

УДК 622.692

С.М. Нубарян, В.В. Гранкина

Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.Н. Бекетова, г. Харьков

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ

С целью повышения надежности и эффективности функционирования газораспределительной станции (ГРС) авторами предлагается для предотвращения гидратообразования использовать осушку газа методом низкотемпературной сепарации с добавлением ингибитора гидратообразования. При этом низкотемпературный сепаратор может выполнять функцию первой ступени редуцирования давления газа, одновременно предотвращая образование кристаллических гидратов в регуляторе давления второй ступени, что повышает надежность эксплуатации ГРС.

Ключевые слова: газораспределительная станция, дросселирование, низкотемпературная сепарация, гидратообразование, редуцирование.

Постановка проблемы

Газораспределительные станции (ГРС) магистральных газопроводов являются одним из основных узлов систем газоснабжения и представляют собой сложный комплекс технических оборудования. Они относятся к объектам повышенной опасности и поэтому вопросы их надежной и безопасной эксплуатации приобретают особую актуальность. Основной задачей ГРС является снижение давления природного газа из магистральных газопроводов, как правило, от 5,5-7,5 МПа до 0,6-1,2 МПа. При этом редуцирование давления газа часто осуществляется в две ступени (при помощи двух регуляторов давления). Для предотвращения гидратообразования газ на входе ГРС проходит осушку в подогревателях, в которых сжигается дополнительный газ. Таким образом, очевидно, что существующие технологические схемы ГРС не обеспечивают высокий уровень безопасности и надежности эксплуатации.

Предупреждение гидратообразования является основным мероприятием по повышению надежности газоснабжения на ГРС. При этом существуют несколько способов борьбы с гидратообразованием:

- снижение давления в системе ниже равновесного;
- повышение температуры газа до величины, которая превышает равновесную температуру;
- осушка газа с целью исключения конденсации паров воды;
- добавление в газ ингибиторов гидратообразования, понижающих равновесную температуру.

Из перечисленных методов на газораспределительных станциях используется метод повышения температуры газа, однако, как упоминалось выше, это требует дополнительных энергозатрат и снижает безопасность эксплуатации. В связи с этим предлагается использовать осушку газа методом низкотемпературной сепарации (НТС) с добавлением ингибитора гидратообразования.

Анализ последних исследований и публикаций

Принцип дросселирования давления газа обладает рядом преимуществ и особенностей. Рассмотрены и проанализированы научные труды, публикации, результаты исследований, посвященные проблемам изучения и практического применения устройств, реализующих вихревой эффект для редуцирования давления газа таких ученых, как Мартыновский В. С., Алексеев В. П., Меркулов А. П., Леонтьев А. И., Пиралишвили Ш. А., Райский Ю. Д., Тункель Л. Е., Бродянский В. М., Суслов А. Д., Амиров Р. Я., Мухутдинов Р. Х., Жидков М. А., Русак А. М., Ахметов Ю. М., Целищев В.А., Гурин С. В., Соловьев А. А., Пархимович А. Ю., из зарубежных современных исследователей вихревого эффекта можно выделить Шепера (Scheper G. V.), Ван Димтера (Van Deemter J. J.), Така-хама (Takahama H.) и др. [1, 2].

Целью данной статьи является определение возможности применения метода низкотемпературной сепарации с добавлением ингибитора гидратообразования для осушки газа на ГРС.

Изложение основного материала

Природные газы в соединении с водой образуют кристаллогидраты, которые своим видом

похожи на снег или лед и являются нестойкими физико-химическими соединениями. По своей структуре газы гидраты представляют соединения с включениями молекул газа в кристаллическую решетку воды. Необходимое условие образования гидратов – полное насыщение газа парами воды. Сухие газы гидратов не образуют.

Образование гидратов определяется условиями равновесного состояния системы «гидрат – вода – газ» и зависит от температуры и давления среды. Условия образования гидратов обычно представляют в виде равновесных кривых, изображаемых в координатах температура – давление [3, 4].

На рис. 1 приведены кривые гидратообразования для природного газа с относительной плотностью 0,6 и метана. Зона давлений и температур, располагаемая выше равновесных кривых определяет условия гидратообразования.

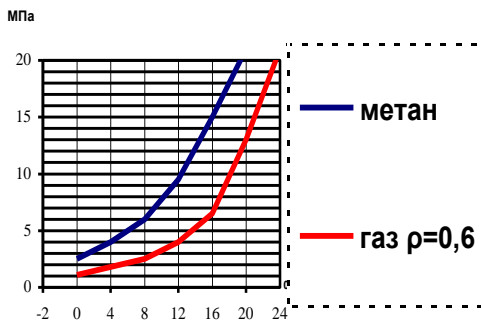


Рис. 1. Равновесные кривые гидратообразования

С повышением давления равновесная температура гидратообразования увеличивается. При высоких давлениях кристаллогидраты образуются даже при положительных температурах. Такое же влияние на равновесную температуру оказывает рост плотности газа.

Метод низкотемпературной сепарации газа является одним из наиболее эффективных методов осушки. Осушка газа достигается в результате его охлаждения и последующей сепарации сконденсировавшейся жидкости. Для получения низких температур целесообразно использовать эффект Джоуля-Томсона при адиабатическом расширении газа в результате его дросселирования (снижения давления). При этом, для исключения замерзания влаги в канале дросселя, необходимо предусмотреть введение в осушаемый газ ингибиторов гидратообразования (диэтиленгликоля или метанола) с последующей их регенерацией [4].

Принципиальная схема осушки газа методом низкотемпературной сепарации показана на рис.2.

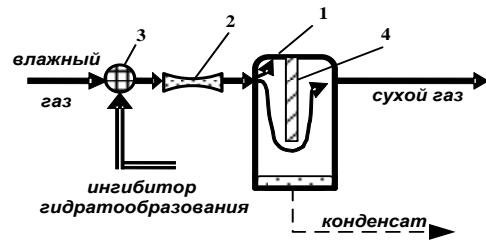


Рис. 2. Принципиальная схема метода НТС

1 – низкотемпературный сепаратор; 2 – дроссель; 3 – узел ввода ингибитора гидратообразования; 4 – каплеотбойник.

Рассмотрим на примере автоматической ГРС (АГРС-10) производительностью 10000 м³/час и штатного подогревателя газа типа ПГ-10 [5] расчет узла низкотемпературной осушки газа. В качестве исходных данных примем параметры осушаемого газа:

- количество газа, м³/час -10000;
- расчетная температура газа на входе в сепаратор, °С- +5 °С;
- давление газа перед сепаратором, МПа - 5,5;
- давление газа после сепаратора, МПа - 1,2.

Состав природного газа, поступающего на ГРС, и компонентное значение плотностей при нормальных условиях примем в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1.- Характеристика природного газа.

Газ	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	N ₂	CO ₂
1	2	3	4	5	6	7
Состав, N _i , %	92,5	2,78	0,65	0,56	1,91	1,60
M _i , Кг/кмоль	16,04	30,71	44,1	58,1	28,02	44,01
ρ _i , кг/м ³ при н.у.	0,708	1,338	1,97	2,673	1,23	1,95
T _{кр} , К	190,65	308,15	369,9	408,15	126,05	304,15
P _{кр} , МПа	4,628	4,962	4,246	3,7	3,393	7,355
Газовая постоянная, Дж/кг·К	518,37	276,744	188,97	143,357	296,749	188,8

Исходя из данных таблицы, определим термодинамические характеристики природного газа, поступающего на ГРС в соответствии со следующими выражениями:

- молекулярный вес и плотность

$$M_{см} = \frac{\sum_{i=1}^n M_i \cdot N_i}{100}, \quad (\text{кг/кмоль}); \quad (1)$$

$$c_{см} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i \cdot N_i}{100}, \quad (\text{кг/м}^3); \quad (2)$$

Применив формулу (1) и (2) получим, что M_{см} = 17,54 кг/кмоль, а c_{см} = 0,7 кг/м³;

Относительная плотность газовой смеси на входе в ГРС составит:

$$\rho_{отн} = \rho_{см} / \rho_{воздуха} = 0,776 / 1,29 = 0,6$$

- псевдокритические температура и давление

$$T'_{кр} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot N_i}{100}, \text{ (K);} \quad (3)$$

$$P'_{кр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot N_i}{100}, \text{ (МПа);} \quad (4)$$

Применив формулу (3) и (4) получим, что $T'_{кр} = 196,84 \text{ K}$, а $P'_{кр} = 4,65 \text{ МПа}$

- газовая постоянная смеси

$$R_{см} = \frac{R^*}{M_{см}}, \quad (5)$$

где $R^* = 8314,7 \text{ Дж/кг} \cdot \text{K}$ - универсальная газовая постоянная; $M_{см}$ - молекулярная масса смеси, кг/кмоль.

$$R_{см} = 8314,7 / 17,54 = 474,04$$

Расчет процесса низкотемпературной сепарации газа

При прохождении газа через дроссель низкотемпературного сепаратора в соответствии с дроссельным эффектом происходит снижение его температуры за счет падения давления.

Из основ термодинамики известно, что дифференциальный дроссельный эффект определяется уравнением [6]:

$$\mu = - \frac{(\partial H / \partial P)_T}{(\partial H / \partial T)_P}, \quad (6)$$

где μ – коэффициент Джоуля-Томсона; H – энтальпия газа; P , T - абсолютные давление и температура газа, соответственно; индексы "р" и "Т" означают условия изобаричности и изотермичности.

Принимая во внимание, что

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = V - T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P \text{ и } \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P = C_p, \quad (7)$$

где V – мольный объем, м³/кг/кмоль;

C_p - изобарная теплоемкость, кДж/кмоль град,

уравнение (6) может быть переписано в виде:

$$\mu = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P - V}{C_p} \quad (8)$$

или

$$\mu = - \frac{T \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V + V \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_T}{C_p \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_T} = \frac{\Delta T}{\Delta P} \quad (9)$$

При этом дифференциальный дроссельный эффект определяется как изменение температуры при падении давления газа на 1 атмосферу.

Для конечного понижения давления изменение температуры газа определяется интегральным дроссельным эффектом:

$$T_2 - T_1 = \int_{P_1}^{P_2} \mu dP = \mu(P_2 - P_1), \quad (10)$$

где T_1 и P_1 - температура и давление газа на входе в дроссель; T_2 и P_2 – температура и давление газа на выходе из дросселя.

Поскольку в процессе дросселирования участвует реальный газ, то в качестве уравнения состояния газа примем уравнение Ван-дер-Ваальса:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2}, \quad (11)$$

где a , b – коэффициенты уравнения, определяемые по следующим выражениям [7]:

$$a = \frac{27R^2 T_{кр}^2}{64P_{кр}}, \quad b = \frac{RT_{кр}}{8P_{кр}} \quad (12)$$

где $T'_{кр} = 196,84 \text{ K}$ – псевдокритическая температура природного газа; $P'_{кр} = 4,65 \text{ МПа}$ – псевдокритическое давление природного газа; $R = 474,04 \text{ Дж/кг} \cdot \text{K}$ - газовая постоянная данного газа.

Подставляя значения постоянных параметров газа в уравнения (12), получим коэффициенты уравнения Ван-дер-Ваальса:

$$a = 789,93 ; b = 0,251 \times 10^{-2}$$

Мольный объем газа при рабочих условиях может быть определен из следующего уравнения:

$$V = \frac{R \times T \times Z}{P}, \quad (13)$$

где Z – коэффициент сжимаемости газа, определяемый по эмпирическому уравнению Латонова-Гуревича:

$$Z = (0,4 \lg T_{пр} + 0,73)^{P_{пр}} + 0,1 P_{пр}, \quad (14)$$

здесь $T_{пр}$ и $P_{пр}$ – приведенные температура и давление, соответственно.

$$T_{пр} = T_{ср} / T'_{кр} = (5 + 273,15) / 196,84 = 1,41$$

$$P_{пр} = P / P'_{кр} = 5,5 / 4,65 = 1,18$$

Отсюда

$$Z = (0,4 \lg 1,41 + 0,73)^{1,18} + 0,1 \cdot 1,18 = 0,874$$

Тогда из уравнения (13) получим:

$$V = 2,48 \times 10^{-2}$$

Продифференцировав выражение (11), определим значения частных производных:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V = 21266,9$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_T = -161806706,24$$

Подставив значения производных, изобарной теплоемкости газа, мольного объема и рабочей температуры газа в уравнение (9), определим коэффициент Джоуля-Томсона для процесса дросселирования:

$$\mu = 5,3 \times 10^{-6} \text{ (град/Па)}.$$

Таким образом, понижение температуры газа, определяемое дроссельным эффектом, на выходе из низкотемпературного сепаратора, соответствующее снижению давления на первой ступени редуцирования ГРС ($\Delta P = 5,5 - 1,2 = 4,3$ МПа), составит:

$$\Delta T = \mu \cdot \Delta P = 5,3 \times 10^{-6} \cdot 4,3 \times 10^6 \approx 23 \text{ (}^\circ\text{C)}, \quad (15)$$

а температура газа, поступающего в блок редуцирования от узла НТС, при этом будет равна:

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{вх}} - \Delta T = 5 - 23 = -18 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Для природного газа с относительной плотностью, равной 0,6 влагосодержание $f_{0,6}$ в г/м^3 может быть определено по графикам Ман-Кетты или по эмпирическому выражению Гухмана, справедливое для интервала температур 210 – 320 К [7]:

$$f_{0,6} = (0,457/P) \exp(73,5T - 0,27T^2) \times 10^{-3} + 0,418 \exp(54T - 0,2T^2) \times 10^{-3}, \quad (16)$$

где $f_{0,6}$ – абсолютная влажность газа, г/м^3 ;
 P – давление, МПа; T – температура, $^\circ\text{C}$.

Из выражения (16) для соответствующих значений температур и давлений, определим влагосодержание газа на входе (f_1) и выходе (f_2) низкотемпературного сепаратора, который предлагается к использованию на ГРС в качестве узла осушки газа:

на входе сепаратора:

$$f_1 = 0,67 \text{ (г/м}^3\text{)};$$

на выходе из сепаратора:

$$f_2 = 0,25 \text{ (г/м}^3\text{)}$$

Таким образом, используя низкотемпературный сепаратор, появляется возможность выделения влаги из газа в количестве, определяемом по выражению:

$$W = (f_1 - f_2) \cdot Q_n, \quad (17)$$

где Q_n – производительность ГРС, $\text{м}^3/\text{ч}$;

W – количество выделяемой влаги, г/ч , что составляет 4200 г/ч (4,2 кг/ч).

На рис. 3 приведена принципиальная схема линии редуцирования АГРС с использованием метода низкотемпературной сепарации для осушки газа и блоком регенерации ингибитора гидратообразования.

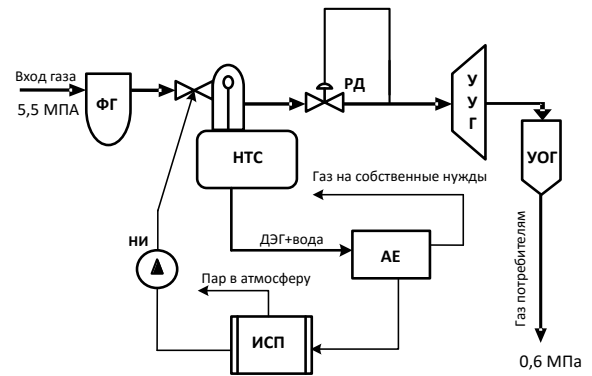


Рис. 3. Принципиальная схема линии редуцирования АГРС

ФГ – фильтр газа; НТС – низкотемпературный сепаратор (1-ая ступень редуцирования); РД – регулятор давления (2-ая ступень редуцирования); УУГ – узел учета газа; УОГ – узел одоризации газа; АЕ – атмосферная емкость; ИСП – испаритель узла регенерации ингибитора; НИ – насос ингибитора гидратообразования.

Гидравлический расчет дросселя

Для достижения расчетной температуры газа, которую он приобретает на выходе низкотемпературного сепаратора, необходимо создать перепад давления в 4,3 МПа. Этот перепад создается при помощи дросселя (штуцера). Очевидно, что при этом будет иметь место критический режим течения газа через дроссель, т.к. отношение давлений на выходе и входе дросселя составит:

$$P_2 / P_1 = 1,2 / 5,5 = 0,22 < 0,546.$$

Для критических режимов течения газа при расчете дросселя необходимо учитывать отклонение его параметров от идеального газа, т.е. его сжимаемость. При этом для определения его массового расхода справедливо следующее выражение:

$$G = \alpha \times \varepsilon \times F \times \sqrt{2(P_1 - P_2)\rho}, \quad (18)$$

где G – массовый расход газа, кг/с ; F – площадь проходного сечения дросселя, м^2 ; α – коэффициент расхода дросселя; ε – коэффициент расширения среды после дросселя; P_1 и P_2 – давление на входе и выходе дросселя, Па; ρ – плотность газа на входе в дроссель, кг/м^3 .

Коэффициенты α и ε , входящие в уравнение (18) определяются в соответствии с выражениями:

$$\alpha = \sqrt{\frac{2}{\xi \times Z \times R \times T}}, \quad (19)$$

где ξ – коэффициент сопротивления дросселя; Z – коэффициент сжимаемости газа в рабочих условиях; T – температура газа на входе дросселя, К; $R = 84,8/\mu$ – газовая постоянная, $\text{кгс}\cdot\text{см/г}\cdot\text{моль}\cdot\text{К}$; μ – молекулярная масса газа, кг/кмоль .

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa-1}} \cdot \sqrt{\frac{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{2/\kappa} - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\kappa+1/\kappa}}{1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)}}, \quad (20)$$

где P_1 и P_2 – давление на входе и выходе дросселя, соответственно; κ – показатель адиабаты, равный 1,3 для природного газа.

Отсюда расчетное значение коэффициента расширения газа после дросселя составит $\varepsilon = 0,396$.

Плотность газа при рабочих условиях определяется по формуле:

$$\rho = \rho_H \times \frac{P \times T_H}{P_H \times T \times Z} = 49,82 \text{ (кг/м}^3\text{)}, \quad (21)$$

где ρ_H , T_H , P_H – параметры газа при нормальных условиях; T и P – температура и давление газа на входе в дроссель; Z – коэффициент сжимаемости.

Применив формулу (21), получаем плотность при рабочих условиях, $\rho = 49,82 \text{ кг/м}^3$.

Объединяя (18) и (19), и исключив из них коэффициент расхода α , получим:

$$\frac{4G}{\varepsilon \cdot \pi d^2 \sqrt{2(P_1 - P_2)} \rho} = \sqrt{\frac{2}{\xi \times Z \times R \times T}}, \quad (22)$$

Откуда

$$\xi = \frac{\varepsilon^2 \pi^2 d^4 \times (P_1 - P_2) \rho}{4 \times G^2 \times Z \times R \times T} \quad (23)$$

В выражении (23) диаметр дросселя измеряется в сантиметрах, а давление на его входе и выходе в кгс/см².

Исходя из номинальной производительности АГРС-10, учитывая плотность газа при рабочих условиях, секундный массовый расход его составит:

$$G = \rho \cdot \frac{Q_n \cdot T \cdot Z}{283,73 \cdot P \cdot 3600} = 2,15 \text{ (кг/с)} \quad (24)$$

Тогда, задав например, диаметр проходного канала дросселя $d = 2,5$ см и значения параметров газа из выражения (23), получим коэффициент его сопротивления $\xi = 5,95$.

Из теории дросселей известна зависимость, позволяющая определить соотношение длины L и диаметра d дроссельного канала по известному перепаду давления Δp и коэффициенту сопротивления в соответствии со следующим выражением [8]:

$$\frac{L}{d} = \frac{2 \times \Delta p}{\xi \times \rho \times \omega^2}, \quad (25)$$

где ρ – плотность газа при рабочих условиях, кг/м³; ω – скорость газа в канале дросселя, м/с; Δp – перепад давления, кгс/м².

Зная массовый расход газа на АГРС, определенный по (24), определим скорость газа в канале дросселя при заданном его диаметре по следующему выражению:

$$\omega = \frac{4 \times G}{\rho \times \pi \times d^2} = 87,95 \text{ (м/с)} \quad (26)$$

Подставив значения ω , ρ , ξ и Δp в уравнение (25), определим длину дроссельного канала L , которая при заданном диаметре d составит: $L = 9,375$ мм

Таким образом, дроссель в узле низкотемпературной сепарации для рассматриваемой АГРС-10 может быть выполнен в виде диафрагмы с диаметром внутреннего отверстия 25 мм и длиной канала (толщина диафрагмы) 9,4 мм.

Расчет узла ввода ингибитора гидратообразования

В газовой промышленности для борьбы с гидратообразованием часто используют, как это уже отмечалось выше, метод ввода ингибитора. Для проектируемого узла АГРС, низкотемпературный сепаратор, применяемый в качестве узла осушки газа, является наиболее опасным с точки зрения гидратообразования, поэтому здесь необходимо предусмотреть ввод ингибитора гидратообразования. В конкретном случае место ввода ингибитора определяется из равновесных условий гидратообразования и должно быть предусмотрено до входного дросселя.

Сущность предупреждения гидратообразования данным методом заключается в следующем. Ингибитор, вводимый в поток газа, поглощает парообразную влагу и вместе с капельной водой, сконденсировавшейся при охлаждении газа, образует раствор. При этом упругость паров воды в газе и, соответственно, температура точки росы снижаются. В результате имеет место абсорбционный процесс осушки газа, что снижает равновесную температуру гидратообразования. Чем выше концентрация ингибитора, тем большее снижение температуры гидратообразования можно получить.

Кроме того, раствор ингибитора предотвращает замерзание воды в низкотемпературном сепараторе и в дросселе, где происходит снижение температуры газа.

В качестве ингибитора гидратообразования рассмотрим использование диэтиленгликоля (ДЭГ).

Зависимость температуры замерзания водных растворов ДЭГ от концентрации приведена в таблице 2 [9].

Таблица 2.-Температуры замерзания водных растворов ДЭГ.

T, °C	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-75	-60
Концентрація ДЭГ, %	26,4	36,4	45,6	52,6	58,0	63,1	66,7	72,1

Поскольку самая низкая температура газа оказывается в низкотемпературном сепараторе, то расход ингибитора в сепаратор должен быть таким, чтобы равновесная температура гидратообразования не превышала температуру сепарации. Равновесная температура может быть определена по давлению и относительной плотности газа по соотношению [4]:

$$\theta_2 = a + b \cdot P_2, \quad (27)$$

где P_2 – давление в сепараторе, Па; a и b – коэффициенты, определяемые по табл. 3.

Таблица 3.- Коэффициенты a и b для различных относительных плотностей газа.

$\rho_{отн}$ при ну.	0,555	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
a	-2,25	6,26	8,78	11,1	12,7	14,08
$b \cdot 10^5$	0,17	0,14	0,14	0,12	0,1	0,084

Тогда из формулы (27) определяем равновесную температуру при $\rho_{отн} = 0,6$, которая составит: $\theta_{2(0,6)} = 7,94$ °C.

Исходя из расчетной температуры газа после дросселирования, равной -18 °C, определим концентрацию насыщенного водой раствора ДЭГ, выделяемого в сепараторе по выражению:

$$C_2 = \frac{100}{1 + \frac{1297}{M(\theta_2^* - \theta_2)}}, \quad (28)$$

где C_2 – концентрация ДЭГ в сепараторе, %; $M = 106$ – молекулярная масса ДЭГ; θ_2 – температура газа в сепараторе, °C; θ_2^* – равновесная температура гидратообразования, °C.

Применив формулу (28), получим: $C_2 = 67,93$ %.

Количество вводимого ингибитора в поток газа зависит от количества воды, разбавляющей вводимый ингибитор и его исходной концентрации, может быть определено из условий материального баланса:

$$C_2 \cdot (q + W) = q \cdot C_1, \quad (29)$$

где C_1 и C_2 – концентрация ингибитора на входе и в сепараторе, соответственно; q – требуемое количество ингибитора, кг/час; W – количество влаги из газа, разбавляющей ингибитор, кг/час.

Откуда

$$q = C_2 \cdot W / (C_1 - C_2) \quad (30)$$

Принимая во внимание, что в узел низкотемпературной сепарации будет подаваться 100 % раствор ДЭГ, а расчетное количество воды, образуемое в процессе дросселирования газа,

определенное по (17) составляет 4,2 кг/час, получим количество вводимого ДЭГ, $q = 8,9$ (кг/час)

Таким образом, через низкотемпературный сепаратор ежечасно будет проходить жидкой фракции в количестве $L = q + W = 8,9 + 4,2 = 13,1$ (кг/ч), которую необходимо подавать в узел регенерации ингибитора.

В узле регенерации ингибитора гидратообразования насыщенный раствор ДЭГ регенерируется путем испарения поглощенной им воды под атмосферным давлением. Причем энергия, необходимая для испарения воды из раствора ДЭГ с учетом 10 % - ых потерь определится в соответствии с выражением:

$$Q = 1,1(G \cdot c(t_2 - t_1) + W \cdot r), \quad (31)$$

где G – массовый расход раствора ДЭГ, поступающего на выпарку, кг/с; c – теплоемкость раствора, Дж/кг·град; t_2 – температура кипения раствора, °C; t_1 – начальная температура раствора, °C; W – массовый расход выпариваемой воды, кг/с; r – теплота испарения воды, Дж/кг.

Согласно справочным данным средняя теплоемкость регенерируемого раствора ДЭГ в диапазоне температур от -18 °C до 100 °C, составляет 2,095 кДж/кг·град, а теплота испарения воды 2259 кДж/кг. Тогда из выражения (31) получим: $Q = 3,57$ (кВт). При использовании в испарителе топливного газа с низшей теплотой сгорания $Q_n^p = 33520$ кДж/м³, последнего потребуется:

$$q_{гг} = Q \cdot 3600 / Q_n^p = 0,38 \text{ (м}^3\text{/ч)}.$$

Для сравнения отметим, что при использовании на ГРС традиционного подогревателя ПГ-10 требуется топливного газа 40 м³/ч. Как видно, при использовании низкотемпературной осушки газа экономия по топливному газу для АГРС-10 может составить: $40 - 0,38 \approx 39,6$ (м³/ч).

Выводы

1. Использование процесса низкотемпературной сепарации газа возможно на ГРС всех типов и различной производительности, что позволяет производить осушку газа за счет использования эффекта Джоуля-Томсона.

2. Низкотемпературный сепаратор может выполнять функцию первой ступени редуцирования давления газа, одновременно предотвращая образование кристаллических гидратов в регуляторе давления второй ступени, что повышает надежность эксплуатации ГРС. Предложенная модернизация технологической схемы ГРС позволит отказаться от использования подогревателей газа, что даст значительную экономию топливного газа.

Литература

1. Обработка результатов испытаний изотермического вихревого регулятора давления газа и выявление зависимостей температур от давления газа на входе и выходе регулятора / Свистунов А. В., Фархутдинов А. И., Гаврилова В. А. // «Мавлютовские чтения»: Сборник трудов Российской научно-технической конференции. Том 1/УГАТУ, - Уфа-УГАТУ, 2011г. С. 123.
2. Особенности формирования изотермического процесса дросселирования сжимаемой среды / Свистунов А. В., Григорьева О. В. // «Мавлютовские чтения»: Сборник трудов Российской научно-технической конференции, УГАТУ, - Уфа, 2008г. С. 112 - 113.
3. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М. Недра. 1974.
4. Тараненко Б.Ф., Герман В.Т. Автоматическое управление газопромысловыми объектами. М., «Недра», 1976, 213 с.
5. Руднік А.А., Коломєєв В.М. та ін. Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільних станцій магістральних газопроводів. Довідник., Київ, „Росток”, 2003.
6. Буданов В.В., Максимов А.И. Химическая термодинамика. ИКЦ "Академкнига", 2007.
7. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазного состояния газоконденсатных смесей. М., Недра, 1984.
8. Чарный И.А. Основы газовой динамики. М., Гостоптехиздат, 1961.
9. Бретшнайдер С. Свойства газов и жидкостей. М-Л., Химия, 1966.

References

1. Svistunov A. V., Farhutdinov A. I., & Gavrilova V. A. (2011). Obrabotka rezul'tatov ispytaniy izotermicheskogo vihevogo regul'yatora davleniya gaza i vyyavlenie zavisimostej temperatur ot davleniya gaza na vhode i vyhode regul'yatora. Mavlyutovskie chteniya: Sbornik trudov Rossijskoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii, tom 1/UGATU, Ufa, 123.

2. Svistunov A. V., & Grigor'eva O. V. (2008). Osobennosti formirovaniya izotermicheskogo processa drosselirovaniya szhimaemoj sredy. Mavlyutovskie chteniya: Sbornik trudov Rossijskoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii, UGATU, Ufa, 112-113.
3. Makogon YU.F. (1974). Gidraty prirodnyh gazov. M., Nedra, 208.
4. Taranenko B.F., & German V.T. (1976). Avtomaticheskoe upravlenie gazopromyslovymi ob"ektami. M., Nedra, 213
5. Rudnik A.A., Kolomeev V.M., Rozgonyuk V.V., Grigil' M.A., Bolokan O.O., & Gerasimenko YU.M. (2003). Eksplyuatsiya i tekhnichne obslugovuvannya gazorozpodil'nih stancij magistral'nih gazoprovodiv. Dovidnik., Kiiv, Rostok, 575.
6. Budanov V.V., & Maksimov A.I. (2007). Himicheskaya termodynamika. M., IKC "Akademkniga", 312.
7. Gurevich G.R., & Brusilovskij A.I. (1984). Spravochnoe posobie po raschetu faznogo sostoyaniya gazokondensatnyh smesey. M., Nedra, 264.
8. CHarnyj I.A. (1961). Osnovy gazovoj dinamiki. M., Gostoptekhizdat, 200.
9. Bretshnajder S. (1966). Svoystva gazov i zhidkостей. M-L., Himiya, 537.

Рецензент: д-р техн. наук, проф. И.И. Капцов, Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.Н. Бекетова, Харьков

Автор: НУБАРЯН Сергей Манукович
Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.Н. Бекетова, к.т.н., доцент.
E-mail – go_rubikon@mail.ru

Автор: ГРАНКІНА Вікторія Вікторівна
Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.Н. Бекетова, к.т.н., доцент.
E-mail – vikki-grank@rambler.ru

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ І ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ СТАНЦІЙ

С.М Нубарян, В.В. Гранкіна

Харківський національний університет міського господарства ім. О. М. Бекетова, м. Харків

З метою підвищення надійності і ефективності функціонування газорозподільної станції (ГРС) авторами пропонується для запобігання гідратоутворення використовувати осушення газу методом низькотемпературної сепарації з додаванням інгібітору гідратоутворення. При цьому низькотемпературний сепаратор може виконувати функцію першого рівня редукування тиску газу, одночасно запобігаючи утворенню кристалічних гідратів в регулювальнику тиску другого рівня, що підвищує надійність експлуатації ГРС. Запропонована принципова схема редукування автоматичної газорозподільної станції (АГРС) з використанням методу низькотемпературної сепарації для осушення газу і блоком регенерації інгібітору гідратоутворення для якої виконано розрахунок вузла введення інгібітору і гідравлічний розрахунок дроселя.

Ключові слова: газорозподільна станція, дроселювання, низькотемпературна сепарація, гідратоутворення, редукування.

IMPROVING THE RELIABILITY AND EFFICIENCY OF FUNCTIONING OF GAS DISTRIBUTION STATIONS

S.M. Nubarian, V.V. Grankina

O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkov

For the purpose of increase of reliability and efficiency of functioning of the gas-distributing stations (GDS) by authors of this article was offered a method of low temperature separation of moisture for prevention of hydrates formation in gas with addition of inhibitor. In addition the low temperature separator can execute the function of the first stage of reduction of the gas pressure, at the same time preventing formation of crystal hydrates in the regulator of pressure of the second step, which increases reliability of GDS. The fundamental chart of reduction of the automatic gas-distributing station (AGDS) is offered with the use of method of low temperature separation for drainage of gas and the block of regeneration of hydrate inhibitor for that is create the calculation of knot of input of inhibitor and hydraulic calculation of throttle.

Keywords: gas distribution station, throttling, low temperature separation, hydrate formation, reduction.