УДК 621.643:546.221.1:620.97

doi: 10.32620/aktt.2019.7.06

М. Р. ТКАЧ, Б. Г. ТИМОШЕВСЬКИЙ, А. Ю. ПРОСКУРІН, Ю. М. ГАЛИНКІН

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, Миколаїв

ЭФЕКТИВНІСТЬ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЧНОЇ УСТАНОВКИ ЩОДО ВИДОБУВАННЯ СІРКОВОДНЮ З ГЛИБИН ЧОРНОГО МОРЯ

У статті розглянуто перспективну енерготехнологічну установку щодо видобування сірководню з глибинних вод Чорного моря, що передбачає піднімання газорідинної суміші з глибини газліфтным методом з використанням для виділення сірководню в газоподібному стані хвильових імпульсів. Установка містить магістраль живлення, яка опущена на необхідну глибину, насос живлення, коалесційний сепаратор, магістраль зливу морської води зі зменшеною концентрацією сірководню, регулюючий клапан, гідродинамічний генератор механічних коливань, підйомний трубопровід, сепаратор сірководню високого тиску, гідравлічну турбіну, сепаратор сірководню низького тиску, опускаючий трубопровід морської води та детандер сірководню. Дана установка дозволить підвищити енергетичної ефективності та експлуатаційну надійності процесу видобування сірководню, а також зменшить навантаження на навколишнє середовище Чорного моря. Розроблено математичну модель цієї установки. Результати що отримано за математичною моделлю достатньо адекватно співпадають з відомими експериментальними. Це дозволяє вважати можливим використання моделі для визначення параметрів процесу видобування сірководню з Чорного моря. Визначено параметри процесу видобування сірководню з Чорного моря в діапазоні глибин занурення трубопроводу 0...1000 м, при температурі 280 К...285 К. Визначено, що підвищення газовмісту морської води з 0 до 2,5 м³/м³ призводить до зменшення величини тиску на 2,2 МПа. Подальше підвищення газовмісту морської води з 2,5 до 5,0 м³/м³ супроводжується зменшенням тиску ще на 1,6 МПа. Таке значне зменшення тиску на вході в підйомний трубопровід дає змогу отримати на виході з нього сірководень та морську воду з тиском, суттєво більшим за атмосферний. Визначено надлишковий тиск на виході з підйомного трубопроводу на основі даних, що отримано методом «еквівалентної довжини». При газовмісті морської води 2,5 м³/м³ при глибині занурення трубопроводу 250...1000 м значення надлишкового тиску речовин на виході з підйомного трубопроводу становитиме 0,29...0,45 МПа, при 5 м³/м³ – 0,67...1,07 МПа, при 7,5 м³/м³ – 0,83...1,4 МПа та при 10 м³/м³ – 0,97...1,68 МПа.

Ключові слова: Чорне море; сірководень; морська вода; газовміст; підйомний трубопровід; генератор коливань.

Вступ

На сьогоднішній день основним світовим джерелом енергії є нафта і газ. Однак передбачуване скорочення їх запасів з урахуванням екологічних вимог вимагають розробки і використання поновлюваних і альтернативних джерел енергії.

Чорне море є найбільшим на нашій планеті мероміктичним водним басейном, характерною рисою якого є наявність відносно тонкого шару аеробних вод і потужної сірководневої зони (H₂S-зони), яка розташована на глибинах більше 90...160 м і займає близько 87 % від об'єму моря [1]. Сірководень є висококалорійним з'єднанням і може бути використаний в якості самостійного енергетичного палива. Однак до теперішнього часу сірководень з морських глибин не знайшов подібного застосування. У свою чергу величезні поклади H₂S в Чорному морі є глобальним джерелом для отримання водню і сірки. За існуючими даними загальна кількість сірководню оцінюється в 40...50 млрд. т.

Тільки його річний приріст оцінюється в 0,01...0,1 млрд. т. [2]. Вміст сірководню в придонному шарі води змінюється від 0,3 до 10...12 мг/л. В опадах дна він коливається від 25 до 240 мг/л [2]. Однак, незважаючи на наявність величезних запасів в Чорному морі, видобування H₂S пов'язано з величезними енергетичними труднощами. Ці труднощі насамперед обумовлені наступними факторами [3]: в морській воді H₂S присутній не тільки у вільному, але і в зв'язаному стані, в складі гідросульфідів; необхідність підйому насичених глибоких сірководневих мас морської води; необхідність виділення сірководню з морської води.

Проблема видобування сірководня вивчається давно у країнах Чорноморського басейну [4-7], проте поки що немає повноцінної працюючої промислової установки. Незважаючи на велику кількість різноманітних варіантів [8-11] розробка раціонального способу та установки видобування сірководню з глибин Чорного моря є актуальною.

1. Постановка задачі

Однією з перспективних установок щодо видобування сірководню з глибинних вод Чорного моря, є енерготехнологічна установка, що передбачає піднімання газорідинної суміші з глибини газліфтным методом з використанням для виділення сірководню в газоподібному стані хвильових імпульсів (заявка на корисну модель № u 2019 05063). Виділення сірководню з морської води реалізується в коалесційному сепараторі за рахунок впливу на рідину механічних коливань певної частоти, які генерує гідродинамічний генератор коливань. Морська вода зі зменшеною концентрацією сірководню не поступає в підйомний трубопровід, а розподіляється колекторами в просторі морських глибин. Таким чином, виділення необхідної кількості сірководню здійсню-

ється з великого обсягу морської води, яку не підіймають на поверхню моря.

Дана установка дозволить підвищити енергетичну ефективність та експлуатаційну надійність процесу видобування сірководню з глибинних вод Чорного моря.

Мета даної роботи полягає в розробці та верифікації математичної моделі енерготехнологічної установки щодо видобування сірководню з глибинних вод Чорного моря, а також визначення основних параметрів її роботи.

2. Виклад основного матеріалу

На рис. 1 показана схема установки для видобування сірководню з глибинних вод Чорного моря.

Рис. 1. Енерготехнологічна установка видобування сірководню з глибин Чорного моря:
1 – магістраль живлення; 2 – насос живлення; 3 – коалесційний сепаратор; 4 – магістраль зливу морської води зі зменшеною концентрацією сірководню; 5 – регулюючий клапан; 6 – гідродинамічний генератор механічних коливань; 7 – підйомний трубопровід; 8 – сепаратор сірководню високого тиску;
9 – гідралічна турбіна; 10 – сепаратор сірководню низького тиску;
11 – опускний трубопровід морської води; 12 – детандер сірководню

Установка працює наступним чином. Морська вода з розчиненим сірководнем збирається з великого обсягу морських глибин колекторами, пов'язаними з магістраллю живлення 1 та подається насосом живлення 2 у коалесційний сепаратор 3, в якому реалізується виділення сірководню за допомогою механічних коливань гідродинамічного генератора коливань 6. Морська вода зі зменшеною концентрацією сірководню подається до магістралі зливу 4. Гідродинамічний сепаратор 6 здійснює перетворення кінетичної енергії руху суміші води та газів у енергію механічних коливань. Частота коливань, необхідна для ефективного виділення сірководню з морської води залежить від розмірів коалесційного сепаратора 3, параметрів морської води, та визначається експериментальним шляхом. Внаслідок суттєвої різниці густини морської води та густини газорідної суміші у вхідному перерізі підйомного трубопроводу 7 суміш сірководню та морської води у вихідному перерізі підйомного трубопроводу 7 має значний надлишковий тиск та поступає до сепаратору сірководню високого тиску 8. Після розділення сірководень поступає до детандеру сірководню 12, а морська вода з суттєво зменшеною концентрацією сірководню – подається до гідравлічної турбіни 9, сепаратору сірководню низького тиску 10 та надходить в опускний трубопровід 11. Механічна енергія, яку отримано в гідравлічній турбіні 9 та детандері сірководню 12 використовують для забезпечення роботи насоса живлення 2 та іншого обладнання.

Основні рівняння математичної моделі енерготехнологічної установки щодо видобування сірководню з глибинних вод Чорного моря. Принцип піднімання води з глибини газліфтным методом засновано на зменшенні густини газорідної суміші в підйомному трубопроводі за рахунок виділення частини сірководню при декомпресії морської води протягом вертикального руху. В таких умовах тиск рідини у вхідному перерізі підйомного трубопроводу нижче тиску морської води. Оскільки підйомний трубопровід 7 та навколишня морська вода є сполученими посудинами, то зі сторони кожного абсолютний тиск є однаковим:

$$h_1 \rho = h' \rho_C,$$

де ρ , ρ_C – густини води й газорідної суміші відповідно, кг/м^3 .

Питома витрата газу R_0 – відношення об'ємної витрати V_0 газу зведеної до нормальних умов, до об'ємної витрати рідини q :

$$R_0 = \frac{V_0}{q}.$$

Відносне занурення труб під рівень рідини ε :

$$\varepsilon = \frac{h_1}{L}.$$

З урахуванням протитиску p_2 на виході із труб

$$\varepsilon = \frac{h_1 \rho g}{L \rho g} = \frac{p_1 - p_2}{L \rho g}.$$

На основі теореми про зміну кінетичної енергії [12] зміна потенціальної енергії в стовбурі підйомного трубопроводу, яка зумовлена різницею значень тиску на його кінцях, дорівнює роботі, що витрачається на подолання сил тяжіння і тертя та на зміну кінетичної енергії суміші.

Рівняння балансу енергії в підйомному трубопроводі:

$$V_C(p_1 - p_2) = V_C \Delta p_{CT} + V_C \Delta p_T + V_C \Delta p_{in},$$

де V_C – об'єм газорідної суміші на елементі довжини L за одиницю часу, $\text{м}^3/\text{с}$;

L – зміна висоти підняття суміші відносно довільно вибраної площини порівняння, м ;

Δp_{CT} – втрата тиску, яка зумовлена гідростатичним стовпом суміші, Па ;

Δp_T – втрата тиску на тертя (гідравлічний опір);

Δp_{in} – втрата тиску на інерційний опір (на збільшення швидкості суміші, яке пов'язано зі зміною газовмісту потоку чи площі поперечного перерізу трубопроводу), Па .

Втрати від гідростатичного стовпа суміші Δp_{CT} зумовлено тиском стовпа суміші і виражають залежністю гідростатичного тиску щодо вертикального трубопроводу:

$$\Delta p_{CT} = L \rho_C g,$$

де L – довжина підйомного трубопроводу труб;

g – прискорення вільного падіння [13].

Густина газорідної суміші ρ_C є важливим чинником втрат Δp_{CT} . Рівняння густини суміші:

$$\rho_C = \frac{V_\Gamma}{V_p + V_\Gamma} \rho + \frac{V_\Gamma}{V_p + V_\Gamma} \rho_\Gamma = \frac{f_p}{f} \rho + \frac{f_\Gamma}{f} \rho_\Gamma,$$

де V_p , V_Γ – об'єми рідини і газу в загальному об'ємі суміші, м^3 ;

f – площа прохідного перерізу труби, м^2 ;

f_p , f_Γ – середні статистичні площі перерізу труби на висоті Δh , які зайняті відповідно рідиною і газом, м^2 .

Для газорідинної суміші

$$\rho_{\Gamma} < \rho_C < \rho.$$

Об'ємний витратний газовміст потоку газорідинної суміші:

$$\beta = \frac{V}{q + V},$$

де V , q – об'ємні витрати газу і рідини (за баротермічних умов визначення q), $\text{м}^3/\text{с}$.

Втрата тиску на тертя Δp_{Γ} зумовлена гідравлічним опором рухові газорідинної суміші у підйомному трубопроводі. Відомо, втрата тиску під час руху газорідинної суміші є більшого, ніж під час руху суцільної рідини. Залежність з використанням поняття коефіцієнта збільшення опору $\psi_{\text{оп}}$:

$$\Delta p_{\Gamma} = \Delta p_{\Gamma 0} \psi_{\text{оп}},$$

де $\Delta p_{\Gamma 0}$ – втрата тиску на тертя за умови руху такої ж кількості однорідної рідини як і газорідинної суміші, Па .

Втрата тиску на інерційний опір $\Delta p_{\text{ін}}$ зумовлена збільшенням швидкості суміші, яке пов'язано із збільшенням газовмісту потоку внаслідок зменшення тиску протягом руху підйомним трубопроводом або зміною площі його перерізу:

$$\Delta p_{\text{ін}} = \left(\frac{w_1^2}{2} - \frac{w_2^2}{2} \right) \rho_C,$$

де w_1 , w_2 – швидкості газорідинної суміші на початку і наприкінці підйомного трубопроводу.

Розрахунок розподілу тиску потоку газорідинної суміші у підйомному трубопроводі. Під час підйимального руху суміші морської води та сірководню у підйомному трубопроводі її тиск зменшується, а температура змінюється в залежності від пори року. Це призводить до зміни теплофізичних параметрів газорідинної суміші: густини, в'язкості, газовмісту та ін., та відповідному перерозподілу складових рівняння балансу тисків. Задача полягає у визначенні тиску p_2 на виході з підйомного трубопроводу за відомого на вході в нього.

Для реального (довгого) газорідинного піднімача рівняння балансу тисків необхідно записати в інтегральному вигляді, шляхом інтегрувань залежностей у диференційному вигляді.

Аналітичне інтегрування рівняння балансу тисків для газорідинного потоку в межах усієї довжини підйомного труб дуже важке внаслідок урахування

змінних параметрів газорідинного потоку. Шляхом чисельного інтегрування є можливість визначення втрат тиску Δp_i на окремих ділянках ΔL_i , на які поділяють усю довжину трубопроводу. Тиск на вході в підйомний трубопровід при відомому значенні тиску на виході (рис. 2):

$$p_1 = p_2 + \sum_{i=1}^n \Delta p_i,$$

$$n = \frac{L}{\Delta L},$$

де n – кількість ділянок (кроків) зміни довжини трубопроводу.

Розрахунок починається з відомого тиску на виході p_2 . В подальшому за прийнятими значеннями кроку зміни тиску Δp_i визначають збільшення довжини ΔL_i між двома перерізами труб з тисками на границях p_{i-1} та $\Delta p_{i-1} + \Delta p_i$ тобто

$$\Delta L_i = \frac{1}{\Delta p / \Delta L} \Delta p_i,$$

де $\Delta p / \Delta L$ – градієнт тиску, який визначаємо за поданими вище формулами.

Рис. 2. До визначення розподілу тиску по довжині підйомного трубопроводу

Параметри суміші визначають за середньоарифметичних значень тиску і температури на границях ділянки, що розглядається:

$$\bar{p}_i = \frac{(p_{i-1} + p_i)}{2},$$

$$\bar{T}_i = \frac{(T_{i-1} + T_i)}{2}.$$

Перевірка адекватності математичної моделі, виконано шляхом визначення розподілу тиску в підйомному трубопроводі, що працює в стаціонарному режимі та порівняння результатів, що отримано з відомими експериментальними даними (Британська система одиниць) [14].

Розрахункові умови згідно [14] наступні:

– внутрішній діаметр трубопроводу – 101,6 мм (4 дюйма);

– витрата води – 158,99 м³ за добу (1000 станд. Баррелей в сутки);

– відносна густина соленої води порівняно з чистою – 1,074;

– відносна густина газу порівняно зі стандартним повітрям – 0,65;

– середня температура рідини в підйомному трубопроводі – 333,15 К (140 градусів Фаренгейта).

Порівняння значення тиску в підйомному трубопроводі для певних глибин та величин газовмісту наведено у таблиці 1. Як свідчать результати, що отримано за математичною моделлю достатньо адекватно співпадають з відомими експериментальними. Це дозволяє вважати можливим використання моделі для визначення параметрів процесу видобування сірководню з Чорного моря.

Таблиця 1

Порівняння розрахункових та експериментальних даних

Глибина, м (футів)	Дані для газовмісту м ³ /м ³ (scf per bbl)			Розрахунок для газовмісту м ³ /м ³ (scf per bbl)		
	0	4,453 (25)	8,905 (50)	0	4,453 (25)	8,905 (50)
0	0	0	0	0	0	0
154,2 (500)	1,63	0,59	0,31	1,63	0,57	0,29
308,4 (1000)	3,21	1,73	0,97	3,21	1,58	0,88
616,8 (2000)	6,49	4,47	3,21	6,49	4,10	3,06
925,2 (3000)	9,60	16,76	14,70	9,60	15,90	14,03

Визначення параметрів процесу видобування сірководню з глибин Чорного моря. Визначення параметрів процесу видобування сірководню з глибин Чорного моря виконано в діапазоні глибин занурення трубопроводу 0...1000 м, при температурі 280...285 К, що відповідає середньорічним значенням [15]. Діапазон варіювання вмісту сірководню

прийнято близьким до максимального рівноважного, що відповідає газовмісту морської води 0,0...10,0 м³/м³.

Залежність розподілу тиску по глибині занурення за умови постійних значень газовмісту свідчить про суттєвий вплив цього параметру (рис. 3).

Рис. 3. Залежність розподілу тиску по глибині занурення

Так, відповідно максимальних значень глибини (1000 м), підвищення газовмісту морської води з 0 до 2,5 м³/м³ призводить до зменшення величини тиску на 2,2 МПа. Подальше підвищення газовмісту морської води з 2,5 до 5,0 м³/м³ супроводжується зменшенням тиску ще на 1,6 МПа.

Таке значне зменшення тиску на вході в підйомний трубопровід дає змогу отримати на виході з нього сірководень та морську воду з тиском, суттєво більшим за атмосферний.

Визначення надлишкового тиску на виході з підйомного трубопроводу (рис. 4) виконано на основі даних, що отримано методом «еквівалентної довжини» [16].

Рис. 4. Надлишковий тиск речовин на виході з підйомного трубопроводу при газовмісті морської води 2,5 м³/м³...10 м³/м³

Результати свідчать, що при газовмісті морської води $2,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при глибині занурення трубопроводу 250...1000 м значення надлишкового тиску речовин на виході з підйомного трубопроводу становитиме 0,29...0,45 МПа, при $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – 0,67...1,07 МПа, при $7,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – 0,83...1,4 МПа та при $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – 0,97...1,68 МПа.

Висновки

Розглянуто енерготехнологічну установку по видобуванню сірководню з глибин Чорного моря, що передбачає піднімання газорідної суміші з глибини газліфтним методом з використанням для виділення сірководню в газоподібному стані хвилових імпульсів. Розроблено математичну модель цієї установки. Результати що отримано за математичною моделлю достатньо адекватно співпадають з відомими експериментальними. Це дозволяє вважати можливим використання моделі для визначення параметрів процесу видобування сірководню з Чорного моря.

Визначено параметри процесу видобування сірководню з глибин Чорного моря в діапазоні глибин занурення трубопроводу 0...1000 м, при температурі 280 К...285 К. Відповідно максимальних значень глибини (1000 м), підвищення газовмісту морської води з 0 до $2,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ призводить до зменшення величини тиску на 2,2 МПа. Подальше підвищення газовмісту морської води з $2,5$ до $5,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ супроводжується зменшенням тиску ще на 1,6 МПа.

Література

1. Стан довкілля Чорного моря [Текст]: Національна доповідь 1996-2000 [Текст] / Міністерство екології та природних ресурсів України. – Одеса, 2002. – 94 с.
2. Димитров, Д. П. Геология и нетрадиционные ресурсы на Черно море [Текст] / Д. П. Димитров. – Варна : Онгъл, 2010. – 269 с.
3. Альтернативная сероводородная энергетика Черного моря, состояние, проблемы и перспективы. Часть I [Текст] / И. М. Неклюдов, Б. В. Борц, О. В. Полевич и др. // Водородная энергетика и транспорт. – 2006. – № 12 (44). – С. 23-30.
4. Consiliul Europei: Marea Neagra, in pragul unui dezastru ecologic [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ecomagazin.ro/consiliul-europei-marea-neagra-in-pragul>. – 12.05.2019 р.
5. Михайлюк, О. Л. Перспективи використання енергетичного потенціалу сірководню чорного моря [Текст] / О. Л. Михайлюк // Науковий вісник ОНУ. – 2012. – № 21 (173). – С. 91-100.
6. Болгарские ученые разрабатывают технологию уменьшения содержания сероводорода в Черном море [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://bnr.bg/ru/post/100145256/bolgarskie-uchene-razrabatvaut-tehnologiiu-umenasheniya-soderzaniya-serovodoroda-v-chernom-more>. – 12.05.2019 р.

7. Пат. UA 36394 Плавающий комплекс для глубоководного видобутку сірководню із морської води і спосіб запуску плавучого комплексу [Текст] / Гацан В. А., Гацан О. А., Леонов В. Є. ; заявл. 21.07.2009 ; опубл. 25.10.2010, Бюл № 20. – 2 с. : ил.

8. Пат. UA 54978 Пристрій для видобутку сірководню з морської води [Текст] / Юришина Г. М. ; заявл. 22.07.10 ; опубл. 20.11. 10, Бюл № 22. – 6 с. : ил.

9. Пат. UA 76366 Спосіб вилучення сірководню з морських глибин [Текст] / Фролов В. М., Мокроусов С. Д., Строгий В. І., Фролов А. В., Новіков В. В., Щербаков В. П., Фролов А. В., Сосновенко С. С. ; заявл. 01.03.2011 ; опубл. 10.01.2013, Бюл. № 1. – 3 с. : ил.

10. Пат. UA 76950 Установка для добывания сірководню з морської води [Текст] / Кунгурцев Ю. М. ; заявл. 18.06.2012 ; опубл. 25.01.2013, Бюл. № 2. – 4 с. : ил.

11. UA 92615 Плавуча установка для добывания та переробки сірководню, розчиненого у воді [Текст] / Барташов В. М. заявл. 08.04.2008; опубл. 25.11.2010, Бюл. № 22. – 3 с. : ил.

12. Павловський, М. А. Теоретична механіка [Текст] : підручник / М. А. Павловський. – К. : Техніка, 2002. – 511 с.

13. Мурин, В. И. Технология переработки природного газа и конденсата [Текст]: справочник: в 2 ч. / В. И. Мурин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.

14. Hagedorn, A. R. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits [Text] / A. R. Hagedorn, K. E. Brown // Journal of Petroleum Technology. – 1965. – № 17 (04) (SPE-940-PA). – p. 475-484.

15. Сорокин, Ю. И. Черное море [Текст]: природа, ресурсы / Ю. И. Сорокин. – М. : Наука, 1982. – 215 с.

16. Мукерджи, Х. Производительность скважин [Текст]: руководство / Х. Мукерджи. – М. : Юкос, 2001. – 184 с.

References

1. The state of the environment of the Black Sea. National Report 1996-2000. Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine, 2002. 94 p.
2. Dimitrov, D. P. Geologiya i netraditsionni resursi na Chernom more [Geology and unconventional resources on the Black Sea]. Varna, Ong"l Publ., 2010. 269 p.
3. Neklyudov, I. M., Borts, B. V., Polevich, O. V., Tkachenko, V. I., Shilyaev B. A. Al'ternativnaya serovodorodnaya energetika chernogo morya, sostoyanie, problemy i perspektivy. Chast' I [Alternative hydrogen sulfide energy of the Black Sea, state, prob-

lems and prospects. Part I]. *Vodorodnaya energetika i transport*, 2006, no. 12 (44), pp. 23-30.

4. *Council of Europe: The Black Sea, on the verge of an ecological disaster*. Available at: <http://www.ecomagazin.ro/consiliul-europei-marea-neagra-in-pragul>. (In Romanian).

5. Mykhaylyuk, O. L. *Perspektyvy vykorystannya enerhetychnoho potentsialu sirkovodnyu chornoho mor-ya* [Prospects for the use of the Black Sea hydrogen sulfide energy potential]. *Naukovyy visnyk ONEU*, 2012, no. 21 (173), pp. 91-100.

6. *Bulgarian scientists are developing technology to reduce the hydrogen sulfide content in the Black Sea*. Available at: <http://bnr.bg/ru/post/100145256/bolgarskie-uchene-razrabatvaut-tehnologiu-umenasheniya-soderjaniya-serovodoroda-v-chernom-more>. (In Russian).

7. Hatsan, V. A., Hatsan, O. A., Lyeonov, V. Ye. *Plavuchyy kompleks dlya hlybokovodnoho vydobutku sirkovodnyu iz mors'koyi vody i sposib zapusku plavuchoho kompleksu* [Floating complex for deep-sea hydrogen sulfide mining from seawater and a method for launching a floating complex]. Patent UA, №. 36394, 2010.

8. Yurshyna, H. M. *Prystriy dlya vydobutku sirkovodnyu z mors'koyi vody* [Device for the extraction of hydrogen sulfide from sea water]. Patent UA, №. 54978, 2010.

9. Frolov, V. M., Mokrousov, S. D., Strohyy, V. I., Frolov, A. V., Novikov, V. V., Shcherbakov, V. P., Frolov, A. V., Sosnovenko S. S. *Sposib vyluchennya*

sirkovodnyu z mors'kykh hlybyn [The method of extraction of hydrogen sulfide from the deep sea]. Patent UA, №. 76366, 2013.

10. Kunhurtsev, Yu. M. *Ustanovka dlya dobuvannya sirkovodnyu z mors'koyi vod* [Installation for producing hydrogen sulfide from sea water]. Patent UA, №. 76950, 2013.

11. Bartashov, V. M. *Plavucha ustanovka dlya vydobuvannya ta pererobky sirkovodnyu, rozchynenoho u vodi* [Floating installation for the extraction and processing of hydrogen sulfide dissolved in water]. Patent UA, №. 92615, 2010.

12. Pavlovs'kyy, M. A. *Teoretychna mekhanika* [Theoretical mechanics]. Kyiv, Tekhnika Publ., 2002. 511 p.

13. Murin, V. I. *Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i kondensata* [Processing technology of natural gas and condensate]. Moscow, OOO "Nedra-Biznestsentr" Publ., 2002, P. 1. 517 p.

14. Hagedorn, A. R., Brown, K. E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. *Journal of Petroleum Technology*, 1965, no. 17 (04) (SPE-940-PA), pp. 475-484.

15. Sorokin, Yu. I. *Chernoe more: priroda, resursy* [The Black Sea: nature, resources]. Moscow, Nauka Publ., 1982. 215 p.

16. Mukerdzhi, Kh. *Proizvoditel'nost' skvazhin* [Well Productivity]. Moscow, Yukos Publ., 2001. 184 p.

Поступила в редакцию 12.05.2019, рассмотрена на редколлегии 7.08.2019

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ПО ДОБЫЧЕ СЕРОВОДОРОДА ИЗ ГЛУБИН ЧЕРНОГО МОРЯ

М. Р. Ткач, Б. Г. Тимошевский, А. Ю. Проскурин, Ю. Н. Галынкин

В статье рассмотрена перспективная энерготехнологическая установка по добыче сероводорода из глубинных вод Черного моря, которая предусматривает поднятие газожидкостной смеси из глубин газлифтным методом с использованием для выделения сероводорода в газообразном состоянии волновых импульсов. Установка содержит магистраль питания, которая опущена на необходимую глубину, насос питания, коалесцирующий сепаратор, магистраль слива морской воды с уменьшенной концентрацией сероводорода, регулирующий клапан, гидродинамический генератор механических колебаний, подъемный трубопровод, сепаратор сероводорода высокого давления, гидравлическую турбину, сепаратор сероводорода низкого давления, опускной трубопровод морской воды и детандер сероводорода. Данная установка позволит повысить энергетическую эффективность и эксплуатационную надежность процесса добычи сероводорода, а также уменьшить нагрузку на окружающую среду Черного моря. Разработана математическая модель этой установки. Результаты, полученные по математической модели, достаточно адекватно совпадают с известными экспериментальными. Это позволяет считать возможным использование модели для определения параметров процесса добычи сероводорода из Черного моря. Определены параметры процесса добычи сероводорода из Черного моря в диапазоне глубин погружения трубопровода 0...1000 м при температуре 280...285 К. Установлено, что повышение газосодержания морской воды с 0 до 2,5 м³/м³ приводит к уменьшению величины давления на 2,2 МПа. Дальнейшее повышение газосодержания морской воды с 2,5 до 5,0 м³/м³ сопровождается уменьшением давления еще на 1,6 МПа. Такое значительное уменьшение давления на входе в подъемный трубопровод позволяет получить на выходе из него сероводород и морскую воду с давлением, существенно больше атмосферного. Определено избыточное давление на выходе из подъемного трубопровода на основе данных полученных методом «эквивалентной длины». При газосодержании морской воды 2,5 м³/м³ при глубине погружения трубопровода 250...1000 м значение избыточного давления веществ на

выходе из подъемного трубопровода составит 0,2 ...0,45 МПа, при 5 м³/м³ – 0,67...1,07 МПа, при 7,5 м³/м³ – 0,83...1,4 МПа и при 10 м³/м³ – 0,97...1,68 МПа.

Ключевые слова: Черное море; сероводород; морская вода; газосодержание; подъемный трубопровод; генератор колебаний.

EFFICIENCY OF THE ENERGY-TECHNOLOGICAL PLANT ON THE EXTRACTION OF HYDROGEN FROM THE BLACK SEA DEPTH

M. R. Tkach, B. G. Tymoshevskyy A. Y. Proskurin, Y. M. Halynkin

The article discusses a promising energy-technology unit for the extraction of hydrogen sulfide from the deep waters of the Black Sea, which provides for raising the gas-liquid mixture from the depths by the gas-lift method using wave pulses to separate hydrogen sulfide in the gaseous state. The installation includes a supply line, which is lowered to the required depth, a supply pump, a coalescing separator, a seawater discharge line with a reduced concentration of hydrogen sulfide, a control valve, a hydrodynamic generator of mechanical vibrations, a lifting pipeline, a high pressure hydrogen sulfide separator, a hydraulic turbine, a low pressure hydrogen sulfide separator, seawater discharge pipe and hydrogen sulfide expander. This unit will improve the energy efficiency and operational reliability of the process of hydrogen sulfide production, as well as reduce the burden on the Black Sea environment. A mathematical model of this setup has been developed. The results obtained by the mathematical model adequately coincide with the known experimental ones. This suggests that it is possible to use the model to determine the parameters of the process for the extraction of hydrogen sulfide from the Black Sea. The parameters of the process for the extraction of hydrogen sulfide from the Black Sea in the depth range of the pipeline 0...1000 m at a temperature of 280...285 K. It has been established that increasing the gas content of seawater from 0 to 2.5 m³/m³ leads to a decrease in the pressure value by 2.2 MPa. A further increase in seawater gas content from 2.5 to 5.0 m³/m³ is accompanied by a decrease in pressure of another 1.6 MPa. Such a significant decrease in pressure at the inlet to the riser piping allows hydrogen sulfide and seawater to be obtained at a pressure that is substantially greater than atmospheric. The excess pressure at the outlet of the lifting pipeline is determined based on data obtained by the method of "equivalent length". When the seawater gas content is 2.5 m³/m³, the pipeline's immersion depth is 250...1000 m, the value of the overpressure of substances at the exit of the lifting pipeline will be 0.2...0.45 MPa, and at 5 m³/m³ – 0.67...1.07 MPa, at 7.5 m³/m³ – 0.83...1.4 MPa and at 10 m³/m³ – 0.97...1.68 MPa.

Keywords: Black Sea; hydrogen sulfide; sea water; gas content; lifting pipe; oscillator.

Ткач Михайло Романович – д-р техн. наук, проф., зав. каф. інженерної механіки та технології машинобудування, Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, Миколаїв, Україна.

Тимошевський Борис Георгійович – д-р техн. наук, проф., зав. каф. «Двигуни внутрішнього згоряння, установки та технічна експлуатація», Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, Миколаїв, Україна.

Проскурін Аркадій Юрійович – канд. техн. наук, доц., доц. каф. «Двигуни внутрішнього згоряння, установки та технічна експлуатація», Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, Миколаїв, Україна.

Галінкін Юрій Миколайович – канд. техн. наук, викл. каф. інженерної механіки та технології машинобудування, Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, Миколаїв, Україна.

Tkach Mykhaylo Romanovych – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department of Mechanical Engineering and Manufacturing Engineering, Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolaiv, Ukraine, e-mail: mykhaylo.tkach@nuos.edu.ua,

ORCID Author ID: 0000-0003-4944-7113, Scopus Author ID: 57202210289,

<https://scholar.google.com.ua/citations?hl=uk&user=XqfGS0wAAAAJ>

Tymoshevskiy Boris Georgievych – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department of Internal Combustion Engines, Plants and Technical Exploitation, Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolaiv, Ukraine, e-mail: borys.tymoshevskiy@nuos.edu.ua,

ORCID Author ID: 0000-0002-4649-702X, Scopus Author ID: 6506269318.

Proskurin Arkadii Yuriyovych – Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor, Assistant Professor of Department of Internal Combustion Engines, Plants and Technical Exploitation, Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolaiv, Ukraine, e-mail: arkadii.proskurin@nuos.edu.ua,

ORCID Author ID: 0000-0002-5225-6767, Scopus Author ID: 57203617130,

<https://scholar.google.com.ua/citations?user=LCGxGC8AAAAJ&hl=uk>

Halynkin Yuriy Mykolayovych – Candidate of Engineering Sciences, Lecturer of Department of Mechanical Engineering and Manufacturing Engineering, Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolaiv, Ukraine, e-mail: yurii.galynkin@nuos.edu.ua,

ORCID Author ID: 0000-0001-5272-4156, Scopus Author ID: 57204396250,

https://scholar.google.com.ua/citations?hl=uk&user=ix_y1CwAAAAJ