

УДК 622.691.4

**ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМ ВИЛУЧЕННЯ ІНЕРТНИХ  
ТА КИСЛИХ ГАЗІВ З ТОВАРНОГО ПОТОКУ**

©Григор'єва О. С.<sup>1</sup>, Хімченко С. А.<sup>2</sup>, Малишко Р. В.<sup>2</sup>, Мудрак В. І.<sup>2</sup>

*Український науково-дослідний інститут природних газів<sup>1</sup>*

*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»<sup>2</sup>*

**Інформація про авторів:**

**Григор'єва Оксана Сергіївна:** ORCID: 0000-0001-9806-0295; oks\_g9@ukr.net; інженер-технолог III категорії відділу дослідження гірських порід та підрахунку запасів газу; Український науково-дослідний інститут природних газів; Червоношкільна набережна, 20, м. Харків, 61000, Україна.

**Хімченко Сергій Андрійович:** ORCID: 0000-0003-0632-6290; sergii.khymchenko@gmail.com; студент факультету технології органічних речовин; Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; вул. Багалія, 21, м. Харків, 61002, Україна.

**Малишко Роман Вікторович:** ORCID: 0000-0002-8093-8626; romanmalyshko96@gmail.com; студент факультету технології органічних речовин; Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; вул. Багалія, 21, м. Харків, 61002, Україна.

**Мудрак Владислав Ігорович:** ORCID: 0000-0002-5589-3606; vm50@mail.ua; студент факультету технології органічних речовин; Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; вул. Багалія, 21, м. Харків, 61002, Україна.

З метою підвищення ефективності газліфтного способу експлуатації газоконденсатних та нафтових свердловин в якості робочого агента можна використовувати азот. Необхідно відмітити, що дуже актуальним є впровадження цієї технології за умов відсутності високонапірного газу та загалом робочого газу (наприклад, на нафтових родовищах).

При застосуванні газоподібного азоту в якості робочого агента при газліфтній експлуатації в разі впровадження нагнітальних газліфтних азотних станцій (НГСА) на об'єктах можливе збільшення вмісту частки азоту в видобувній продукції свердловин. У зв'язку з цим потрібно додатково проводити збір та систематизацію даних щодо фізико-хімічних показників природного газу на виході з газовидобувних об'єктів та з метою дотримання якісних показників товарного газу виконувати розрахунки максимально допустимої концентрації азоту в складі робочого газу при газліфтній експлуатації свердловин окремих родовищ з визначенням вмісту азоту та нижчої теплоти згоряння товарного газу при подачі його споживачу. Для збору природного газу, компонентний склад якого штучно збагачений азотом для проведення технологічних операцій, автори пропонують застосувати централізовану схему збору газопромислової продукції на заміну груповим пунктам збору газу.

В статті розкрито основні аспекти застосування таких схем, облаштування родовищ необхідним обладнанням для вилучення азоту, представлений розрахунок оптимальної продуктивності азотних установок і розкриті перспективи їх подальшого застосування.

Автори статті доводять, що оптимізація схем збору газу на промислах із централізацією розміщення обладнання дозволить заощадити капіталовкладення та експлуатаційні видатки.

**Ключові слова:** газліфт; азот; свердловина; природний газ; концентрація.

*Григорьева О. С., Химченко С. А., Малышко Р. В., Мудрак В. И.* «Оптимизация схем извлечения инертных и кислых газов из товарного потока».

С целью повышения эффективности газлифтного способа эксплуатации газоконденсатных и нефтяных скважин в качестве рабочего агента можно использовать азот. Необходимо отметить, что очень актуально внедрение этой технологии в условиях отсутствия высоконапорного газа и вообще рабочего газа (например, на нефтяных месторождениях).

При применении газообразного азота в качестве рабочего агента при газлифтной эксплуатации в случае внедрения нагнетательных газлифтных азотных станций (НГСА) на объектах возможно увеличение содержания доли азота в добываемой продукции скважин. В связи с этим нужно дополнительно проводить сбор и систематизацию данных по физико-химическим показателям природного газа на выходе из газодобывающих объектов и с целью соблюдения качественных показателей товарного газа производить расчеты максимально допустимой концентрации азота в составе рабочего газа при газлифтной эксплуатации скважин отдельных месторождений с определением содержания азота и низшей теплоты сгорания товарного газа при подаче его потребителю. Для сбора природного газа, компонентный состав которого искусственно обогащенный азотом для проведения технологических операций, авторы предлагают применить централизованную схему сбора газопромышленной продукции на замену групповым пунктам сбора газа.

В статье раскрыты основные аспекты применения таких схем, обустройство месторождений необходимым оборудованием для извлечения азота, представленный расчет оптимальной производительности азотных установок и раскрыты перспективы их дальнейшего применения.

Авторы статьи доказывают, что оптимизация схем сбора газа на промыслах с централизацией размещения оборудования позволит сэкономить капиталовложения и эксплуатационные расходы.

**Ключевые слова:** газлифт; азот; скважина; природный газ; концентрация.

*Hryhorieva O., Khymchenko S., Malyshko R., Mudrak V.* “Optimization schemes extraction of inert and acid gases from a trade flow”.

To increase the efficiency of gas-lift method of gas condensate and oil recovery nitrogen can be used as a natural gas substituting agent. It should be noted at problem actuality because at “mature” gas-condensate and oil fields high-pressure wells drop in pressure with duration of field life or there is no sources of high-pressure natural and associated gases at all (eg, oil fields).

When using nitrogen gas as an operating agent for gas-lift operation the possibility of increasing the volume fraction of nitrogen in natural gas composition grows to maximum at the production wells wellhead. In these cases it should further pursue the collection and systematization of natural gas physical and chemical parameters data at the outlet of the gas producing facilities as the results of necessity of complying with the qualitative indicators for commercial gas transmitted to pipelines. Operator needs to predict the maximum concentration of nitrogen in the gas composition after the gas-lift operation for individual wells and define the optimal nitrogen content and net calorific value of marketable gas feeding to customers. For gathering systems with main transported product: natural gas artificially enriched with nitrogen for technological operations of

improved condensate or oil recovery, the authors propose to apply a centralized scheme for gas gathering during production instead of gas gathering at group gas-oil separation plant.

In the article the basic aspects of such schemes, construction of production and processing equipment for nitrogen removing are represented. The algorithm of nitrogen content calculation, optimum capacity of nitrogen units are created and prospects for their further use are shown.

The authors argue that the optimization of gas gathering schemes in the fields of centralization of equipment will save investment and operating costs.

**Key words:** gas-lift; nitrogen; well; natural gas; concentration.

### **1. Актуальність**

В наш час гостро постає питання підвищення продуктивності існуючих родовищ. Необхідно нарощувати видобуток природного газу, незважаючи на високу ступінь виснаження видобувних областей України заради забезпечення національної енергонезалежності.

### **2. Формулювання цілей статті**

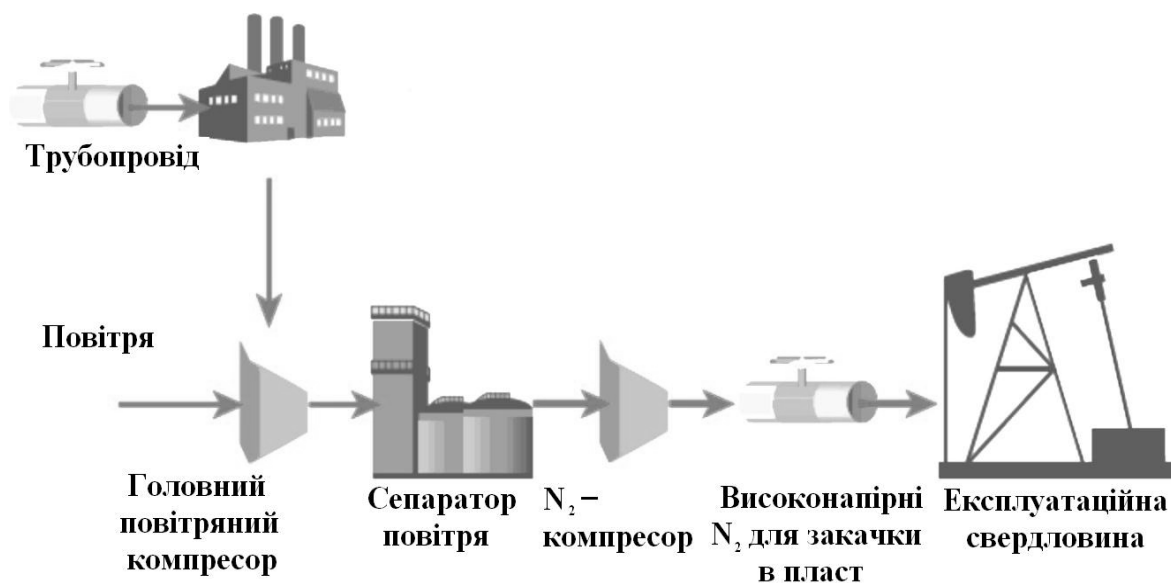
Досягнення максимальної газо- та нафтовіддачі родовищ можливе лише при використанні нових технологій у розробці, введенні нових способів експлуатації, які допоможуть підтримувати пластовий тиск на необхідному рівні. В цій статті буде розглядатися питання залучення газліфтного способу експлуатації свердловин з використанням азоту, як робочого агента. Застосування цього способу забезпечить підвищення видобувних можливостей нафтогазоконденсатних родовищ, по яких експлуатація свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої (конденсат, нафта, вода) [1].

### **3. Викладення основного матеріалу статті**

Газліфтний спосіб може застосовуватися на будь-яких глибинах та при будь-яких величинах дебіту рідини, пластових і вибійних тисках, при наявності пластового газу, піску, високих температур, кривизни стовбура свердловини та ін. За тривалістю часу подавання робочого агента розрізняють неперервний і періодичний газліфт. Робочий цикл періодичного газліфта складається з періодів накопичення рідини у свердловині та її надходження на поверхню [2].

З метою підвищення ефективності газліфтного способу експлуатації газоконденсатних та нафтових свердловин в якості робочого агента можна використовувати азот [3]. Необхідно відмітити, що дуже актуальним є впровадження цієї технології за умов відсутності високонапірного газу та загалом робочого газу (наприклад, на нафтових родовищах) (див. рис. 1).

При застосуванні газоподібного азоту в якості робочого агента при газліфтній експлуатації в разі впровадження нагнітальних газліфтних азотних станцій (НГСА) на об'єктах можливе збільшення вмісту частки азоту в видобувній продукції свердловин. У зв'язку з цим потрібно додатково проводити збір та систематизацію даних щодо фізико-хімічних показників природного газу на виході з газовидобувних об'єктів та з метою дотримання якісних показників товарного газу виконувати розрахунки максимально допустимої концентрації азоту в складі робочого газу при газліфтній експлуатації свердловин окремих родовищ з визначенням вмісту азоту та нижчої теплоти згоряння товарного газу при подачі його споживачу[4].



**Рис. 1** – Процес закачування  $N_2$

Оскільки технологічні операції, пов'язані із газліфтною експлуатацією свердловин за допомогою малогабаритних азотних станцій, передбачають можливість надходження певного об'єму азоту в товарний газ, то якісні показники товарного газу можуть погіршитись за рахунок зростання відсотку азоту та зниження нижчої теплоти згоряння природного газу [5].

На сьогодні вимоги до горючого природного газу, призначеного як для транспортування, так і для промислового та комунально-побутового споживання, викладено в Кодексах газотранспортної системи та Кодексі газорозподільних систем. Відповідно до вимог цих нормативних документів відсоток азоту не має перевищувати 5 %, а теплота згоряння повинна знаходитись в межах 32,66-34,54 МДж/м<sup>3</sup> (7800 - 8250 ккал/м<sup>3</sup>).

Нижча теплота згоряння є основним показником будь-якого палива і характеризує його енергетичну цінність [6]. Оскільки газотранспортне та газопромислове підприємство постійно будуть проводити оперативний контроль на відповідність цього показника технічним умовам, його максимальні значення змодельовані відповідно до паспортів природного газу з родовищ, на яких буде проводитись газліфтна експлуатація свердловин за допомогою азотних нагнітальних компресорних станцій та відповідно до вимог ДСТУ ISO 6976:2009 «Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу».

За основну мету необхідно брати оцінку максимально можливої продуктивності азотної установки для використання її в технологічному процесі газліфтною експлуатації свердловин з точки зору забезпечення якісних показників газу.

Алгоритм розрахунку теплоти згоряння передбачає ітераційне наближення до правильного результату з моменту пуску в роботу азотної установки [7].

Значення теплоти згоряння ідеального газу, обчислене на основі значень об'ємної частки компонентів, для температури згоряння  $t_1$  суміші відомого складу, виміряних за температури  $t_2$  і тиску  $p_2$ , обчислюють за рівнянням:

$$\tilde{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)] = \bar{H}^{\circ}(t_1) \frac{p_2}{R \cdot T_2}, \quad (1)$$

де  $\tilde{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)]$  – значення ідеальної (вищої або нижчої) об'ємної теплоти згоряння суміші;  
 $R$  – універсальна газова стала (дорівнює  $8,314510 \text{ Дж} \cdot \text{моль}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ );  
 $T_2 = (t_2 + 273,15)$  – абсолютна температура.

За альтернативного методу застосовують рівняння:

$$\tilde{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)] = \sum_{j=1}^N x_j \cdot \tilde{H}_j^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)], \quad (2)$$

де  $\tilde{H}_j^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)]$  – значення ідеальної (вищої або нижчої) об'ємної теплоти згоряння  $j$ -того компонента.

Для зручності значення  $\tilde{H}_j^{\circ}$ , для різних стандартних умов згоряння і вимірювання наведено у таблиці 5 [9], щоб користувач міг уникнути необхідності використання значень  $\tilde{H}_j^{\circ}$ , як початкової точки обчислювання.

Числові значення, отримані будь-яким з цих методів, збігатимуться у межах  $0,01 \text{ МДж} \cdot \text{м}^{-3}$ , що властиво для сучасного стану техніки.

**Реальний газ.** Значення об'ємної теплоти згоряння газу для температури згоряння  $t_1$  і тиску  $p_1$ , суміші відомого складу, об'ємну частку компонентів якої виміряно за температури  $t_2$  і тиску  $p_2$ , обчислюють за рівнянням:

$$\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}^{\circ}[t_1, V(t_2, p_2)]}{Z_{mix}(t_2, p_2)}, \quad (3)$$

де  $\tilde{H}[t_1, V(t_2, p_2)]$  – значення ідеальної (вищої або нижчої) об'ємної теплоти згоряння суміші;  
 $Z_{mix}(t_2, p_2)$  – фактор стисливості суміші за стандартних умов вимірювання.

Фактор стисливості  $Z_{mix}(t_2, p_2)$  обчислюють за рівнянням (4) з використанням значень коефіцієнтів підсумовування  $\sqrt{b_j}$ , наведених для окремих чистих речовин у таблиці 2 ДСТУ ISO 6976-2009.

$$Z_{mix}(t_2, p_2) = 1 - \left[ \sum_{j=1}^N x_j \cdot \sqrt{b_j} \right]^2, \quad (4)$$

**Обчислювання густини, відносної густини і числа Воббе. Ідеальний газ.** Відносна густина ідеального газу не залежить від вибору стандартного стану та її обчислюють за рівнянням

$$d^{\circ} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot \frac{M_j}{M_{air}}, \quad (5)$$

де  $d^{\circ}$  – відносна густина ідеального газу;  
 $M_j$  – молярна маса  $j$ -того компонента;  
 $M_{air}$  – молярна маса сухого повітря стандартного складу.  
 Обчислене значення  $M_{air}$  дорівнює  $28,9626 \text{ кг} \cdot \text{кмоль}^{-1}$ .

Густина ідеального газу залежить від його температури  $t$  і тиску  $p$ , її обчислюють за рівнянням:

$$p^\circ(t, p) = \left( \frac{p}{RT} \right) \sum_{j=1}^N x_j \cdot M_j, \quad (6)$$

де  $p^\circ(t, p)$  – густина ідеального газу;

$R$  – універсальна газова стала, що дорівнює  $8,314510 \text{ Дж} \cdot \text{моль}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ ,

$T (=t+273.15)$  – абсолютна температура.

Число Воббе ідеального газу обчислюють за рівнянням:

$$W^\circ[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_s[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d^\circ}}, \quad (7)$$

де  $W^\circ$  – число Воббе ідеального газу;

**Реальний газ.** Відносну густина реального газу обчислюють за рівнянням:

$$d(t, p) = \frac{d^\circ Z_{air}(t, p)}{Z_{mix}(t, p)}, \quad (8)$$

де  $d(t, p)$  – відносна густина реального газу;

$Z_{mix}(t, p)$  – фактор стисливості газу;

$Z_{air}(t, p)$  – фактор стисливості сухого повітря стандартного складу.

Фактор стисливості  $Z_{mix}(t, p)$  обчислюють за рівнянням (4), з використанням значень коефіцієнтів підсумовування  $\sqrt{b_j}$ . Фактор стисливості:

$$Z_{air}(273,15 \text{ K}, 101,325 \text{ кПа}) = 0,99941,$$

$$Z_{air}(288,15 \text{ K}, 101,325 \text{ кПа}) = 0,99958,$$

$$Z_{air}(973,15 \text{ K}, 101,325 \text{ кПа}) = 0,99963.$$

Густина реального газу обчислюють за рівнянням:

$$\rho(t, p) = \frac{\rho^\circ(t, p)}{Z_{mix}(t, p)}, \quad (9)$$

де  $\rho(t, p)$  – густина реального газу.

Число Воббе реального газу обчислюють за рівнянням:

$$W[t_1, V(t_2, p_2)] = \frac{\tilde{H}_s[t_1, V(t_2, p_2)]}{\sqrt{d(t_2, p_2)}}, \quad (10)$$

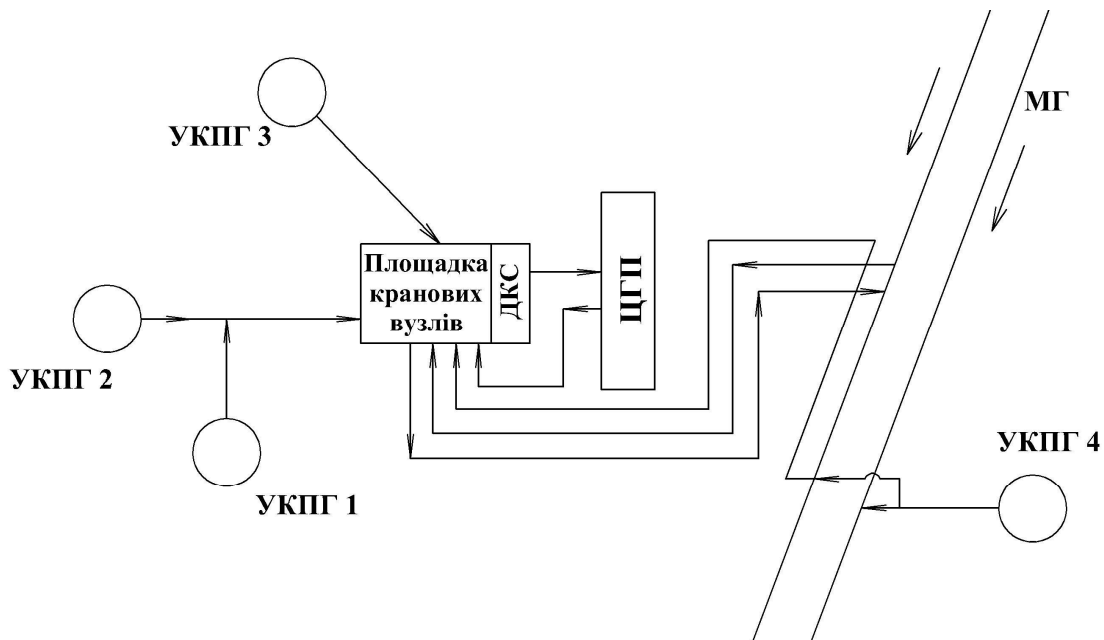
де  $W$  – число Воббе реального газу;

Централізована схема збору газу має як однозначну перевагу у концентрації всього необхідного обладнання для доведення газу до вимог якості в одному місці, так і суттєвий недолік, що проявляється на пізній стадії розробки родовищ, в аспекті розташування ДКС далеко від гирла свердловини, що збільшує втрати тиску на збір продукції і впливає на рівень робочого тиску гирлі свердловин [8]. Чим буде вищим тиск на гирлі свердловин, тим меншим буде видобуток на родовищі, що працюють на виснаження.

В цій роботі ми змоделюємо компонентний склад газу, що надійде на центральний газозбірний пункт з різних УКПГ у разі використання азотних установок для технологічних операцій по газліфту на прикладі системи збору природного і нафтового газу даного промислу.

**Технологія машинобудування**

Центральний газозбірний пункт (ЦГП) для НГКР через УКПГ 1, УКПГ 2 та УКПГ 3 відповідно та систему міжпромислових газопроводів, крім того на ЦГП існує можливість приймати газ з УКПГ 4 для його дозавантаження (див. рис. 2).



**Рис. 2** – Схема збору газу на ЦГП

За умови встановлення азотної газліфтової установки на УКПГ 1 загальною продуктивністю до 150 тис. м<sup>3</sup>/добу відсотковий вміст азоту і теплота згоряння будуть відповідати даним таблиці 1.

**Таблиця 1** – Вміст азоту та нижча теплота згоряння газу на УКПГ 1

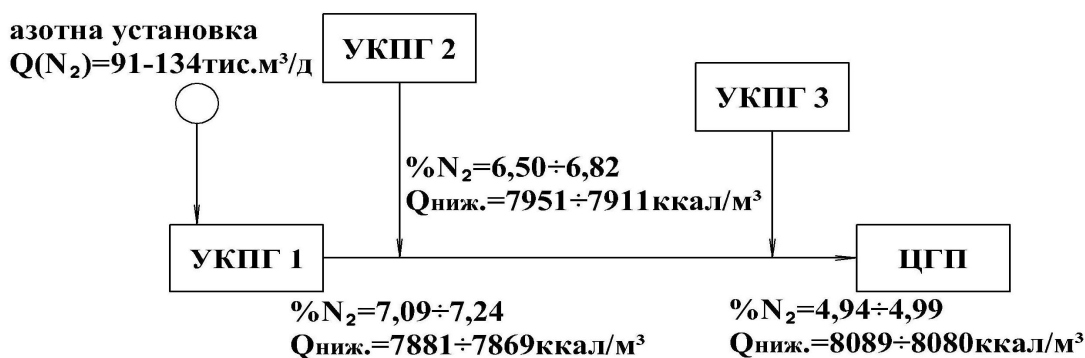
Рік	Видобуток газу, тис.м <sup>3</sup> /добу	Продуктивність НГСА, тис.м <sup>3</sup> /добу	Природний вміст N <sub>2</sub> ,%	Вміст N <sub>2</sub> в суміші, %	Нижча теплота згоряння, ккал/м <sup>3</sup>
2016	1924	134	0,7801	7,24	7869
2017	1826	125	0,7801	7,14	7877
2018	1729	120	0,7801	7,22	7870
2019	1634	112	0,7801	7,14	7877
2020	1550	106	0,7801	7,13	7877
2021	1474	101	0,7801	7,14	7877
2022	1400	95	0,7801	7,09	7881
2023	1334	91	0,7801	7,12	7878

Але під час транспортування міжпромисловим газопроводом цей газ змішується з газом УКПГ 2 і УКПГ 3 з природнім відсотковим вмістом азоту, який відповідає даним таблиці 2.

Оскільки таке змішування потоків відбудеться, як частина технологічного процесу міжпромислового транспортування газу, калорійність газу та процентний вміст азоту на вході в ЦГП і відповідно в точці входу в ГТС буде значно нижчим і відповідним до показників, що регламентуються (див. рис.3).

**Таблиця 2** – Природний вміст азоту та нижча теплота згоряння газу на УКПГ 2 і УКПГ 3

Рік	УКПГ 2		УКПГ 3		Нижча теплота згоряння, ккал/м <sup>3</sup>
	Видобуток газу, тис.м <sup>3</sup> /добу	Природний вміст N <sub>2</sub> ,%	Видобуток газу, тис.м <sup>3</sup> /добу	Природний вміст N <sub>2</sub> ,%	
2016	327	1,847	893	0,8978	7951
2017	261	1,847	859	0,8978	7941
2018	235	1,847	827	0,8978	7938
2019	204	1,847	795	0,8978	7939
2020	160	1,847	765	0,8978	7930
2021	126	1,847	736	0,8978	7921
2022	103	1,847	708	0,8978	7919
2023	84	1,847	680	0,8978	7911

**Рис. 3** – Принципова схема газових потоків

Як видно з представленого розрахунку із поступовим наближенням до правильного результату, застосування азоту в якості агенту заміника природного газу для операцій з газліфтною експлуатації свердловин або підтримання пластового тиску може непогано себе зарекомендувати в умовах використання централізованих схем збору газу. Процес закачування азоту за такою схемою буде носити чисто технологічний характер, спрямований на винесення рідини із ліфтових труб свердловин, а його змішування із газом з родовищ, бідних природним вмістом азоту, на вході в центральний газозбірний пункт забезпечить газ з максимально можливим вмістом азоту [8].

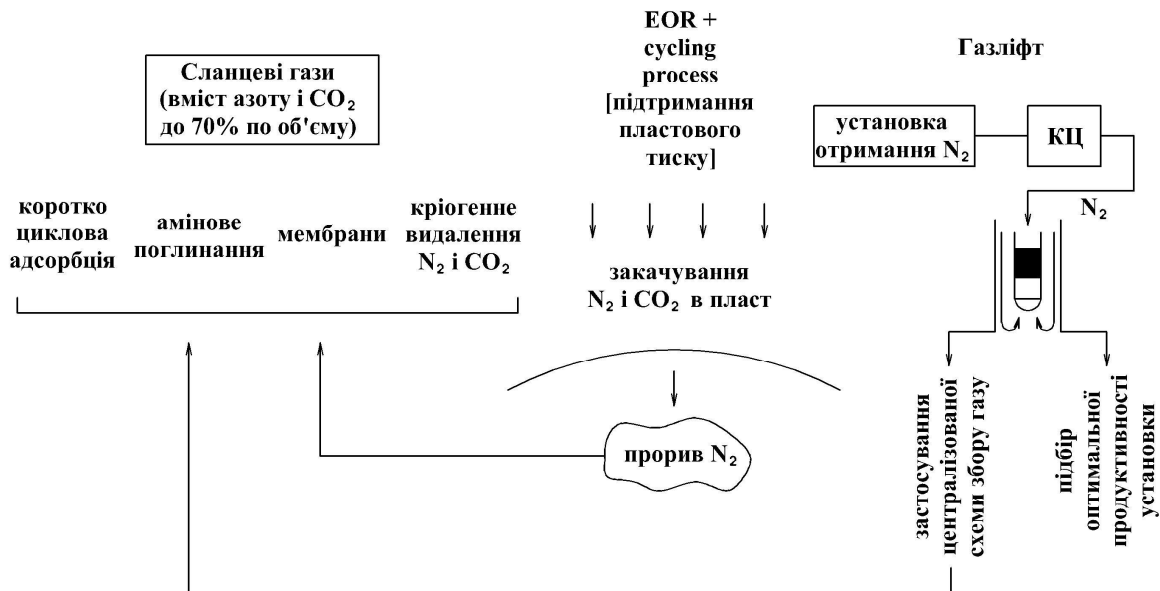
При збільшенні продуктивності азотних установок, рівень азоту в природному газі буде зростати. Однак і в цьому випадку застосування централізованої схеми зменшить кількість необхідного обладнання установками по вилученню азоту або кислого газу, якщо наприклад застосовувати CO<sub>2</sub>, для технологічних операцій [9]. Таке зменшення зумовлюється тим, що при застосуванні централізованої системи збору газу, скажімо для 6 УКПГ, одна з яких ЦГП, кількість точок входу в газотранспортну систему становитиме 1, а 5 будуть подавати газ на вхід ЦГП, отже і все обладнання концентруватиметься в одній точці. При децентралізованій схемі всі 6 точок мали б обладнатись дорого вартісним обладнанням, збільшуючи тим самим як капіталовкладення, так і експлуатаційні видатки.



**Технологія машинобудування**

В перспективі, чи розробка нафтогазових родовищ багатих інертним або кислим газом, розробка сланцевих родовищ, або застосування технологічних установок більшої продуктивності вимагає впровадження методів вилучення інертних або кислих газів з потоку майбутнього товарного газу (див. рис. 4).

Фактична вартість таких установок в Україні сягатиме сотні мільйонів гривень, оскільки за своєю суттю буде виконувати дуальну функцію: зменшення концентрації кислого газу і видалення пари води. Якщо розглядати вимоги Кодексу газотранспортної системи, то вміст вуглекислого газу має не перевищувати 2 %, а вологовміст – мінімальним і відповідним до ТТР мінус 8 °С. Однак у присутності великої кількості азоту, який слід видалити, вимоги до вмісту вологи і вуглекислого газу збільшуються, оскільки єдиним методом, що використовується на даний момент для видалення азоту з газового потоку є кріогенна дистиляція [10].



**Рис. 4** – Мнемосхема способів контролю і видалення азоту і CO<sub>2</sub> з газового потоку

Вимога щодо вологовмісту в потоці газу, що подається в магістральний газопровід, встановлює його межу на рівні 0,012 %, в той час, як газ, що подається на установку вилучення азоту складе не більше 0,0002 %. Те саме і з вуглекислим газом (товарний газ в газопровід – 2 %), на кріогенну дистиляцію-не більше 0,01 %.

**Висновки**

Отже, газовидобувному підприємству при проектуванні розробки родовищ із використанням азоту для заміщення основного агента при технологічних операціях краще використовувати централізовану схему збору газу (розміщення основного обладнання на центральному пункті збору) замість групових, що дозволить підприємству заощадити капіталовкладення та експлуатаційні витрати.

**Список використаних джерел:**

1. Справочник по добыче нефти / В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Дали и др ; под ред. К. Р. Уразакова. – М. : Надра-Бизнесцентр, 2000. – 374 с. : ил.
2. Освоение скважин : справочное пособие / А. В. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко, Р. С. Яремийчук ; под ред. Р. С. Яремийчука. – М. : Надра-Бизнесцентр, 1999. – 473 с.
3. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ : підручник для вищих навч. закл. з грифом М-ва освіти і науки України. – 4-е допов. вид. / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
4. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б. Б. Лапук. – М. ; Ижевск, 2002. – 296 с.
5. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – Введ. 1988-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1987. – 3 с.
6. Карпаш О. М. Проблемні питання оцінки якості природного газу в Україні / О. М. Карпаш, І. Я. Дарвай // *Нафтогазова енергетика*. — 2007. — № 2(3). — С. 46-52.
7. DSTU ISO 6976:2009. Природний газ. Обчислення теплоти згорання, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу. – Введ. 2011-01-01. – Київ : Укрметртестстандарт, 2009.
8. Еременко Н. А. Справочник по геологии нефти и газа / Н. А. Еременко. – М. : Недра, 1984. – 480 с.
9. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Біленького. — Донецьк : Східний видавничий дім, 2004-2013.
10. Технологія зв'язаного азоту : підручник / Л. Л. Товажнянський та ін. – Харків : НТУ “ХПІ”, 2007. – 536 с.

**References**

1. Andreev, V, Dali, V & Urazakov, K 2000. *Spravochnik po dobyche nefiti*, Nadra-Biznstsentr, Moskva.
2. Bulatov, A, Kachmar, Yu, Makarenko, P & Yaremichuk, R 1999, *Osvoeniye skvazhin*, Nadra-Biznstsentr, Moskva.
3. Boiko, V 2008, *Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh rodovyshch*, 4th edn, Mizhнародna ekonomichna fundatsiia Kyiv.
4. Lapuk, B 2002, *Teoreticheskiye osnovy razrabotki mestorozhdeniy prirodnykh gazov*, Izhevsk, Moskva.
5. Gosudarstvennyy komitet SSSR po standartam 1987, *Gazy goryuchiye prirodnyye dlya promyshlennogo i kommunalno-bytovogo naznacheniya. Tekhnicheskkiye usloviya*, GOST 5542-87, Izdatelstvo standartov, Moskva.
6. Karpash, O & Darvai, I 2007, ‘Problemni pytannia otsinky yakosti pryrodnoho hazu v Ukraini’, *Naftohazova enerhetyka*, no. 2(3), pp. 46–52.
7. Derzhspozhyvstandart Ukrainy 2009, *Pryrodnyi haz. Obchyslennia teploty zghorannia, hustyny, vidnosnoi hustyny i chysla Vobbe na osnovi komponentnoho skladu*, DSTU ISO 6976:2009, TK 122, DP “Ukrmetrtteststandart”, Kyiv.
8. Eremenko, N 1984, *Spravochnik po geologii nefiti i gaza*, Nedra, Moskva.
9. Biletskyi, V 2004–2013, *Mala hirnycha entsyklopediia*, Skhidnyi vydavnychiy dim, Donetsk.
10. Tovazhnianskyi, L & Loboiko, O 2007, *Tekhnolohiia zviazanoho azotu*, NTU “KhPI”, Kharkiv 2007.

Стаття надійшла до редакції 14 листопада 2016 р.