

## ВАРИАНТ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГАЗОГИДРАТНОГО ОТДЕЛЕНИЯ ГОРЮЧИХ КОМПОНЕНТОВ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АЗОТА

ДИДЕНКО В. Н., МЕРЗЛЯКОВА К. С., ФАХРАЗИЕВ И. И.

Ижевский государственный технический университет имени М. Т. Калашникова, 426069, г. Ижевск, ул. Студенческая, 7

**АННОТАЦИЯ.** Научно обоснована и технически проработана схема установки для отделения азота попутного нефтяного газа (ПНГ) путем перевода остальных его компонентов в газогидратное состояние. Установка предназначена для реализации способа подготовки к сжиганию в теплоэнергетических установках попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота, заключающегося в предварительном отделении азота от остальных, в основном горючих, компонентов с использованием технологий гидратообразования. Технические проблемы, обусловленные неопределенностью и значительной продолжительностью времени полного завершения процесса гидратообразования газа, преодолены за счет принятия двух принципиальных схемных решений: порционной подачи ПНГ в реактор-гидратообразователь и отделения всего азота от остальных компонентов в каждой порции газа за несколько возвратных циклов. Расчетным путем определены значения основных термодинамических параметров рабочих тел в первом цикле процесса гидратообразования в установке.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** попутный нефтяной газ, сжигание, отделение азота, газовые гидраты, термобарические условия гидратообразования, технологическая установка, термодинамические параметры сред.

Постановлением Правительства РФ № 1148 от 08.11.2012 г. нефтедобывающим компаниям разрешается сжигать в факелах не более 5 % объема полученного попутного нефтяного газа, а оставшиеся 95 % должны быть утилизированы. Штрафы за сверхнормативное сжигание ПНГ на факелах в 2020 году будут увеличены уже в 100 раз [1]. Но на некоторых месторождениях нефти Удмуртской Республики ПНГ сильно забалластирован азотом  $N_2$  (до 90 % по объемному составу) и имеет низкую теплоту сгорания ( $Q_p^p < 8,00$  Мдж/м<sup>3</sup>), что существенно сужает выбор методов его утилизации. При использовании такого газа в качестве основного источника топлива в теплоэнергетических установках необходимо предварительно отделить азот от всех горючих компонентов ПНГ.

В настоящее время для разделения газов используют абсорбционные, адсорбционные, и криогенные технологии. Основными недостатками данных технологий является их многостадийность, громоздкость оборудования и сложность аппаратурного оформления. Кроме того, недостатками абсорбционных и адсорбционных технологий являются высокие затраты на регенерацию адсорбентов и доставку партий свежего адсорбента при его замене, замену абсорбционных реагентов при снижении их емкости по отделяемым компонентам, ущерб от коррозионного воздействия растворов абсорбентов. Недостатком криогенных технологий также являются высокие энергетические затраты на охлаждение сырья. С учетом вышеизложенного, актуальной задачей является разработка технологий разделения газовых смесей, не требующих применения дорогостоящих реагентов или адсорбентов и высоких энергетических затрат на охлаждение разделяемых смесей [2].

В работе [3] был предложен способ подготовки попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота, заключающийся в предварительном отделении азота от горючих компонентов с использованием технологий гидратообразования, в результате чего азот безопасно рассеивается в атмосфере или применяется как товарный продукт, а полученные гидраты горючих компонентов газа полезно используются в теплоэнергетических установках. В работе [3] также был дан ответ на вопрос о принципиальной возможности образования газогидратов в газе с высоким содержанием азота (до 90 % по объему). Для такого газа в работе [3] из всех известных методов определения равновесного термобарического состояния гидратообразования [4, 5] был обоснованно выбран метод

Карсона и Катца (Carson and Katz), с помощью которого удалось объяснить противоречивые данные о влиянии содержания  $N_2$  на равновесные параметры гидратообразования смеси газов. Показано, что неоднозначность влияния содержания  $N_2$  на величину равновесных значений температуры и давления гидратообразования  $P_r$  обусловлена различным содержанием в газе-гидратообразователе некоторых его компонентов [3].

Получено [3], что ПНГ с содержанием азота 89,03 % может образовывать гидраты при положительной температуре (от 0 до + 5,5 °С) и давлении в реакторе-гидратообразователе, не превышающем 1,8 МПа. Это, относительно небольшое значение давления гидратообразования, вполне приемлемо для реализации промышленных газогидратных технологий отделения азота от остальных компонентов ПНГ. Также был сделан вывод об особой роли малых добавок (1 – 2 %) пропана и этана, которые способствуют снижению равновесного значения давления при заданной температуре гидратообразования. Эти результаты стали основанием для поиска технического решения установки, в которой отделение азота ПНГ, забалластированного азотом, осуществлялось бы за счет перевода остальных его компонентов в газогидратное состояние.

Горючие компоненты утилизируемого ПНГ с высоким содержанием азота, могут служить топливом для газопоршневых и газотурбинных теплоэнергетических установок, которые не могут работать на топливе с малым метановым числом и низкой теплотой сгорания.

В данной работе рассматривается вариант технического решения установки для отделения азота из ПНГ одного из нефтяных месторождений УР газогидратным методом, состав которого представлен в табл. 1.

Таблица 1

Компонентный состав (в % по объему) ПНГ нефтяного месторождения УР

Компонент газа	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$i-C_4H_{10} + n-C_4H_{10}$	$C_5H_{12}$	$C_6H_{14}$	$H_2S$	$CO_2$	$N_2$	$O_2$
Содержание, %	14,8	0,55	4,31	2,4	1,24	0,34	0,27	0,03	76,0	0

В основе метода Карсона и Катца лежит гипотеза Вилкокса, Карсона, Катца (Wilcox, Carson and Katz) о том, что гидраты природных газов можно считать твердыми растворами. По этому методу условие образования гидратов имеет следующий вид:

$$\sum \frac{y_i}{k_i} \geq 1, \quad (1)$$

где  $y_i$  – объемная (молярная) доля  $i$ -го газа;  $k_i$  – константа равновесия  $i$ -го газа, найденная опытным путем и зависящая от  $P$  и  $t$  (значения  $k_i$  принимаются по [6]).

Температура гидратообразования выбирается из технико-экономических и технологических соображений с учетом критической температуры гидратообразования этих компонентов  $t_{кр}$ . При температуре гидратообразования, превышающей  $t_{кр}$ , гидратообразование невозможно ни при каком давлении. Как это следует из кривых гидратообразования компонентов природного газа, представленных на рис. 1, для этана ( $C_2H_6$ )  $t_{кр} = +14,5$  °С, для пропана ( $C_3H_8$ )  $t_{кр} = +5,5$  °С, для изобутана  $i-C_4H_{10}$   $t_{кр} = +1,5$  °С.

Ранее было показано, что при заданной температуре гидратообразования пропан более эффективно снижает  $P_r$ , нежели этан, поэтому температура гидратообразования должна быть несколько ниже  $t_{кр} = +5,5$  °С для пропана [3]. Рассматриваемый ПНГ содержит в своем составе небольшое количество (2,4 %) бутана (смесь изобутана и бутана нормального). Считается, что нормальный бутан не способен образовывать гидраты, но по некоторым данным это возможно в смеси с другими углеводородами алканового ряда (метаном, этаном, пропаном, изобутаном) [7]. Наличие в составе ПНГ изобутана ограничивает область положительных значений равновесной температуры гидратообразования  $t_{равн}$  величиной  $t_{кр} = +1,5$  °С, поэтому из условий незамерзания воды и  $t_{равн} \leq t_{кр}$  при проектировании установки была выбрана температура гидратообразования  $t_{равн} = +1,0$  °С.

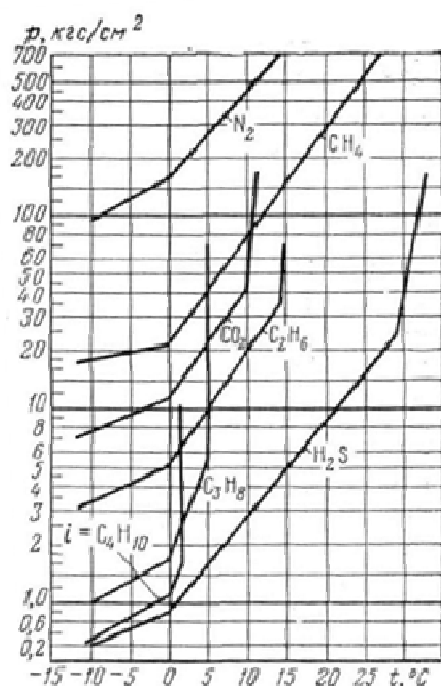


Рис. 1. Кривые гидратообразования компонентов природного газа [6]

В качестве  $i$ -х газов, участвующих в процессе образования гидратов, принимаются углеводороды от метана до бутана, а также  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ . Равновесные параметры гидратообразования определяются из условия  $\sum \frac{y_i}{k_i} = 1$  путем интерполяции (или экстраполяции) по вычисленным значениям  $\sum \frac{y_i}{k_i}$  для двух неравновесных давлений  $P_1$  и  $P_2$ , близких к ожидаемому равновесному  $P_{\text{равн}}$ .

В табл. 2 представлены результаты расчетного определения условий гидратообразования для ПНГ (табл. 1) при температуре газа  $+1^\circ\text{C}$ .

Таблица 2

Результаты расчета условий гидратообразования для попутного нефтяного газа (табл. 1) при температуре  $t_{\text{равн}} = +1^\circ\text{C}$

Компонент ПНГ	Объемная (молярная) доля, $y_i$	Неравновесные состояния при температуре $+1^\circ\text{C}$			
		$P = 0,981 \text{ МПа}$		$P = 0,686 \text{ МПа}$	
		$k_i$	$y_i/k_i$	$k_i$	$y_i/k_i$
1	2	3	4	5	6
$\text{CH}_4$	0,1510	2,0	0,075	3,03	0,050
$\text{C}_2\text{H}_6$	0,0056	0,436	0,013	0,80	0,007
$\text{C}_3\text{H}_8$	0,0438	0,0416	1,053	0,085	0,515
$i\text{-C}_4\text{H}_{10} + n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,0244	0,0313	0,779	0,075	0,325
$\text{C}_5\text{H}_{12}$	0	—	—	—	—
$n\text{-C}_6\text{H}_{14}$	0	—	—	—	—
$\text{CO}_2$	0,0003	0,704	0,0004	0,694	0,0004
$\text{H}_2\text{S}$	0,0027	0,160	0,017	0,247	0,011
$\text{N}_2$	0,7722	9,524	0,081	24,008	0,032
$\sum \frac{y_i}{k_i}$		2,019		0,941	
$P_{\text{равн}}, \text{ МПа}$		0,703			

Таким образом, величина равновесного абсолютного давления гидратообразования рассматриваемого попутного нефтяного газа при температуре  $t_{\text{равн}} = +1$  °С составила  $P_{\text{равн}} = 0,703$  МПа. Такое давление можно достаточно просто создать в энергетической машине или устройстве для повышения давления и перемещения газообразных веществ, например, в дожимном газовом компрессоре.

Количество воды, необходимое для образования гидрата, зависит от его структуры. На сегодняшний день известно около 10 структур газовых гидратов, из них первые три типа – самые распространенные. Природные газы и ПНГ образуют в основном гидраты первого и второго типов. Газами-формировщиками первого типа гидратов являются метан, этан, углекислый газ и сероводород, а второго типа – азот, пропан, изобутан. Газовые гидраты первого типа  $i$ -го газа имеют формулу  $i \cdot 5,76\text{H}_2\text{O}$ , а второго типа –  $i \cdot 17\text{H}_2\text{O}$  [8].

Масса воды, необходимая для образования газовых гидратов компонентов 1 м<sup>3</sup> ПНГ, определялась по зависимости:

$$m_{\text{в}} = \frac{\sum a_i \cdot P_{\text{равн}} y_i}{R_{\mu} \cdot T_{\text{равн}}} \cdot \mu_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (2)$$

где  $a_i$  – число молекул воды, приходящееся на одну молекулу гидрата  $i$ -го газа ( $a_i = 5,7$  – для гидратов первой структуры и  $a_i = 17$  – для гидратов второй структуры);  $P_i$  – парциальное давление  $i$ -го газа, Па;  $y_i$  – объемная (молярная) доля  $i$ -го газа;  $T_{\text{равн}}$  – равновесная температура гидратообразования, К;  $R_{\mu}$  – универсальная газовая постоянная ( $8,314 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}}$ );  $\mu_{\text{H}_2\text{O}}$  – молекулярная масса воды (18 г/моль).

Результаты расчетов необходимого количества воды представлены в табл. 3.

Таблица 3

Расчет необходимого количества воды для процесса гидратообразования попутного нефтяного газа (табл. 1)

Компонент ПНГ	Объемная (молярная) доля $i$ -го компонента $y_i$	Парциальные давления компонентов $P_i$ , Па	$\sum a_i \cdot P_{\text{равн}} y_i$
CH <sub>4</sub>	0,1510	181182,686	1043612,274
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0056	6705,954	38626,295
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0438	52550,295	893355,009
$i$ -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + $n$ -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0244	29262,345	497459,866
CO <sub>2</sub>	0,0003	365,779	2106,889
H <sub>2</sub> S	0,0027	3292,014	18962,000
N <sub>2</sub>	0,7722	926640,927	0
Сумма			2494122,333
$m_{\text{в}} = 19707,415$ г			

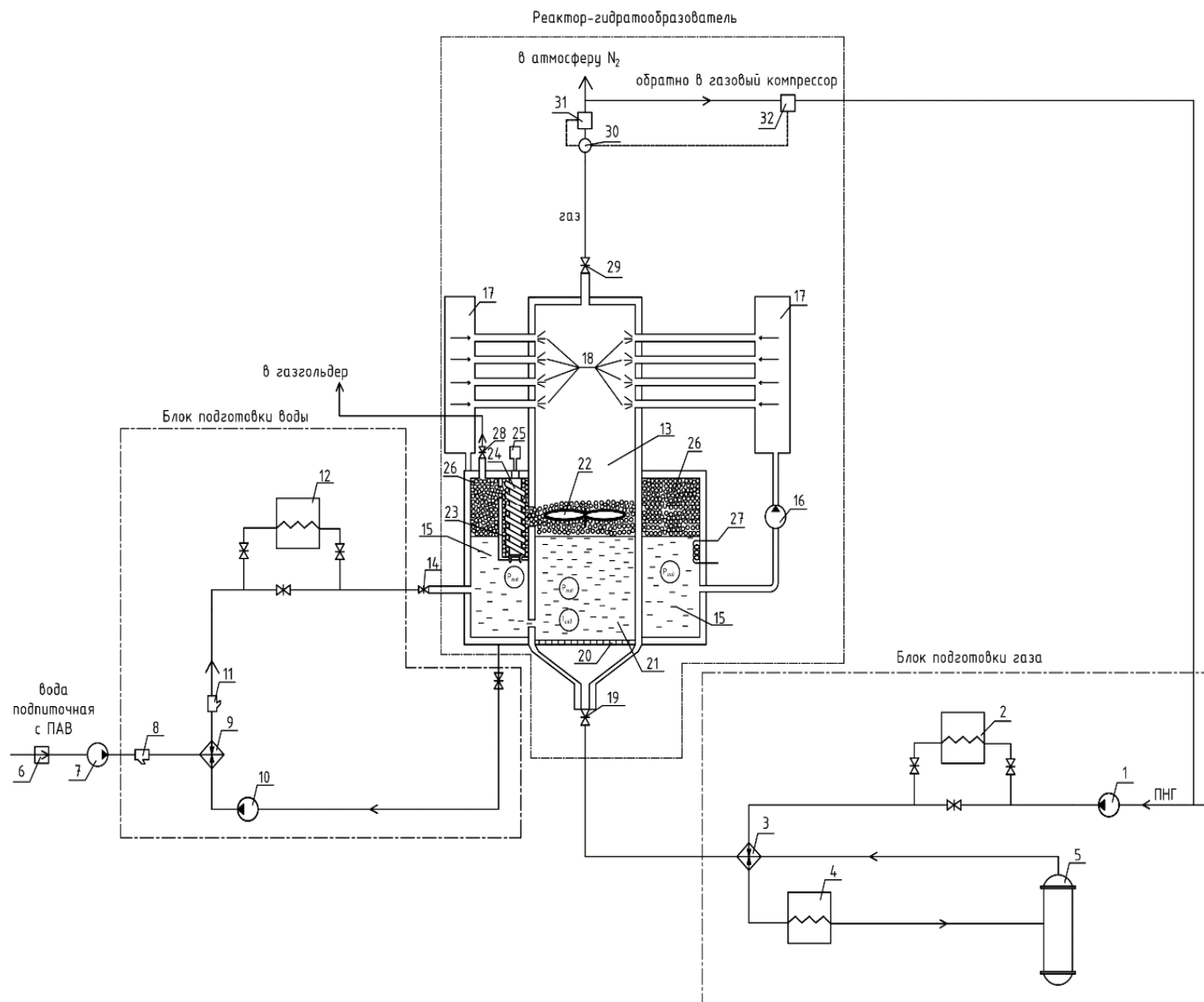
Таким образом, для гидратообразования компонентов 1 м<sup>3</sup> ПНГ (табл. 1) теоретически требуется примерно 20 кг воды.

При разработке технологической установки, реализующей предложенный способ газогидратного отделения азота из ПНГ нефтяного месторождения УР (табл. 1), учитывались известные способы ускорения процесса гидратообразования [9]:

- 1) добавление к воде поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- 2) перемешивание газо-водяной смеси за счет колебательных процессов, барботажа, применения механических мешалок и так далее;
- 3) обеспечение непосредственного теплового контакта между газом и водой в теплообменниках смесительного типа.

Также можно воздействовать на зону гидратообразования различными полями: магнитным, электромагнитным, фотонным, высокочастотным [9].

На рис. 2 представлена принципиальная схема разработанной технологической установки, в которой реализован газогидратный способ отделения азота ПНГ от остальных его компонентов, сжигаемых в теплоэнергетических установках.



**Рис. 2. Схема установки для отделения азота попутного нефтяного газа путем перевода остальных его компонентов в газогидратное состояние**

Установка состоит из блоков подготовки газа и воды, реактора-гидратообразователя и микропроцессорной системы управления дожимным компрессором и водяными насосами. ПНГ в реактор-гидратообразователь подается определенными порциями, и отделение азота от остальных компонентов в каждой порции газа производится за несколько циклов.

Перед началом первого цикла в блок подготовки газа подается порция ПНГ низкого давления ( $P_1 = 0,106$  МПа), предварительно прошедшего двухступенчатую сепарацию. В первом цикле этот газ сжимается в газовом компрессоре (1) до давления  $P = 1,6$  МПа для улучшения процесса гидратообразования и дальнейшего отделения предельных углеводородов тяжелее бутана (пентана, гексана), не участвующих в процессе гидратообразования. В первом цикле на выходе из компрессора ПНГ имеет высокую температуру ( $t_2 = +99,5$  °С), значительно превышающую равновесную температуру гидратообразования ( $t_{\text{равн}} = +1$  °С), поэтому сжатый ПНГ охлаждается в три этапа: сначала в аппарате воздушного охлаждения (2) (до  $t_3 = +41,5$  °С), далее в теплообменнике газ-газ (3) (до  $t_4 = +26,5$  °С) и окончательно в холодильной машине (4), до температуры конденсации ( $t_4 = -5$  °С) предельных углеводородов тяжелее бутана (пентана и гексана).

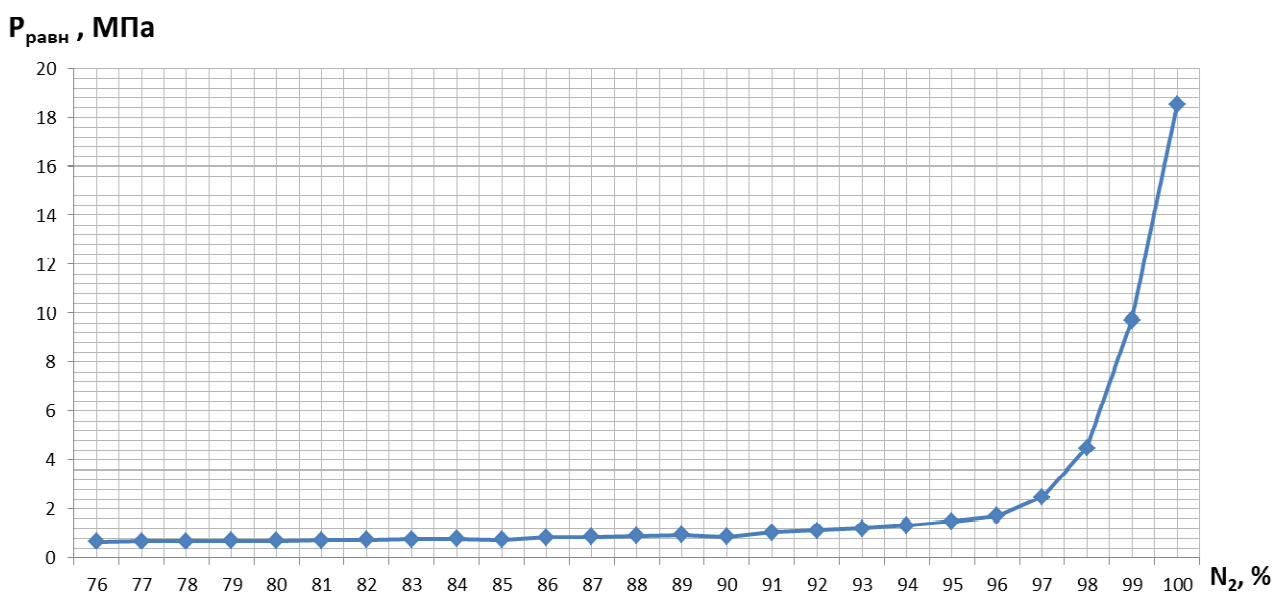
В сепараторе (5) производится очистка охлажденного ПНГ от тяжелых углеводородов, сжиженных в холодильной машине. Далее отсепарированный сжатый ПНГ подогревается до требуемой равновесной температуры гидратообразования ( $t_{\text{равн}} = +1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) в теплообменнике (3), откуда в требуемом термобарическом состоянии ( $t_{\text{равн}} = +1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P_{\text{равн}} = 0,703 \text{ МПа}$ ) поступает в реактор-гидратообразователь.

Порция подпиточной воды с ПАВ по команде микропроцессорной системы (6) подается питательным насосом (7) в блок подготовки воды, где в фильтре (8) очищается от механических и взвешенных частиц. Очищенная вода в смесительный теплообменник (9) смешивается с отработанной водой, поступающей из реактора-гидратообразователя циркуляционным насосом (10). Далее смесь подпиточной и отработанной воды очищается в фильтре (11) и поступает в холодильную машину (12), где происходит понижение температуры воды до равновесной температуры гидратообразования  $t_{\text{равн}} = +1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ . Подготовленная (очищенная и охлажденная) вода поступает в реактор-гидратообразователь.

Основным элементом реактора-гидратообразователя является гидратная камера (13). Из блока подготовки вода через регулирующий клапан (14) поступает в водяной бак (15) гидратной камеры (13), откуда насосом (16) подается в коллектор (17) и далее на форсунки (18) гидратной камеры. Подготовленный ПНГ поступает в воздушную часть гидратной камеры (13) через дроссельный вентиль (19), предназначенный для регулировки термобарических условий гидратообразования. Для интенсификации процесса гидратообразования ПНГ продувается через барботажную решетку (20), формирующую пузырьковое течение в барботере (21). Вода и газ образуют водогазовую смесь, заполняющую пространство барботера (21) гидратной камеры (13). Так как давление и температура подготовленных компонентов газо-водяной смеси соответствуют области существования газовых гидратов, то в барботере (21) начинается фазовый переход, при котором молекулы гидратообразующих компонентов ПНГ образуют с молекулами воды газогидраты. Процесс образования гидратов при  $t > 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$  происходит с выделением теплоты (от 14 до 134 кДж/моль) [10]. Поддержание необходимой температуры в гидратной камере (13) осуществляется за счет циркуляции воды, проходящей предварительное охлаждение в холодильной установке (12) перед подачей в камеру (13). Часть газа в барботере не успевает прореагировать с водой и поэтому на газ, выходящий из барботера, воздействуют мелкодисперсными струями воды из форсунок. Образовавшиеся газогидраты скапливаются на поверхности воды в виде слоя снегообразной массы, которая мешалкой (22) перемещается через отверстие в газогидратную камеру (23), имеющую вертикальный шнековый вал (24) с электроприводом (25). Гидраты захватываются первыми витками шнекового вала и перемещаются по газогидратной камере. При этом происходит непрерывное уплотнение и прессование гидратов, вода, отжимаемая из газогидратной смеси, вытекает через зазоры в водяной бак (15), а отжатые газогидраты выходят через отверстие в гидратонакопитель (26). Под действием теплоты, подводимой от внешнего источника (27) к гидратонакопителю (26), происходит разложение газогидратов, поскольку их температура становится больше равновесного значения при гидратообразовании. Высвободившийся из газогидратов горючий газ через выпускной клапан (28) подается в газгольдер для последующего использования в качестве основного топлива для теплоэнергетических установок. Если температуру в гидратонакопителе повышать ступенчато, ориентируясь на равновесные температуры гидратообразования компонентов ПНГ, то на выходе можно получать горючий газ соответствующего состава.

Газ, который не успел прореагировать с водой в обеих зонах гидратной камеры (13), подается через клапан (29) в автоматический газоанализатор (30), связанный с микропроцессорной системой (31). Если содержание азота в газе приближается к 100 %, то по команде микропроцессорной системы газ выбрасывается в атмосферу, а в реактор-гидратообразователь подается новая порция ПНГ. В противном случае газ, в котором кроме азота остались гидратообразующие компоненты, возвращается по газовому тракту в дожимной компрессор, где давление газа повышается до значения давления

гидратообразования, соответствующего новому составу газа, изменившемуся в результате отбора его части в виде газогидратов. Величина повышения давления газа в каждом возвратном цикле задается микропроцессорной системой (32) на основании данных автоматического газоанализатора (30). Таким образом, давление гидратообразования газа с каждым новым циклом будет постепенно приближаться к величине равновесного давления гидратообразования азота ( $P_{\text{равн}} = 18,5$  МПа) при  $t_{\text{равн}} = +1$  °С. Можно ускорить процесс гидратообразования ПНГ, если сразу сжимать газ в компрессоре до высокого давления, не превышающего равновесное давление гидратообразования азота. В этом случае не потребуется повышать давление в возвратных циклах, но значение рабочего давления в реакторе-гидратообразователе сразу существенно возрастет. На рис. 3 представлены результаты расчетного определения равновесного давления  $P_{\text{равн}}$  при температуре  $t_{\text{равн}} = +1$  °С для газа с исходным составом ПНГ (табл. 1), в котором содержание  $N_2$ , возрастает в процессе гидратообразования остальных компонентов.



**Рис. 3.** Равновесное давление гидратообразования газа с исходным составом ПНГ (табл. 1) при различных текущих значениях содержания азота ( $t_{\text{равн}} = +1$  °С)

Получено, что с ростом содержания азота, обусловленном переходом других компонентов ПНГ в газогидраты, равновесное давление гидратообразования увеличивается почти экспоненциально, стремясь к значению  $P_{\text{равн}}$  чистого  $N_2$  при  $t_{\text{равн}} = +1$  °С. Из характера кривой, представленной на рис. 3, следует, что максимальное давление в реакторе-гидратообразователе можно ограничить значением 5,0 МПа, при котором содержание азота в газе после ряда возвратных циклов гидратообразования будет равно 98 %. Количество возвратных циклов, необходимых для полного завершения процесса гидратообразования всех горючих компонентов ПНГ, заранее определить невозможно, поскольку отсутствуют надежные методы расчетного определения времени полного гидратообразования ПНГ различного состава. Это время, на сегодняшний день, может быть определено только опытным путем в лабораторных условиях.

При больших расходах ПНГ используются несколько установок рассмотренной схемы (рис. 2), работающих параллельно. В этом случае, для выравнивания выхода продуктов гидратообразования установки загружаются порциями ПНГ со сдвигом по времени, зависящем от полного времени гидратообразования этой порции в установке.

## Основные выводы

Предложена схема технологической установки, реализующей способ подготовки к сжиганию в теплоэнергетических установках ПНГ с высоким содержанием азота путем отделения азота от горючих компонентов ПНГ при их гидратообразовании. Установка состоит из блоков подготовки газа и воды, реактора-гидратообразователя и микропроцессорной системы, управляющей дожимным компрессором и водяными насосами.

Неопределенность и значительная продолжительность времени полного завершения процесса гидратообразования газа предопределили, во-первых, порционную подачу ПНГ в реактор-гидратообразователь и, во-вторых, отделение всего азота от остальных компонентов в каждой порции газа за несколько возвратных циклов.

Расчетным путем определены значения основных термодинамических параметров рабочих тел в первом цикле процесса гидратообразования в установке.

Полученные результаты подтверждают принципиально техническую реализуемость способа газогидратного отделения азота от остальных компонентов ПНГ, но ставят вопрос об экономической целесообразности применения рассмотренного варианта технического решения установки из-за ее сложности и высокой стоимости оборудования.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа: Постановление Правительства РФ от 8.11.2012 № 1148 (в ред. Постановления Правительства РФ от 17.12.2016 № 1381).
2. Семенов А. П. Разработка газогидратного метода разделения компонентов природного и попутного газов: Автореф. дис. канд. техн. наук. М., 2009. 120 с.
3. Диденко В. Н., Кашин Е. М., Мерзлякова К. С. Исследование возможности применения газогидратных технологий для фракционирования попутных нефтяных газов с высоким содержанием азота // Интеллектуальные системы в производстве. 2017. Т. 15, № 4. С. 75-82.
4. Макогон Ю. Ф., Хорошилов В. А., Корчажкин М. Т. Борьба с гидратами при транспортировке природных газов: краткое пособие для инж.-техн. работников магистральных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, МИНХ и ГП, 1963. 46 с.
5. Макогон Ю. Ф., Саркисянц Г. А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966. 187 с.
6. Дягтерев Б. В., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М.: Недра, 1976. 198 с.
7. Булейко В. Н. Экспериментальное исследование термодинамических свойств и кинетики процессов образования и разложения гидрата изобутана и возможности гидратообразования нормального бутана в смесях с метаном, этаном, пропаном и изобутаном в пористых средах при термобарических условиях жидкого и газообразного состояния углеводородов. Аннотация к заявке на грант 16-08-00032. М., 2016. URL: [http://www.rfbr.ru/rffi/ru/project\\_search/o\\_2024559](http://www.rfbr.ru/rffi/ru/project_search/o_2024559) (дата обращения 13.01.2019).
8. Ганушевич К. А. Обоснование технологических параметров получения газогидратов из метана угольных шахт: дисс. канд. техн. наук. Днепропетровск, 2010. 145 с.
9. Шостак Н. А. Факторы, влияющие на рост гидратов природных и нефтяных газов // Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых: проблемы геологии и освоения недр. Том II. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. С. 142-144.
10. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник, 2-е изд., перераб и доп. М.: Недра, 1971. 312 с.

---

## OPTION OF TECHNICAL SOLUTION OF INSTALLATION FOR GASEOUS-HYDRATE OFFICE OF COMBUSTIBLE COMPONENTS OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS WITH THE HIGH CONTENT OF NITROGEN

Didenko V. N., Merzlyakova K. S., Fakhraziev I. I.

Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russia

**SUMMARY.** In work the scheme of installation offered by authors for office of nitrogen of associated petroleum gas by transfer of its other components to a gaseous-hydrate state is evidence-based and worked technically out. Installation is intended for realization of the way of preparation for burning offered by authors in heat power installations of the



associated petroleum gas (APG) with the high content of the nitrogen consisting in preliminary separation of nitrogen from other, generally combustible, components with use of technologies of hydrate formation. The unit consists of gas and water treatment units, a hydrate-forming reactor and a microprocessor control system for booster compressor and water pumps. Technical problems caused by the uncertainty and a significant duration of time for the complete completion of the gas hydrate formation process have been overcome by adopting two principal circuit solutions: a portion supply of APG to the hydrate reactor and separation of all nitrogen from the other components in each gas portion in several return cycles. The values of the main thermodynamic parameters of the working bodies in the first cycle of the hydrate formation process in the installation are determined by calculation. The obtained results allow us to conclude on the technical feasibility of the gas hydrate method of preparation for combustion in APG heat and power plants with a high nitrogen content.

**KEYWORDS:** associated petroleum gas, burning, the separation of nitrogen, gas hydrate, thermobaric conditions of hydrate formation, technological installation, thermodynamic parameters of media.

## REFERENCES

1. *Ob osobennostyakh ischisleniya platy za negativnoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu pri vybrosakh v atmosfernyy vozdukh zagryaznyayushchikh veshchestv, obrazuyushchikhsya pri szhiganii na fabel'nykh ustanovkakh i (ili) rasseivanii poputnogo neftyanogo gaza* [On the peculiarities of calculating payments for a negative impact on the environment when air emissions of pollutants generated during combustion in flares and/or dispersion of associated petroleum gas]. Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 8.11.2012 № 1148. V red. Postanovleniya Pravitel'stva RF ot 17.12.2016 № 1381 [Government Decree of November 8, 2012 No. 1148. As amended by Government Decree of 12.17.2016 No. 1381].
2. Semenov A. P. *Razrabotka gazogidratnogo metoda razdeleniya komponentov prirodnogo i poputnogo gazov* [Development of a gas-hydrate method for separation of natural and associated gas components]. Avtoref. dis. kand. tekhn. nauk [Abstract dis. Cand. tech. sciences]. Moscow, 2009. 120 p.
3. Didenko V. N., Kashin E. M., Merzlyakova K. S. *Issledovanie vozmozhnosti primeneniya gazogidratnykh tekhnologiy dlya fraktsionirovaniya poputnykh neftyanykh gazov s vysokim soderzhaniem azota* [Investigation of possibilities of applying the hydrate techniques for fractionating the associated petroleum gas with high nitrogen content]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve* [Intelligent Systems in Production], 2017, vol. 15, no. 4, pp. 75-82. <http://dx.doi.org/10.22213/2410-9304-2017-4-75-82>
4. Makogon Yu. F., Khoroshilov V. A., Korchazhkin M. T. *Bor'ba s gidratami pri transportirovke prirodnnykh gazov: kratkoe posobie dlya inzh.-tekhn. rabotnikov magistral'nykh gazoprovodov* [Hydrate control in natural gas transportation: a brief guide for engineering and technical workers of main gas pipelines]. Moscow: VNIIGAZ, MINKh i GP Publ., 1963. 46 p.
5. Makogon Yu. F., Sarkis'yants G.A. *Preduprezhdenie obrazovaniya gidratov pri dobyche i transporte gaza* [The prevention of formation of hydrates during production and transport of gas]. Moscow: Nedra Publ., 1966. 187 p.
6. Dyagterev B. V., Bukhgalter E. B. *Bor'ba s gidratami pri ekspluatatsii gazovykh skvazhin v severnykh rayonakh* [Fight against hydrates in the operation of gas wells in the northern areas]. Moscow: Nedra Publ., 1976. 198 p.
7. Bulejko V. N. *Eksperimental'noe issledovanie termodinamicheskikh svoystv i kinetiki processov obrazovaniya i razlozheniya gidrata izobutana i vozmozhnosti gidratoobrazovaniya normal'nogo butana v smesyax s metanom, etanom, propanom i izobutanom v poristykh sredax pri termobaricheskikh usloviyax zhidkogo i gazoobraznogo sostoyaniya uglevodorodov* [Experimental study of the thermodynamic properties and kinetics of the processes of formation and decomposition of isobutane hydrate and the possibility of hydrate formation of normal butane in mixtures with methane, ethane, propane and isobutane in porous media under temperature and pressure conditions of the liquid and gaseous state of hydrocarbons]. Annotatsiya k zayavke na grant 16-08-00032 [Abstract of the application for grant 16-08-00032]. Moscow, 2016. URL: [http://www.rfbr.ru/rffi/ru/project\\_search/o\\_2024559](http://www.rfbr.ru/rffi/ru/project_search/o_2024559) (accessed January 13, 2019).
8. Ganushevich K. A. *Obosnovanie tekhnologicheskikh parametrov polucheniya gazogidratov iz metana ugol'nykh shakht* [Substantiation of technological parameters for producing gas hydrates from coal mine methane]. Diss. kand. tekhn. nauk [Diss. cand. tech. sciences]. Dnipropetrovsk, 2010. 145 p.
9. Shostak N. A. *Faktory, vliyayushchie na rost gidratov prirodnnykh i neftyanykh gazov* [Factors affecting the growth of natural and petroleum gas hydrates]. *Trudy XVIII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh: problemy geologii i osvoeniya nedr. Tom II* [Proceedings of the XVIII International Symposium named after Academician MA Usov students and young scientists: problems of geology and exploration of mineral resources. Vol. II]. Tomsk: TPU Publ., 2014. pp. 142-144.
10. Gimatudinov Sh. K. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas reservoir]. Uchebnik, 2-e izd., pererab i dop. Moscow: Nedra Publ., 1971. 312 p.

---

Диденко Валерий Николаевич, доктор технических наук, профессор, ИжГТУ имени М. Т. Калашикова, e-mail: [rsg07-9624@udm.net](mailto:rsg07-9624@udm.net)

Мерзлякова Кристина Сергеевна, магистрант, ИжГТУ имени М. Т. Калашикова

Фахразиев Ильшат Индусович, магистрант, ИжГТУ имени М. Т. Калашикова