas at different sizes of a commercial consumption of gas look like proportional dependences in all range of changes of reference temperature of gas and temperature of atmospheric air.

On the basis of research materials the author offers the scheme of ratios for a simple way of definition of an expedient mode of turning on of fans on the knot of gas air cooling taking into account a technological mode of the gas pipeline.

The author gives the concrete examples which show economic feasibility of optimization of collaboration of knot of gas air cooling and the gas pipeline with application of the offered express method.

Ключевые слова: диагностика, транспорт природного газа, характеристика, аппарат воздушного охлаждения, коэффициент технического состояния, техническое состояние, экспресс-метод.

Keywords: diagnostics, transport of natural gas, characteristic, air cooling device, factor of a technical condition, technical condition, express method.

Характеристика проблемы расчета совместной работы аппаратов воздушного охлаждения газа и магистрального газопровода

В результате работы аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа происходит снижение температуры на входе в магистральный газопровод, что делает технологический газ более плотным, тем самым при той же производительности газопровода снижаются скорости движения газа в нем, а значит, уменьшаются затраты на преодоление трения. Однако, увеличение загрузки АВО газа приводит к росту затрат на электроэнергию для вентиляторов.

Тенденции эти разнонаправлены, поэтому требуется иметь возможность нахождения оптимального соотношения между указанными двумя статьями затрат, в целях снижения общих суммарных затрат на транспортировку газа.

Оптимизация совместной работы АВО газа и газопровода является не простой задачей в силу большого количества факторов вариативности по обоим объектам.

Аппарат воздушного охлаждения газа представляет собой сложное техническое устройство, в состав которого входят в частности теплообменная секция, трубная обвязка, электроприводные блоки вентиляторов. Гидравлический теплообменный, газодинамический и мощностной расчеты отдельных составных частей в составе АВО имеют взаимосвязи, на которые в свою очередь накладываются влияния внешних условий и текущего технического состояния.

Кроме того, в состав узла охлаждения газа, как правило, входит определенное количество АВО газа, которые могут по-разному влиять на итоговые показатели всего узла в зависимости от режима их эксплуатации.

Для узла охлаждения газа, входящего в состав компрессорного цеха (КЦ) магистрального газопровода (МГ), наиболее распространена технологическая схема с параллельной обвязкой аппаратов воздушного охлаждения газа с общим коллекторами на входе и выходе АВО. Пример варианта этой схемы представлен на рисунке 1.

Основной способ регулирования работы АВО газа состоит во включении определенного количества вентиляторов АВО, достаточного для обеспечения заданной температуры газа на выходе.

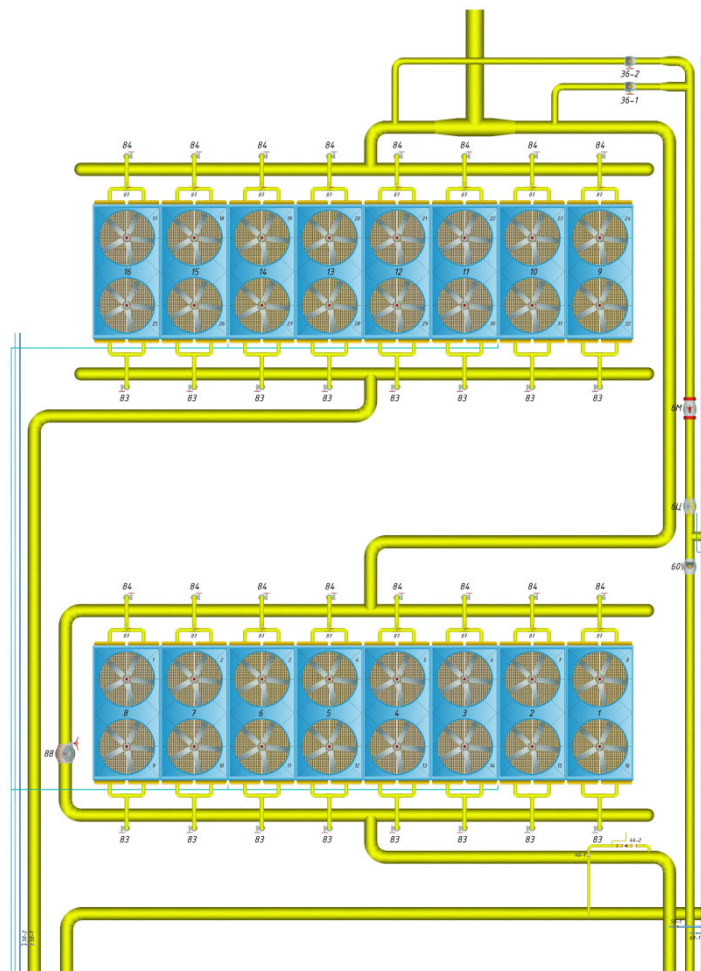


Рисунок 1. Схема обвязки АВО газа фирмы «Nuovo Pignone»

Этот способ содержит большое количество вариантов реализации с разными итоговыми показателями, как по объему потребления электроэнергии, так и по величине температуры газа на выходе. Большинство применяемых на компрессорных станциях моделей АВО газа содержат в своей конструкции два вентилятора, обдувающих при работе каждый свою половину теплообменной секции. Варианты включения вентиляторов могут быть разные.

В наиболее общем случае можно одновременно эксплуатировать аппараты с одним включенным вентилятором (частично вынужденная конвекция), с двумя включенными вентиляторами (вынужденная конвекция), и аппараты в пассивном режиме – с выключенными обоими вентиляторами (свободная конвекция).

В свою очередь, и магистральный газопровод представляет не простой для расчета объект. Параметры теплообмена в окружающую среду, с учетом свойств грунтов и способа укладки газопровода, текущее техническое состояние

газопровода, влияющее на его гидравлическое сопротивление - основные из факторов, определение которых на практике с приемлемой степенью точности силами эксплуатирующего персонала затруднено.

Для определения оптимальных режимов работы по условию сведения к минимуму общих затрат на выполнение поставленных технологических задач, требуется способ расчета затрат при совместной работе АВО газа и магистрального газопровода.

Исходные данные для решения примерной задачи

В качестве примера рассмотрим совместную работу АВО газа и участка газопровода со следующими основными характеристиками и параметрами.

Диаметр газопровода 1400 мм. Длина газопровода 100 км. Давление в начале газопровода 7 МПа. Узел воздушного охлаждения газа оснащен 16 параллельно включенными аппаратами типа "Nuovo Pignone". Температура газа перед АВО 46,85 °С. Цена потребляемой электроэнергии 2,28 руб./кВт·ч. Стоимость топливного газа 3071 руб./тыс.м³. Цена единицы обратимой работы сжатия технологического газа при работе газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на КЦ в целях упрощения демонстрации закономерностей принимается не зависящей от режима работы, и равной для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГТГА) 0,392 руб./МДж. Цена единицы обратимой работы сжатия технологического газа при работе электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА) на КЦ значительно выше из-за сложившихся на данный момент тарифов, и составляет 1,053 руб./МДж для тех же условий работы.

Далее в рассматриваемом примере принимается цена единицы обратимой работы сжатия технологического газа для случая работы газотурбинных ГПА.

Основные методы, формулы и соотношения, используемые при расчетах работы АВО газа и газопровода

Расчет работы участка магистрального трубопровода осуществляется с помощью формул, представленных в нормах технологического проектирования магистральных газопроводов [9].

Согласно [9], формула расчета пропускной способности газа в нормальных условиях (млн м³/сутки при 293,15К и 0,1013 МПа) однониточного участка газопровода для всех режимов течения газа, без учета рельефа трассы газопровода

$$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}}, \quad (1)$$

где d – внутренний диаметр трубы, м; P_n , P_k – абсолютные давления в начале и конце участка газопровода, соответственно, МПа; $C_1 = 105.087$; Δ – относительная плотность газа по воздуху; T_{cp} – средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа, К; Z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный; L – длина участка газопровода, км; λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерный.

Формула (1) является результатом совместного решения газодинамических уравнений движения и неразрывности для потока сжимаемой среды. Пример вывода формулы (1) показан в [13].

Согласно документу [9], температура газа T в любой точке однониточного газопровода при любом способе прокладки определяется по формуле

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{-ax} - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-ax}), \quad (2)$$

$$ax = 0,225 \cdot 10^6 \cdot \frac{k_{cp} \cdot d_n \cdot x}{q \cdot \Delta \cdot c_p \cdot 10^6},$$

где T_0 – расчетная температура окружающей среды; T_n – температура газа в начале участка газопровода, при отсутствии охлаждения газа на КС, температуру T_n следует принимать равной температуре газа на выходе из компрессорного цеха; при наличии охлаждения газа величина T_n должна приниматься равной температуре газа на выходе из системы охлаждения, К; P_n , P_k – соответственно начальное и конечное абсолютное давление газа на участке, МПа; P_{cp} – среднее давление газа на участке, МПа; x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки, км; d_n – наружный диаметр газопровода, м; k_{cp} – средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду; c_p – средняя изобарная теплоемкость газа, Вт/(м²·К); D_i – среднее на участке значение коэффициента Джоуля-Томсона, К/МПа.

Для полного расчета АВО нами была разработана программа на основе методологии, изложенной в работах [7, 8, 9, 13]. Основные формулы показаны далее по тексту.

Основное уравнение теплообмена в АВО:

$$Q_{ABO} = G_g \cdot c_{pm.g} \cdot (t_{g1} - t_{g2}) = G_z \cdot c_{pm.z} \cdot (t_{z1} - t_{z2}) = k \cdot F \cdot \Theta, \quad (3)$$

где Q_{ABO} – тепловая мощность АВО, $кВт$; G_a – средний массовый расход воздуха через АВО, $кг/с$; G_g – средний массовый расход газа через АВО, $кг/с$; c_a – средняя удельная теплоемкость воздуха, $кДж/(кг·K)$; c_g – средняя удельная теплоемкость газа, $кДж/(кг·K)$; F – площадь поверхности теплообмена, $м^2$; t_{c1}, t_{c2} – значение температуры природного газа на входе и выходе АВО, $°C$; t_{a1}, t_{a2} – значение температуры воздуха на входе и выходе АВО, $°C$; Θ – средний логарифмический температурный напор, K .

Средний логарифмический температурный напор, иначе еще называемый средней логарифмической разностью температур, между теплоносителями для противоточной схемы их движения рассчитывается по уравнению Грасгофа:

$$\Theta = \frac{\Theta_1 - \Theta_2}{\ln \frac{\Theta_1}{\Theta_2}} \quad (4)$$

где Θ_1, Θ_2 – температурные напоры по концам аппарата, $\Theta_1 = t_{c1} - t_{a2}$, $\Theta_2 = t_{c2} - t_{a1}$.

Коэффициент теплопередачи от природного газа к атмосферному воздуху в АВО, отнесенный к площади поверхности оребренных труб аппарата k , $Вт/(м^2·K)$:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_g} \cdot \varphi + \sum R_i + \frac{1}{\alpha_a}} \quad (5)$$

где α_g, α_a – коэффициенты теплоотдачи от природного газа в внутренней поверхности теплообменных труб и от наружной поверхности труб к окружающему воздуху, $Вт/(м^2·K)$; $\varphi = F_{p.cm}/F_n$ – коэффициент оребрения теплообменных труб; $F_{p.cm}, F_i$ – площадь наружной поверхности оребренных труб и площадь наружной поверхности теплообменных труб при отсутствии оребрения, $м^2$; $\sum R_i$ – сумма термических сопротивлений стенки теплообменной трубы и загрязнений на внутренней и наружной поверхности труб, $(м^2·K)/Вт$.

Вывод и анализ представленных далее формул (6) – (13) сделан в работе автора [4].

Для цеха с ГГПА справедливы следующие формулы.

Затраты на топливный газ в секунду, $руб./сек$:

$$З_{mг}^{ГГПА} = u_{mг} \cdot \sum_{i=1}^l B_i \quad (6)$$

Величина обратимой удельной работы политропного сжатия в целом по КЦ за секунду, *Дж/сек*:

$$\omega_{\text{сек. КЦ}}^{\text{ГППА}} = Q_{\text{нр}} \cdot \sum_{i=1}^l B_i \cdot \eta_{\text{е.эту.}i} \cdot \eta_{\text{мех.}i} \cdot \eta_{\text{пол.цбн.}i} , \quad (7)$$

Цена единицы обратимой удельной работы политропного сжатия в целом по КЦ, оснащенном ГППА, *руб./Дж*:

$$Ц_{\omega_{\text{сек. КЦ}}^{\text{ГППА}}} = \frac{3_{\text{мг}}^{\text{ГППА}}}{\omega_{\text{сек. КЦ}}^{\text{ГППА}}} = \frac{u_{\text{мг}} \cdot \sum_{i=1}^l B_i}{Q_{\text{нр}} \cdot \sum_{i=1}^l B_i \cdot \eta_{\text{е.эту.}i} \cdot \eta_{\text{мех.}i} \cdot \eta_{\text{пол.цбн.}i}} , \quad (8)$$

где $u_{\text{мг}}$ - стоимость одного кубического метра топливного газа, идущего на работу ГППА на КЦ, *руб./м³*; $Q_{\text{нр}}$ - низшая теплота сгорания одного кубического метра газа, *Дж/м³*; B_i - расход топливного газа в нормальных условиях, идущего на работу ГППА, *м³/с*; $\eta_{\text{е.эту.}i}$ - эффективный КПД ГТУ i - го работающего ГППА; $\eta_{\text{мех.}i}$ - механический КПД ЦБН i - го работающего ГППА, включающий в себя потери в подшипниках, насосах и других устройствах, способных привести к потерям (отводу) энергии от ЦБН, учитывающий также механические потери в трансмиссии при передаче энергии от ГТУ к нагнетателю; $\eta_{\text{пол.цбн.}i}$ - политропический КПД ЦБН i - го работающего ГППА, l - количество включенных в работу ГППА.

Для цеха с ЭГПА справедливы следующие формулы.

Затраты на электроэнергию в секунду, *руб./сек*:

$$3_{\text{ээ}}^{\text{ЭГПА}} = u_{\text{эл.заявл.}} \cdot N_{\text{эл.заявл.}} \cdot \frac{1}{\tau_{\text{заявл.}}} + u_{\text{эл.потребл.}} \cdot \sum_{j=1}^m N_{\text{эл.}j} , \quad (9)$$

Величина обратимой удельной работы политропного сжатия в целом по КЦ с ЭГПА за секунду, *Дж/сек*:

$$\omega_{\text{сек. КЦ}}^{\text{ЭГПА}} = \sum_{j=1}^m N_{\text{эл.}j} \cdot \eta_{\text{эл.}j} \cdot \eta_{\text{ред.}j} \cdot \eta_{\text{мех.}i} \cdot \eta_{\text{пол.цбн.}j} , \quad (10)$$

Цена единицы обратимой удельной работы политропного сжатия в целом по КЦ, оснащенном ЭГПА, *руб./Дж*:

$$C_{\omega, \text{КЦ}}^{\text{ЭГПА}} = \frac{Z_{\text{ЭГПА}}}{\omega_{\text{сек. КЦ}}^{\text{ЭГПА}}} = \frac{c_{\text{эл. заявл.}} \cdot N_{\text{эл. заявл.}} \cdot \frac{1}{\tau_{\text{заявл.}}} + c_{\text{эл. потребл.}} \cdot \sum_{j=1}^m N_{\text{эл. } j}}{\sum_{j=1}^m N_{\text{эл. } j} \cdot \eta_{\text{эл. } j} \cdot \eta_{\text{ред. } j} \cdot \eta_{\text{мех. } i} \cdot \eta_{\text{пол. цбн. } j}}, \quad (11)$$

Безвозвратные потери на энергетические затраты по компрессорному цеху на работу ГГПА, руб./сек:

$$Z_{\text{потери}}^{\text{ЭГПА}} = c_{\text{эл. заявл.}} \cdot N_{\text{эл. заявл.}} \cdot \frac{1}{\tau_{\text{заявл.}}} + c_{\text{эл. потребл.}} \cdot \sum_{j=1}^m N_{\text{эл. } j} \cdot (1 - \eta_{\text{эл. } j} \cdot \eta_{\text{ред. } j} \cdot \eta_{\text{мех. } i} \cdot \eta_{\text{пол. цбн. } j}), \quad (12)$$

где $N_{\text{эл. заявл.}}$ - заявленная мощность на поставку электроэнергии от электрогенерирующей компании, Вт; $\tau_{\text{заявл.}}$ - период времени, на который заявлена мощность на поставку электроэнергии от электрогенерирующей компании, сек; $c_{\text{эл. заявл.}}$ - тариф на заявленную мощность, руб./Вт; $c_{\text{эл. потребл.}}$ - стоимость одного джоуля электроэнергии, потребляемой при работе ЭГПА на КЦ, руб./Дж; $N_{\text{эл. } j}$ - электрическая мощность, потребляемая j - м работающим ЭГПА, Вт; $\eta_{\text{эл. } j}, \eta_{\text{ред. } j}$ - КПД электродвигателя и редуктора j - го работающего ЭГПА; $\eta_{\text{мех. } i}$ - механический КПД ЦБН i - го работающего ГГПА, включающий в себя потери в подшипниках, насосах и других устройствах, способных привести к потерям (отводу) энергии от ЦБН, учитывающий также механические потери в трансмиссии при передаче энергии от редуктора к нагнетателю; $\eta_{\text{пол. цбн. } j}$ - политропический КПД ЦБН j -го работающего ЭГПА, m - количество включенных в работу ЭГПА.

Затраты на преодоление гидравлического сопротивления в газопроводе вычисляются по следующей формуле:

$$Z_{\text{гидр}} = \Delta A_{\text{гидр}} \cdot C_{\omega, \text{КЦ}} = \omega_{1-2} \cdot Q_{\text{комм}} \cdot \frac{10^6}{60 \cdot 60 \cdot 24} \cdot C_{\omega, \text{КЦ}}, \quad (13)$$

где $Z_{\text{гидр}}$ - затраты за единицу времени, связанные с гидравлическим сопротивлением участка газопровода, руб./сек., $\Delta A_{\text{гидр}}$ - значения потери энергии за единицу времени, связанные с гидравлическим сопротивлением участка газопровода, Дж/сек; $Q_{\text{комм}}$ - коммерческий расход газа через участок газопровода, млн. м³/сутки. $C_{\omega, \text{КЦ}}$ - цена единицы обратимой удельной работы политропного сжатия в целом по КЦ, руб./Дж.

Для расчетов величины обратимой удельной работы политропного сжатия природного газа используется формула [6]:

$$\omega_{1-2} = \frac{p_1 v_1 + p_2 v_2}{2} \ln \frac{p_2}{p_1}, \quad (14)$$

где ω_{1-2} - изменение обратимой удельной работы политропного сжатия при переходе из состояния 1 в состояние 2, Дж/кг; p_1, p_2 - абсолютное давление в состоянии 1 и 2, Па; $p_1 v_1, p_2 v_2$ - потенциальная функция в состоянии 1 и 2, Дж/кг.

Потенциальная функция природного газа вычисляется с применением расчетного соотношения, представленного в [5]:

$$pv = -180900 + 25030 \cdot T^{0,5} - 4,175 \cdot 10^{-2} \cdot p + \\ + 1,224 \cdot 10^{-2} \cdot T^{0,205} \cdot p - 2391 \cdot T^{0,65} \cdot r_{мет.}^{-2,05}, \quad (15)$$

где T - температура, °K; p - абсолютное давление, Па; $r_{мет.}$ - молярная концентрация метана в долях единицы; pv - потенциальная функция, Дж/кг.

Некоторые особенности работы АВО газа

Как уже было указано выше, регулирование работы АВО газа в условиях компрессорной станции магистрального газопровода состоит в основном во включении определенного количества вентиляторов АВО, достаточного для обеспечения заданной температуры газа на выходе.

На рисунке 2 показаны графики зависимости температуры на выходе АВО газа от количества включенных вентиляторов при разных последовательностях их включения. Расчет произведен для температуры атмосферного воздуха -8°C , коммерческого расхода газа через каждый аппарат $6,25 \text{ млн н.м}^3/\text{сут.}$ и выше указанных исходных данных.

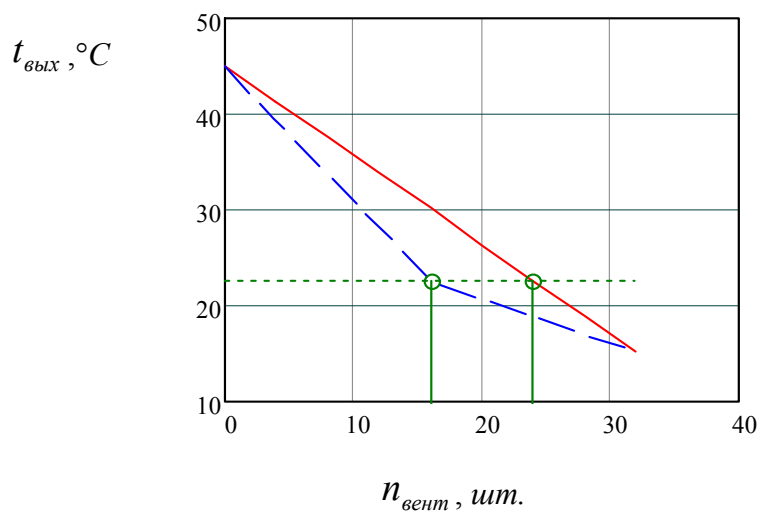


Рисунок 2. Графики зависимости температуры на выходе АВО газа от количества включенных вентиляторов при разных последовательностях их включения.

Показаны графики температуры на выходе АВО газа при включении сразу обоих сразу вентиляторов на аппарате (сплошная линия), при включении сначала по одному вентилятору на аппарате (штриховая линия). Выделен режим, при котором наблюдается максимальная разница в затратах между двумя рассматриваемыми последовательностями (столбики с маркерами) и соответствующая ему температура (пунктирная линия).

Первый вариант последовательности включения вентиляторов состоит в следующем. В целях понижения температуры газа на выходе компрессорного цеха, включают сначала по одному вентилятору на каждом аппарате, а затем, при необходимости – остальные.

При втором варианте в целях понижения температуры газа на выходе компрессорного цеха включают на каждом аппарате сразу оба вентилятора.

Первый вариант самый экономичный из всех возможных, второй – самый неэкономичный.

Рассматриваемые два варианта включения являются по затратам электроэнергии предельными, и графики любых других вариантов включения располагаются между графиками, показанными на рисунке 2.

На рисунке 2 выделен режим, при котором наблюдается максимальная разница в затратах между двумя рассматриваемыми последовательностями (столбики с маркерами) и соответствующая ему температура (пунктирная линия). Для любых условий эксплуатации максимальная разница в затратах всегда будет наблюдаться для режима, когда включено по одному вентилятору на всех аппаратах.

Разница между двумя рассматриваемыми вариантами по количеству включенных вентиляторов, и по величине потребляемой электрической мощности может достигать 33%.

В дальнейшем при рассмотрении совместной работы АВО и магистрального газопровода будет везде по умолчанию применяться первый вариант порядка включения вентиляторов, как самый экономичный.

Требуется также решить вопрос определения величины потребляемой электрической мощности при разных вариантах включения вентиляторов АВО.

Как показали вариантные расчеты и контрольные измерения [3], разница в величинах потребляемой электрической мощности между первым и вторым вентилятором на одном и том же аппарате практически не различима, не смотря на некоторые различия в температуре, плотности и вязкости охлаждающего воздуха в межтрубном пространстве теплообменной секции АВО.

Поэтому график зависимости суммарной потребляемой электрической мощности от количества включенных вентиляторов на узле охлаждения газа представляет простую пропорциональную зависимость (рисунок 3).

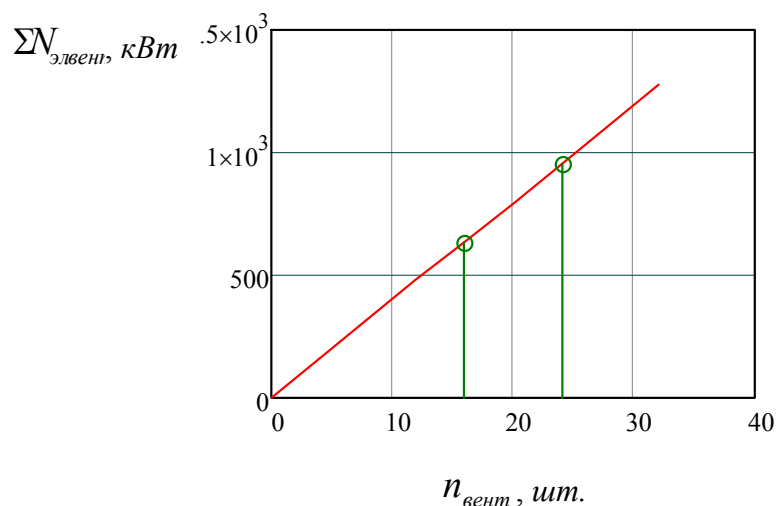


Рисунок 3. График зависимости суммарной потребляемой электрической мощности от количества включенных вентиляторов (сплошная линия). Показана максимальная разница в затратах электрической мощности между двумя рассматриваемыми последовательностями включения вентиляторов (столбики с маркерами)

Это означает, что финансовые затраты на его работу пропорциональны количеству включенных вентиляторов и могут быть вычислены по формуле:

$$Z_{\text{эл. АВО}} = Z_{\text{эл. вент}} \cdot (2 \cdot n_{2\text{вент}} + n_{1\text{вент}}), \quad (16)$$

где $Z_{эл.АВО}$ - затраты за единицу времени, на электроэнергию для всех включенных вентиляторов, руб/сек; $Z_{эл.вент}$ - затраты за единицу времени, на электроэнергию для одного включенного вентилятора, руб/сек.

Расчет вариантов совместной работы АВО газа и газопровода

На рисунке 4 представлены диаграммы затрат при совместной работе АВО газа и участка газопровода при общем коммерческом расходе газа 100 млн н.м³/сут., соответствующем номинальному значению для газопроводов данного диаметра и длины. Коммерческий расход газа через каждый аппарат составил 6,25 млн н.м³/сут.

Диаграммы на рисунке 4 рассчитаны для двух значений температуры атмосферного воздуха: -8°С и 35°С. Показаны графики затрат на работу АВО, на преодоление трения в газопроводе и суммы затрат по обоим факторам в зависимости от количества включенных вентиляторов на АВО. Всего имеется в наличии 32 вентилятора, по два на каждом из 16 аппаратов.

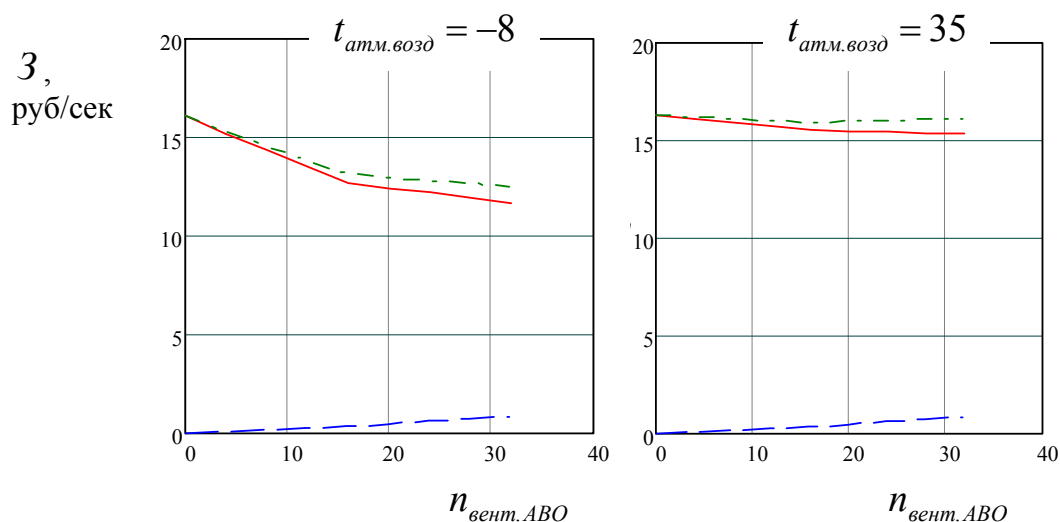


Рисунок 4. Диаграммы затрат при совместной работе АВО газа и участка газопровода при коммерческом расходе газа 100 млн н.м³/сут., для температуры атмосферного воздуха -8°С (слева) и 35°С (справа). Показаны графики затрат на работу АВО (штриховая линия), на преодоление трения в газопроводе (сплошная линия) и суммы затрат по обоим факторам (штрих-пунктирная линия) в зависимости от количества включенных вентиляторов на АВО

На рисунке 4 видно, что, как и должно быть, с увеличением количества включенных вентиляторов на АВО растут затраты на их работу, а вследствие их работы снижается температура на входе в газопровод, и, соответственно снижаются затраты на преодоление трения в газопроводе.

Однако, при увеличении температуры атмосферного воздуха эффективность теплообмена в АВО снижается, вследствие этого в меньшей степени снижается температура на входе в газопровод, поэтому количество включенных вентиляторов на АВО меньше влияет на затраты по газопроводу.

На рисунке 5 представлены диаграммы затрат, аналогичные диаграммам на рисунке 4, но при общем коммерческом расходе газа $50 \text{ млн н.м}^3/\text{сут.}$ Коммерческий расход газа через каждый аппарат составил $3,125 \text{ млн н.м}^3/\text{сут.}$

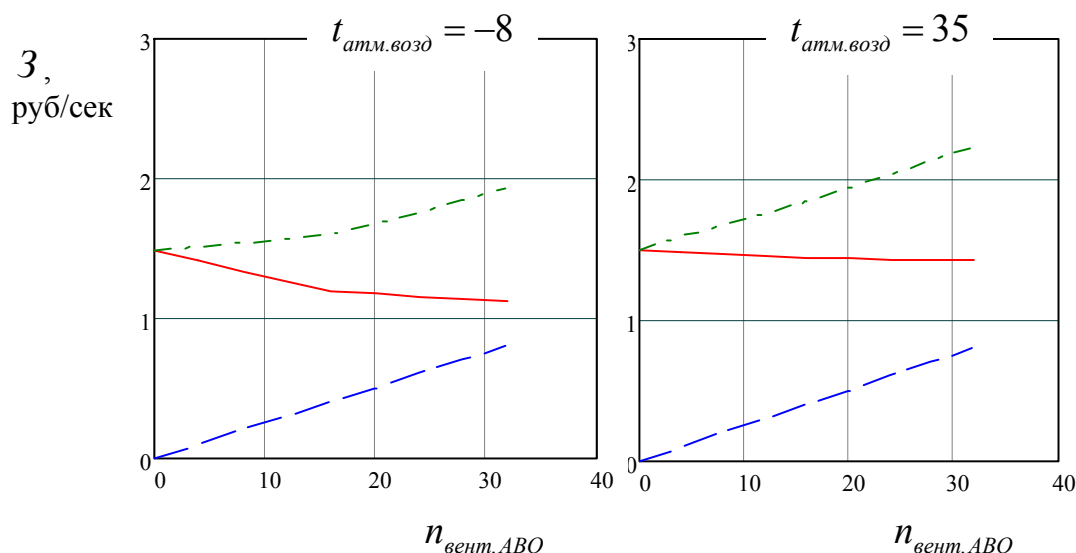


Рисунок 5. Диаграммы затрат при совместной работе АВО газа и участка газопровода при коммерческом расходе газа $50 \text{ млн н.м}^3/\text{сут.}$, для температуры атмосферного воздуха -8°C (слева) и 35°C (справа). Показаны графики затрат на работу АВО (штриховая линия), на преодоление трения в газопровode (сплошная линия) и суммы затрат по обоим факторам (штрих-пунктирная линия) в зависимости от количества включенных вентиляторов на АВО

На рисунке 5 наблюдаются те же закономерности, что были указаны при рассмотрении графиков на рисунке 4.

Из всех четырех рассматриваемых на рисунке 4 и рисунке 5 режимов, только для одного режима графики демонстрируют экономическую целесообразность включения максимального количества вентиляторов на АВО (при коммерческом расходе газа $100 \text{ млн н.м}^3/\text{сут.}$ и температуре атмосферного воздуха -8°C). При коммерческом расходе газа $50 \text{ млн н.м}^3/\text{сут.}$ для рассматриваемых условий вообще убыточно любое включение вентиляторов АВО.

Обнаруженные факты свидетельствует о необходимости нахождения экономически целесообразного варианта включения вентиляторов АВО с учетом технологических режимов газопровода.

Эту задачу можно решить с помощью указанных методов, формул и соотношений (1) – (15). Однако, этот способ трудоемок, так как требует, даже при условии применения автоматизированных расчетов, перед их началом, определения и ввода большого количества разнообразных параметров, таких, например, как тепловые характеристики грунтов, в которых залегает газопровод, или, например, полные геометрические характеристики оребрения трубок теплообменных секций конкретного АВО газа.

Нужен более простой и удобный способ решения поставленной задачи.

Разработка простого способа определения оптимального с экономической точки зрения режима включения вентиляторов АВО с учетом технологических режима газопровода

Некоторую помощь в упрощении способа решения поставленной задачи могут дать следующие обстоятельства. Как правило, требуется оптимизировать уже существующий режим, а значит, известны текущие параметры работы. Это дает возможность вести расчеты параметров для проектируемых режимов, представляя их в относительном виде к существующему режиму, «вынося за скобки» расчетов большое количество неизменных для данного момента времени параметров.

Так же, помощь в упрощении способа решения поставленной задачи может дать простой вид графиков затрат на преодоление трения в газопроводе в зависимости от начальной температуры газа, примеры которых показаны на рисунке 6 и рисунке 7.

Детально эта тема рассмотрена в работе автора [1].

На рисунке 6 для газопровода $\varnothing 1200\text{мм}$, длиной 100 км, с начальным давлением 5,5 МПа, представлены графики зависимости изменений обратимой удельной работы политропного сжатия на участке газопровода от начальной температуры газа при трех разных величинах коммерческого расхода газа. Графики, представлены в расширенном диапазоне температур и аппроксимированные прямыми линиями, то есть в виде пропорциональных зависимостей.

На рисунке 7 для того же газопровода представлены графики, аналогичные графикам на рисунке 6, но пересчитанные на финансовые затраты по формуле (13).

Графики на рисунке 6 и рисунке 7 имеют вид пропорциональных зависимостей во всем рассматриваемом диапазоне изменений начальной температуры газа, температуры атмосферного воздуха и расхода газа.

Заметно, что аппроксимирующие прямые линии на рисунке 6 и рисунке 7 пересекаются на линии нулевых затрат вблизи значения температуры 190°K - температуры конденсации метана.

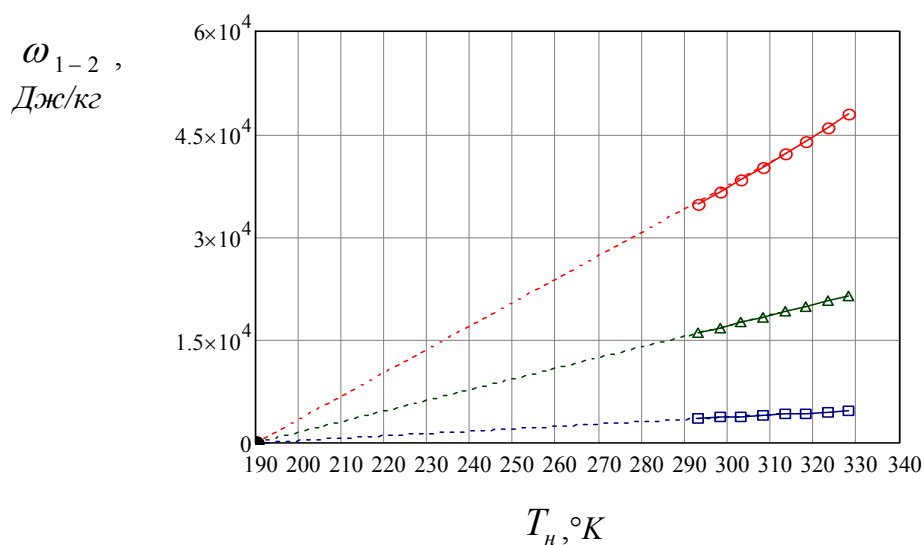


Рисунок 6. Для газопровода Ø1200мм, длиной 100 км, и начального давления 5,5 МПа. Графики зависимостей изменений обратимой удельной работы политропного сжатия на участке газопровода от начальной температуры газа при разных величинах коммерческого расхода газа: 50 млн н.м³/сут. (круглые маркеры), 40 млн н.м³/сут. (треугольные маркеры), 25 млн н.м³/сут. (квадратные маркеры). Графики продолжены аппроксимирующими пунктирными линиями

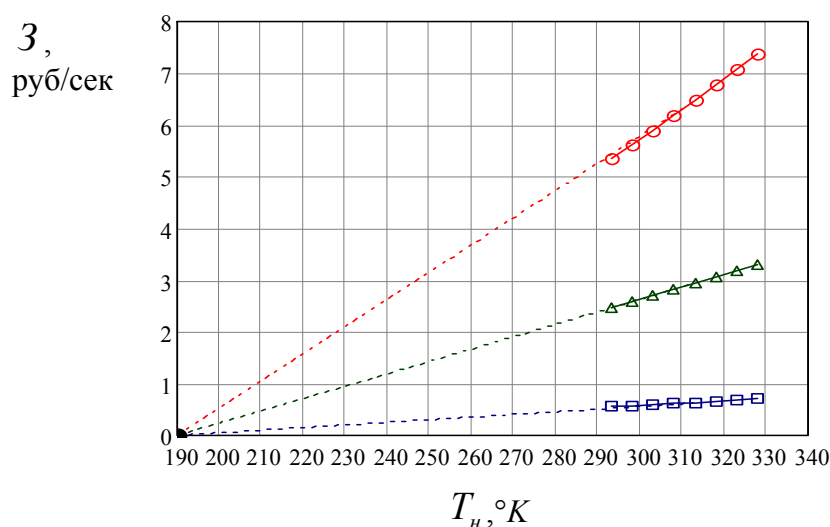


Рисунок 7. Для газопровода Ø1200мм, длиной 100 км, и начального давления 5,5 МПа. Графики зависимостей затрат по участку газопровода от начальной температуры газа при разных величинах коммерческого расхода газа: 50 млн н.м³/сут. (круглые маркеры), 40 млн н.м³/сут. (треугольные маркеры), 25 млн н.м³/сут. (квадратные маркеры). Графики продолжены аппроксимирующими пунктирными линиями

Ввиду обнаруженных закономерностей, зависимость экономических затрат из-за потерь энергии сжатия технологического газа при фиксированной цене единицы обратимой работы сжатия от температуры в начале газопровода можно описать формулой, предложенной автором в работе [1]:

$$Z_{\text{гидр.МГ}} = Z_{\text{гидр.МГ0}} \cdot \frac{t_{\text{н.МГ}} - t_{\text{конд}}}{t_{\text{н.МГ0}} - t_{\text{конд}}}, \quad (17)$$

где $Z_{\text{гидр.МГ0}}$ и $Z_{\text{гидр.МГ}}$ - образцовое и рассчитываемое значения затрат за единицу времени, связанные с гидравлическим сопротивлением участка газопровода, руб/сек. $t_{\text{н.МГ0}}$ и $t_{\text{н.МГ}}$ - образцовое и заданное для расчета значения температуры в начале газопровода, °K; $t_{\text{конд}}$ - температура конденсации газа при текущем давлении в газопроводе, °C.

В качестве образцовых значений температуры в начале газопровода и соответствующих затрат в формуле (17) подставляются текущие значения, определенные по параметрам работы реального газопровода. Рассчитываемое значение затрат вычисляется по формуле (17) для заданного нового значения температуры в начале газопровода.

Для режимов работы газопровода ниже критического давления величину температуры конденсации метана можно определить по величине давления графически [11] (см. рисунок 8). В рамках задач данного исследования, целесообразно описать этот график аналитически с помощью степенной зависимости следующей формулой, предложенной автором в работе [1]:

$$T_{\text{конд.метана}} = 90,243 \cdot P^{0,24} + 59,687, \quad (18)$$

где $T_{\text{конд.метана}}$ - температура конденсации метана, °K; P - давление, МПа.

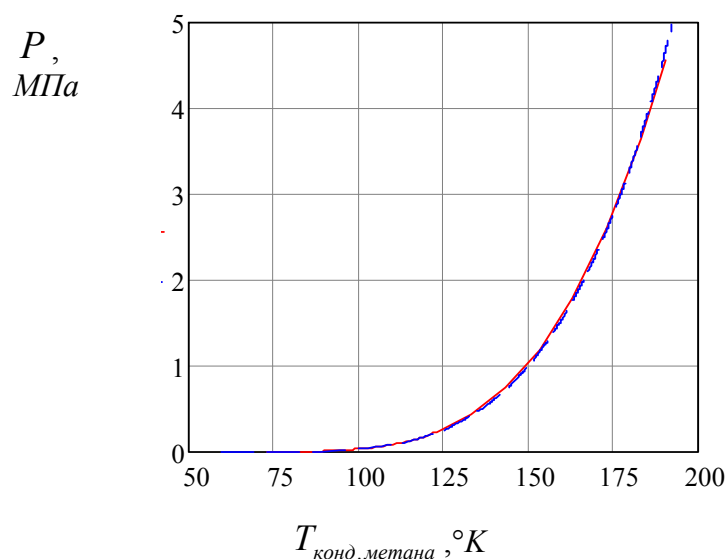


Рисунок 8. Графики зависимости давления и температуры конденсации метана (сплошная линия) и предложенной описывающей ее степенной зависимости (штриховая линия)

В работе автора [3] предложена формула для приближенных расчетов температуры на выходе узла охлаждения технологического газа компрессорной станции магистрального газопровода, для наиболее общего случая, когда на АВО, входящих в его состав включено разное количество вентиляторов:

$$t_{\text{вых.УОГ}} = \frac{n_{2\text{вент}} \cdot \left(t_{\text{нар.возд}} + (t_{\text{вх.АВО}} - t_{\text{нар.возд}}) \cdot e^{-a} \right) + n_{1\text{вент}} \cdot \left(t_{\text{нар.возд}} + (t_{\text{вх.АВО}} - t_{\text{нар.возд}}) \cdot e^{-\frac{a}{2}} \right) + n_{0\text{вент}} \cdot t_{\text{вх.АВО}}}{n_{2\text{вент}} + n_{1\text{вент}} + n_{0\text{вент}}}, \quad (19)$$

где $t_{\text{вых.УОГ}}$ - температура газа на выходе узла охлаждения, °С;

$n_{2\text{вент}}$, $n_{1\text{вент}}$, $n_{0\text{вент}}$ - количество аппаратов соответственно с двумя включенными вентиляторами, с одним включенным вентилятором и со всеми выключенными вентиляторами; $t_{\text{нар.возд.}}$ - температура воздуха окружающей среды, °С; $t_{\text{вх.АВО}}$ - температура газа на входе АВО, °С; a - критерий Шухова.

Порядок практического использования формулы (19) следующий.

Для текущего режима работы измеряются: температура атмосферного воздуха, температура газа на входе и выходе узла охлаждения газа, подсчитывается, количество работающих на данный момент аппаратов с двумя включенными вентиляторами, с одним включенным вентилятором и со всеми выключенными вентиляторами. Эти данные подставляются в формулу (19) и определяется величина критерия Шухова для текущих условий.

Далее, для последующего расчета задается другое количество работающих аппаратов с двумя включенными вентиляторами, с одним включенным вентилятором и со всеми выключенными вентиляторами. Эти числа подставляются в формулу (19) вместе с уже определенным критерием Шухова, температурой атмосферного воздуха и температурой газа на входе узла охлаждения газа.

В результате вычисляется температура газа на выходе узла охлаждения газа для нового заданного варианта работы станционного узла охлаждения газа.

Итоговая система соотношений для простого способа определения экономически целесообразного варианта включения вентиляторов АВО газа с учетом технологического режима газопровода, разработка которого и является целью данного исследования, выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} t_{\text{выхАВО}} = \frac{n_{2\text{вент}} \cdot (t_{\text{нар.возд}} + (t_{\text{вхАВО}} - t_{\text{нар.возд}}) \cdot e^{-a}) + n_{1\text{вент}} \cdot (t_{\text{нар.возд}} + (t_{\text{вхАВО}} - t_{\text{нар.возд}}) \cdot e^{-\frac{a}{2}}) + n_{0\text{вент}} \cdot t_{\text{вхАВО}}}{n_{2\text{вент}} + n_{1\text{вент}} + n_{0\text{вент}}} \\ t_n = t_{\text{выхАВО}} \\ Z_{\text{гидр.МГ}} = Z_{\text{гидр.МГ0}} \cdot \frac{t_{\text{н.МГ}} - t_{\text{конд}}}{t_{\text{н.МГ0}} - t_{\text{конд}}} \\ Z_{\text{эл.АВО}} = Z_{\text{эл.вент}} \cdot (2 \cdot n_{2\text{вент}} + n_{1\text{вент}}) \\ \Sigma Z_{\text{МГ+АВО}} = Z_{\text{эл.АВО}} + Z_{\text{гидр.МГ}} \end{array} \right. \quad (20)$$

Для определения оптимального режима включения вентиляторов АВО газа, система уравнений (20) должна решаться по условию минимума суммы затрат $\Sigma Z_{\text{МГ+АВО}}$, включающей затраты на электроэнергию для вентиляторов АВО $Z_{\text{эл.АВО}}$ и затрат, связанных с гидравлическим сопротивлением участка газопровода $Z_{\text{гидр.МГ}}$.

При этом должен применяться самый экономичный вариант последовательности включения вентиляторов, когда включают сначала по одному вентилятору на каждом аппарате, а затем – остальные.

Оценка экономического эффекта от воздействия работы АВО газа на технологический режим газопровода с учетом затрат на электроэнергию для вентиляторов АВО

По рассматриваемым графикам на рисунке 4 и рисунке 5 можно отметить значительное влияние работы АВО газа на суммарные затраты.

Так, для примера, данного на рисунке 4 (слева) при включении всех вентиляторов АВО, величинах коммерческого расхода газа 100 млн н.м³/сут. и температуре атмосферного воздуха -8°C, начальную температуру газа можно снизить с 46,85°C до 12,97°C, что в свою очередь снизит затраты по участку

газопровода с 16,066 до 11,393 руб./сек. При этом увеличатся затраты на электроэнергию для вентиляторов АВО с 0 до 0,807 руб./сек. В итоге суммарные затраты изменятся с 16,066 до 12,200 руб./сек, что соответствует уменьшению на 24,1%.

Для примера, данного на рисунке 5 (слева) при включении всех вентиляторов АВО, величинах коммерческого расхода газа 50 млн н.м³/сут. и температуре атмосферного воздуха -8°C, начальную температуру газа можно снизить с 46,85°C до 7,28°C, что в свою очередь снизит затраты по участку газопровода с 1,484 до 1,120 руб./сек. При этом увеличатся затраты на электроэнергию для вентиляторов АВО с 0 до 0,807 руб./сек. В итоге суммарные затраты изменятся с 1,484 до 1,928 руб./сек, что соответствует увеличению на 29,9%.

Обобщая рассмотренные примеры, можно сказать, что в зависимости от режима работы газопровода, включение вентиляторов АВО может дать как положительный результат, выразившийся в снижении суммарных затрат на 24,1%, так и отрицательный результат с ростом суммарных затрат на 29,9%.

Этот частный пример показывает, насколько важным является вопрос поиска оптимального режима работы АВО газа в соответствии с текущим режимом работы газопровода.

Выводы

1. В данной работе рассмотрены особенности совместной работы узла охлаждения газа и магистрального газопровода.
2. Показана необходимость определения экономически целесообразного варианта включения вентиляторов АВО с учетом технологических режимов газопровода.
3. На конкретном примере показано значительное влияние режима работы АВО газа на величину суммарных затрат. Причем, как в сторону снижения затрат, так и в сторону повышения затрат при неправильном выборе режима работы АВО.
4. Предложен экспресс-метод расчета суммарных затрат при совместной работе узла охлаждения газа и магистрального газопровода, удобный при практическом применении в целях поиска оптимального режима.

Литература

1. Ванчин А.Г. Зависимость затрат, связанных с гидравлическим сопротивлением магистрального газопровода от начальной температуры газа // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2013. № 2. С. 262-278. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_11.pdf

2. Ванчин А.Г. Методы оценки работы аппаратов воздушного охлаждения газа при разных вариантах включения вентиляторов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. /УГНТУ. 2012. №6. С. 184-197. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_8.pdf
3. Ванчин А.Г. Технико-экономическая оценка работы газотранспортного узла // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./УГНТУ. 2012. №5. С. 124-137. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_6.pdf
4. Калинин А.Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов. М.: МПА-Пресс, 2011. 264с.
5. Лопатин А.С. Термодинамическое обеспечение энерготехнологических задач трубопроводного транспорта природных газов. М.: изд-во «Нефтяник», 1996. 82 с.
6. Методика теплового и аэродинамического расчета аппаратов воздушного охлаждения. М.: ВНИИНЕФТЕМАШ, 1982. 97 с.
7. Методика теплового и аэродинамического расчета аппаратов воздушного охлаждения типов I АВЗ и I АВГ. М.: ВНИИНЕФТЕМАШ, 1988. 9 с.
8. Мустафин Ф.М., Коновалов Н.И., Гильметдинов Р.Ф. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов. Уфа: Монография, 2002. 384 с.
9. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. СТО Газпром. М.: ОАО «Газпром», 2006. 192с.
10. Пеньков М.М., Пирогов С.Ю. Природный газ. Метан: Справочник. СПб.: НПО Профессионал 2006. 848 с.
11. Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. Л.: Недра, 1986. 543 с.
12. Теплообмен при трубопроводном транспорте нефти и газа / Антонова Е.О. и др. СПб.: Недра, 1999. 228 с.
13. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / Алиев Р.А. и др.- 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1988. 368с.: ил.

References

1. Vanchin A.G. Zavisimost' zatrat, svjazannyh s gidravlicheskim soprotivleniem magistral'nogo gazoprovoda ot nachal'noj temperatury gaza // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./ UGNTU. 2013. № 2. S. 262-278. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_11.pdf
2. Vanchin A.G. Metody ocenki raboty apparatov vozdushnogo ohlazhdenija gaza pri raznyh variantah vkljuchenija ventiljatorov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. /UGNTU. 2012. №6. S. 184-197. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_8.pdf

3. Vanchin A.G. Raschet raboty apparatov vozdušnogo ohlazhdenija gaza v uslovijah kompressornoj stancii magistral'nogo gazoprovoda // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./ UGNTU. 2013. № 3. С. 164-179. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_14.pdf
4. Vanchin A.G. Tehniko-jekonomicheskaja ocenka raboty gazotransportnogo uzla // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn./UGNTU. 2012. №5. S. 124-137. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Vanchin/Vanchin_6.pdf
5. Kalinin A.F. Raschet, regulirovanie i optimizacija rezhimov raboty gazoperekachivajushhix agregatov. M.: MPA-Press, 2011. 264s.
6. Lopatin A.S. Termodinamicheskoe obespechenie jenergotehnologicheskix zadach truboprovodnogo transporta prirodnyh gazov. M.: izd-vo «Neftjanik», 1996. 82 s.
7. Metodika teplovogo i ajerodinamicheskogo rascheta apparatov vozdušnogo ohlazhdenija. M.: VNIINEFTEMASh, 1982. 97 s.
8. Metodika teplovogo i ajerodinamicheskogo rascheta apparatov vozdušnogo ohlazhdenija tipov I AVZ i I AVG. M.: VNIINEFTEMASh, 1988. 9 s.
9. Mustafin F.M., Konovalov N.I., Gil'metdinov R.F. Mashiny i oborudovanie gazonefteprovodov: ucheb. posobie dlja vuzov. Ufa: Monografija, 2002. 384 s.
10. Normy tehnologicheskogo proektirovanija magistral'nyh gazoprovodov. STO Gazprom. M.: OAO "Gazprom", 2006. 192 s.
11. Pen'kov M.M., Pirogov S.Ju. Prirodnyj gaz. Metan: Spravochnik. SPb.: NPO Professional 2006. 848 s.
12. Staskevich N.L., Vigdorčik D.Ja. Spravochnik po szhizhennym uglevodorodnym gazam. L.: Nedra, 1986. 543 s.
13. Teploobmen pri truboprovodnom transporte nefti i gaza / Antonova E.O. i dr. Spb.: Nedra, 1999. 228 s.
14. Truboprovodnyj transport nefti i gaza: uchebnik dlja vuzov / Aliev R.A. i dr.- 2-e izd., pererab. i dop. M.: Nedra, 1988. 368 s.: il.

Сведения об авторе

Ванчин А. Г., главный инженер филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» Курское ЛПУМГ, докторант кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

A.G. Vanchin, chief engineer branch of LLC "Gazprom Transgaz Moscow", Kursk LPUMG, doctoral student of thermodynamics and heat engines of Gubkin State Oil and Gas University, Moscow, Russian Federation.

e-mail: alex_vanchin@mail.ru