

ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОГІДРАТНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ НА РИНКУ МОРСЬКИХ ПЕРЕВЕЗЕНЬ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

¹Я.Б. Тарко, ²Л.О. Педченко, ²М.М. Педченко

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: jart_b@ukr.net

²Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;
36011, м. Полтава, пр. Першотравневий, 24; тел. (05322) 2-98-75;
e-mail: pedchenko@mail.ru

Рівень споживання природного газу постійно зростає. При цьому традиційні технології його транспортування часто виявляються неефективними. Це стосується проблеми розширення джерел постачання природного газу. Крім того, існуючі технології не сприяють розробці невеликих родовищ. На даний час природний газ морем транспортується у зрідженому вигляді за LNG технологією. Існує також ряд альтернативних технологій. Серед них на увагу заслуговують технології CNG – стиснений газ і NGH – газ у газогідратній формі. Подається порівняльний аналіз LNG-, CNG- і NGH-технологій морського транспортування природного газу. Також обґрунтовано перспективи впровадження технології транспортування газу в газогідратній формі. Показані переваги NGH-технології та виділено невирішені проблеми. Проаналізовано фактори, що впливають на рівень капітальних витрат даних технологій. Згідно з відомою на сьогодні NGH-технологією передбачено з утвореної газогідратної маси формувати гранули. Однак, під час зберігання і транспортування гранули неодмінно будуть змерзатися, що значно ускладнить їх розвантаження. Крім того, через нещільну укладку гранульований газогідрат є менш стабільним. Запропоновано формувати газогідрат у вигляді монолітних блоків, покритих льодяною кіркою. Вибір форми блоків і послідовність їх виготовлення спрямовані на оптимізацію процесів NGH-технології. Запропоновано блоки виготовляти у формі шестикутних призм, що забезпечить максимально щільну укладку вантажу. Така технологія дозволяє з мінімальними енерговитратами отримати блоки значних розмірів. Транспортування газогідрату у формі монолітних блоків дозволить значно знизити вартість спеціалізованих танкерів. Крім того, можливе переобладнання існуючих транспортних засобів.

Ключові слова: природний газ, газові гідрати, зріджений газ, стиснений газ, газогідратні блоки, капітальні витрати.

Уровень потребления природного газа постоянно растет. При этом традиционные технологии его транспортировки часто оказываются неэффективными. Это касается проблемы расширения источников снабжения природного газа. Кроме того, существующие технологии не способствуют разработке небольших месторождений. На данное время природный газ морем транспортируется в сжиженном состоянии по технологии LNG. Существует также ряд альтернативных технологий. Заслуживают внимания технологии «CNG – сжатый газ» и «NGH – газ в газогидратной форме». В работе дан сравнительный анализ LNG-, CNG- и NGH-технологий морской транспортировки природного газа. Также обоснованы перспективы внедрения технологии транспортировки газа в газогидратной форме. Показаны преимущества NGH-технологии и выделены нерешенные проблемы. Проанализированы факторы, влияющие на уровень капитальных затрат данных технологий. Согласно известной на сегодня NGH-технологии предусмотрено формирование гранул из образованной газогидратной. Однако при хранении и транспортировке гранулы непременно будут смерзаться, что значительно осложнит их разгрузку. Кроме того, из-за неплотности укладки гранулированный газогидрат будет менее стабильным. Предлагается формировать газогидрат в виде монолитных блоков, покрытых ледяной коркой. Выбор формы блоков и последовательность их изготовления направлены на оптимизацию процессов NGH-технологии. Блоки в форме шестигульных призм позволят сделать укладку груза максимально плотной. Представленная технология их изготовления позволяет с минимальными энергозатратами получить блоки значительных размеров. Транспортировка газогидрата в форме монолитных блоков позволит значительно снизить стоимость специализированных танкеров. Кроме того, возможно переоборудование существующих транспортных кораблей.

Ключевые слова: природный газ, газовые гидраты, сжиженный газ, сжатый газ, газогидратные блоки, капитальные затраты.

The level of natural gas consumption grows constantly. Thus traditional technologies of its transporting are often ineffective. It relates the problem of natural gas supply sources expansion. In addition existent technologies do not provide the small deposits development. Currently natural gas is transported by sea as condensate gas according to the technology of LNG. Alternative technologies also exists. Among them the technologies of CNG – compressed gas and of NGH – gas hydrate. The comparative analysis is given for LNG-, CNG- and NGH-technologies of the marine transporting of natural gas. The prospects of innovation of gas transporting technology in gas hydration form are substantiated. The authors show advantages of NGH technologies and indicate unsolved problems. The factors which affect the level of technologies capital costs are analyzed. The famous NGH-technologies is provided to use gas hydration mass for granules forming. However many granules will be frozen together at storage and transporting. It will complicate their unloading considerably. In addition granular gas

hydrate is less stable through a not dense structure. The authors suggest to form a gas hydrate as monolithic blocks, covered by icy crust. The choice of blocks form sequence of their making is directed on NGH-technology processes optimization. Hexagonal prisms-spaher blocks allow to do the maximal density of load. Their production technique allows to get the blocks of large size with minimum energy consumption. Transporting gas hydration in form of monolithic blocks will allow considerably to reduce the cost of the special tankers. In addition re-equipment of existent transport ships is possible.

Key words: natural gas, gas hydrates, condensate gas, compressed gas, gas hydrate blocks, capital costs

Питання диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, у тому числі і природного газу, є актуальним для багатьох країн світу. Залежність економіки України від імпорту природного газу становить близько 70%, причому весь він надходить із Росії. Україна володіє потужною газотранспортною системою. Однак через низку обставин вона не може повною мірою диверсифікувати поставки газу. Альтернативою може стати транспортування газу морем танкерами-газовозами. Основна частина видобутого у світі газу (близько 70%) транспортується трубопроводами. Однак на морські перевезення зрідженого природного газу (ЗПГ або LNG) вже припадає близько 30% від загального обсягу світової торгівлі і його частка постійно зростає [1]. Україною прийнято стратегічне рішення про створення інфраструктури для здійснення таких поставок.

Метою роботи є аналіз існуючих та альтернативних технологій морського транспортування природного газу та обґрунтування перспектив впровадження технології транспортування газу в газогідратній формі.

Питання транспортування газу нерозривно пов'язане із проблемами його видобування. Останніми роками спостерігається закономірна тенденція до віддалення споживачів газу від місць його видобутку на фоні ускладнення умов розробки родовищ та транспортування отриманої продукції. Як наслідок, підвищується собівартість продукції. Крім того, значна частина родовищ газу знаходиться на шельфах морів (до того ж як у вигляді традиційних покладів, так і у газогідратній формі). На даний час транспортування природного газу здійснюється трубопроводами або LNG-танкерами. Проте ефективними дані технології транспортування, виходячи зі значних капіталовкладень, будуть за наявності значних підтверджених запасів газу на даному родовищі [2]. Ураховуючи специфіку та різноманітність географічних, економічних, політичних та інших умов, традиційні технології трубопровідного транспорту газу і LNG не можуть повною мірою задовольнити вимоги проекту. Так, наприклад, значна частина відносно малих, необлаштованих та віддалених від транспортної інфраструктури родовищ не розробляється, в тому числі й у зв'язку із проблемою їх транспортування. У той же час близько 80% родовищ газу, що відкриваються останнім часом, відносяться до цієї категорії.

У зв'язку з цим у світі постійно ведеться робота з удосконалення технологій видобування, транспортування і зберігання природного газу. Наприклад, нині на різних стадіях втілення існує кілька альтернативних технологій

транспортування газу: CNG – газ у стисненому вигляді; NGH – газ у газогідратній формі; GTL – газ у рідкій формі; GTW – газ в електроенергію [2]. Серед альтернативних технологій, які можуть зайняти свою нішу на ринку послуг із транспортування природного газу морем, на нашу думку, заслуговують на увагу технологія транспортування стисненого природного газу (СПГ або CNG) і технологія транспортування гідрату природного газу (ПГГ або NGH).

Перша з них давно відома, технічно нескладна і має мінімальні вимоги до інфраструктури, але широкого впровадження досі не набула, на нашу думку, перш за все через складність вирішення проблеми достатнього рівня безпеки такого вантажу (значний обсягу газу під високим тиском). Друга, як показали і наші експерименти, порівняно із CNG- і LNG-технологіями є найбільш безпечною та має ряд переваг, але поки не набула широкого впровадження, оскільки знаходиться на стадії розробки і відпрацювання елементів технологічного ланцюга.

Будівництво й обслуговування трубопроводу є досить дорогим, проте, з точки зору початкових інвестицій, це найбільш дешевий спосіб транспортування газу на невеликі і середні відстані, тому на суходолі за незначних відстаней є зручним і економічно доцільним. Із збільшенням відстані та за необхідності транспортування природного газу морем, особливо якщо воно має значну глибину, економічна доцільність використання трубопроводів стає сумнівною. За таких умов альтернативою на сьогодні є LNG-технологія транспортування природного газу.

LNG-технологія передбачає перевезення зрідженого природного газу на спеціальних судах в ізотермічних ємностях при температурі мінус 162°C. Газ при цьому зменшується в об'ємі в 600 раз. Процес зрідження потребує витрати до 25% енергії, що міститься у зріджуваному газі, крім того для повторної газифікації необхідно ще 5–6% енергії. Місткість сучасних танкерів становить від 150 до 250 тис. м³. Однак LNG проекти мають певні межі економічної доцільності, оскільки потребують значних початкових капіталовкладень в інфраструктуру та наявності потужного і стабільного джерела газу. Загальні інвестиції у LNG-проекти залежно від ринкового попиту і кількості суден можуть складати 1,5–2,5 млрд. \$ [1]. Крім того, LNG-проекти є економічно доцільними при здійсненні перевезень на відстань не меншу за 5,5 тис. км [3].

Зараз також активно розробляється технологія морського транспортування стисненого газу. Як свідчать розрахунки, вона буде еконо-

мічно доцільною при здійсненні перевезень на близькі і середні відстані. При порівнянні CNG і LNG-проектів, бачимо, що до відстані 4,6 тис. км економічно доцільним є транспорт стиснутого природного газу. Крім того, перспективним є застосування даної технології при розробці шельфових родовищ, за відсутності чи недоцільності будівництва трубопроводів, та значній вартості LNG-проектів [3].

Хоча в світі відсутній досвід перевезення великих об'ємів стисненого газу на значні відстані, CNG-технологія має ряд переваг. Витрати на підготовку газу перед стисненням значно нижчі, берегові приймальні термінали набагато простіші і дешевші. Капітальні витрати на транспортний ланцюг CNG-технології залежно від об'єму газу, відстані транспортування і рівня екологічних вимог становлять 0,5–1,5 млрд \$, із яких близько 90% складають інвестиції у кораблі-газовози [2]. Такий розподіл інвестицій на відміну від LNG-технології, в якій до 60% капіталовкладень припадає на берегову інфраструктуру, знижує рівень ризиків даного проекту. Операції завантаження і розвантаження у порівнянні з LNG-технологією практично не мають негативного впливу на навколишнє середовище. Енерговитрати на компримування до необхідного тиску складають близько 0,58 кВт·год/кг газу, а на зрідження – 1,37 кВт·год/кг, або в 2,4 раза вищі [4]. Вартість обладнання компримування і завантаження складає 30–60 млн \$, системи розвантаження 16–20 млн \$, CNG-танкерів, залежно від конструкції, – від 110 до 250 млн \$ [1].

Суттєвими серед недоліків CNG-технології є значна маса (до 50 тис. тонн) і вартість системи зберігання газу на суднах. Крім того, аналогічний за розмірами LNG-танкер здатен перевезти за рейс у 7–10 разів більше газу за CNG-танкер [4].

Технологія транспортування природного газу в газогідратній формі, маючи ряд суттєвих переваг та не вирішених проблем, поки що знаходиться на стадії лабораторного і частково напівпромислового відпрацювання. На сьогодні розглядається кілька концепцій морського транспортування природного газу в газогідратній формі. Однак найбільш привабливим є транспортування газогідрату у нерівноважних умовах (при незначній мінусовій температурі і атмосферному тиску).

Газові гідрати володіють властивістю за відносно незначних тисків концентрувати значні об'єми газу (до 160 об'ємів газу на один об'єм гідрату). Проте цей показник майже в чотири рази менший порівняно зі зрідженим природним газом, але, враховуючи щільність гідрату, питомий уміст газу та досить м'які термобаричні умови їх зберігання, танкери-гідратовози можна будувати як мінімум удвічі більші за LNG-аналоги і транспортувати 250 тис. м³ вантажу [6].

Дослідження свідчать, що газові гідрати у відповідних умовах достатньо тривалий час залишаються у стабільному стані і можуть використовуватись для транспортування газу на

значні відстані [5]. У роботі [6] проаналізовано капітальні витрати на виробництво газогідрату для транспортування природного газу за NGH-технологією в кількості 4 млрд м³ природного газу на відстань 5,5 тис. км і порівняно їх витрати за аналогічних умов для варіанту транспортування газу за LNG-технологією (табл. 1). Показано, що капітальні витрати на технологічний ланцюг NGH-технології на 26% нижчі.

LNG-танкери розраховані на 125 тис. м³ зрідженого газу і коштують 250 млн \$. Вартість типового корабля-гідратовоза складе не більше 80 млн \$. Хоча для транспортування 4 млрд м³ газу на 5,5 тис. км за LNG-технологією необхідно 3 судна, а гідратовозів при цьому знадобиться сім, усе ж загальні витрати на їх придбання будуть нижчими на 190 млн \$ [6]. Крім того, як транспортний засіб можна використати стандартні термоізовані кораблі і баржі. Отже, транспортна складова технологічного ланцюга NGH-технології, на нашу думку, має суттєві переваги порівняно з LNG- і CNG-технологіями.

Крім того, потужність ліній із виробництва газогідрату може бути в 4 рази меншою порівняно з лінією виробництва LNG, без підвищення його собівартості, а це дає можливість плавно регулювати виробництво при зміні попиту на природний газ [5].

При розрахунку економіки процесу виробництва газогідрату слід брати до уваги також різну початкову температуру природного газу і води для виробництва газогідрату та води і повітря як основних чинників вартості системи тепловідведення. Їх температура звичайно залежить від кліматичних умов місця розташування виробничих потужностей.

У роботі [7] подається порівняння капітальних витрат, необхідних для здійснення LNG- і NGH-проектів у двох варіантах, які відрізняються за кліматичними умовами (табл. 2 і 3). Як видно з таблиць 2 і 3, капітальні витрати LNG-технології в 2002 році знизилась на 12% порівняно з 1995 роком. Автори дослідження пояснюють це удосконаленням технології. У той же час у 2002 році помічено зростання вартості NGH-ланцюга на 1%. Це свідчить про те, що температура морської води має більш істотний вплив на NGH-технологію порівняно з LNG.

Слід зауважити, що в таблицях 1–3 враховано зниження витрат на здійснення LNG-проектів, пов'язаних із удосконаленням даної технології за період між дослідженнями, тоді як прогрес NGH-технології практично відсутній. Незважаючи на це, капітальні витрати на втілення газогідратної технології, навіть в умовах жаркого клімату, виявилися на 12% нижчими порівняно з технологією LNG.

Розробкою NGH-технології активно займається компанія Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd. (MES). Згідно з нею газогідрати формуються у гранули та транспортуються судном. В роботі [8] показано, що устаткування заводів для утворення газогідратів не потребує особливо унікального обладнання на відміну

Таблиця 1 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4 млрд. м³ природного газу на відстань 5500 км

Складові технології	LNG- технологія, млн \$, (%)	NGH- технологія, млн \$, (%)	Різниця, млн \$, (%)
Виробництво	1489, (56 %)	955, (48 %)	534, (36 %)
Перевезення	750, (28 %)	560, (28 %)	190, (25 %)
Регазифікація	438, (16 %)	478, (24 %)	- 40, (- 9 %)
Загальна вартість	2677, (100 %)	1995, (100 %)	684, (26 %)

Таблиця 2 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4,1 млрд. м³ природного газу на відстань 6475 км для кліматичних умов півночі Норвегії (температура морської води 5°C) у цінах і за рівнем технологій 1995 року

Складові технології	LNG- технологія, млн \$, (%)	NGH- технологія, млн \$, (%)	Різниця, млн \$, (%)
Виробництво	1220, (51 %)	792, (44 %)	428, (35 %)
Перевезення	750, (32 %)	704, (39 %)	46, (6 %)
Регазифікація	400, (17 %)	317, (17 %)	83, (21 %)
Загальна вартість	2370, (100 %)	1813, (100 %)	557, (24 %)

Таблиця 3 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4,1 млрд. м³ природного газу на відстань 6000 км для кліматичних умов Південно-Східної Азії (температура морської води 35°C) у цінах і за рівнем технологій 2002 року

Складові технології	LNG- технологія, млн \$, (%)	NGH- технологія, млн \$, (%)	Різниця, млн \$, (%)
Виробництво	1144, (55 %)	992, (54 %)	152, (13 %)
Перевезення	660, (32 %)	628, (34 %)	32, (5 %)
Регазифікація	285, (13 %)	218, (12 %)	67, (24 %)
Загальна вартість	2089, (100 %)	1838, (100 %)	251, (12 %)

від заводів зрідження природного газу, що значно здешевлює NGH-технологію. Оскільки газогідрат природного газу в своєму складі містить не лише газ, а й воду, то саме це робить технологію NGH найбільш безпечною. Крім того, термобаричні умови процесів утворення, зберігання і плавлення газогідрату є досить м'якими, наприклад, у порівнянні з тиском компримування (25 МПа) в CNG-технології або з температурою мінус 162°C у LNG-технології. При порівнянні LNG- і NGH-технологій остання виявилася на 23–27% ефективнішою.

Отже, застосування NGH-технології порівняно як з традиційним трубопровідним транспортом, так і транспортом LNG, буде економічно вигідним, починаючи з відстані 1000 км (рис. 1) [7].

Однією із важливих складових NGH-технології є формування утвореного газогідрату у відповідні структури, які б максимально задовольняли вимогам транспортування і/чи довгострокового зберігання. Японські дослідники експериментальним шляхом установили, що оптимальний розмір гранул сферичної форми – від 0,2 до 2,0 см. Такі розміри забезпечують

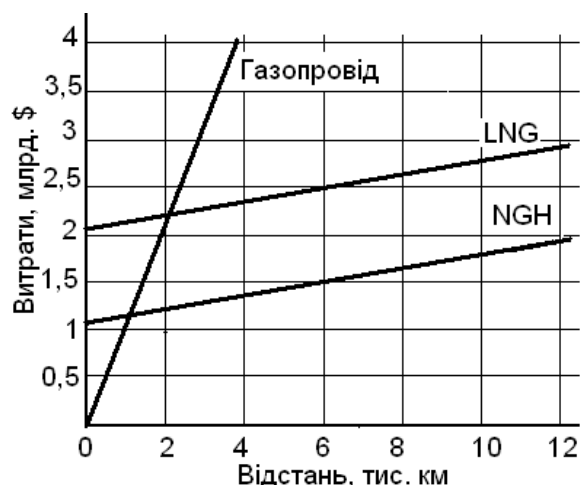


Рисунок 1 – Приблизні капітальні затрати при транспортуванні природного газу із використанням різних технологій на відстані до 12000 км [7]

найбільш щільну укладку гранул одного розміру [9]. При цьому заповнення об'єму трюмів судна складає 78% [8]. Крім того, наявність си-

стеми щілин у масі гранульованого газогідрату знижує термобаричний поріг їх стабільності.

Сухий гранульований газогідрат на даний момент розглядається як основна форма його транспортування. Однак до моменту розгрузки, за наявності навіть незначної кількості льоду, гранульований газогідрат неодмінно змерзнеться. Це, у свою чергу, спричинить необхідність його розпушування у трюмі корабля. У результаті такої механічної дії відбудеться часткова дисоціація гідратної маси з виділенням газу [10].

З метою ефективного заповнення об'єму гідратосховищ запропоновано виробляти блоки у формі кубів. Вигідним варіантом вважається монолітний блок великих розмірів [9]. Цей підхід, ми вважаємо, необхідно використати і при транспортуванні газогідрату. Але технології промислового виробництва таких газогідратних блоків до цього часу не розроблено.

На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень ми пропонуємо транспортування природного газу (вуглеводневих газів) здійснювати у вигляді газогідрату, сформованого у газогідратні блоки (ГБ) у вигляді шестикутних призм великих розмірів. Дана форма має переваги як куба (максимальне заповнення об'єму), так і циліндра (менша ймовірність відколювання кутів і ребер). Для підвищення стабільності вироблені блоки пропонується консервувати льодяною кіркою, утворюючи льодогазогідратні блоки (ЛГБ).

Для розробки ресурсозберігаючої технології виготовлення ЛГБ нами проведено ряд експериментів по їх формуванню з попередньо підготовленої гідратної маси та одночасним зниженням пористості. При цьому методикою досліджень передбачалося, що у випадку руйнування ЛГБ рівень пористості газогідрату повинен гарантувати прояв ефекту самоконсервації (рис. 2).

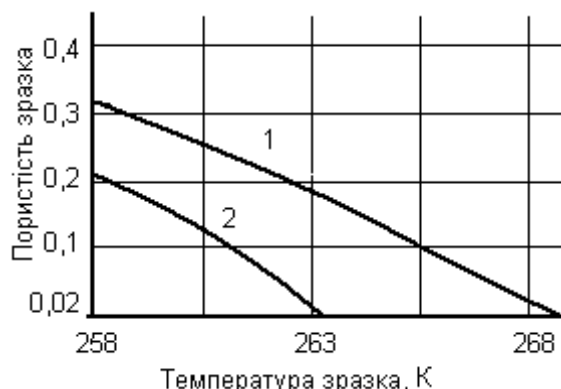


Рисунок 2 – Графіки залежності температури газогідрату від пористості для прояву ефекту самоконсервації при атмосферному тиску: температурі повітря 273 К (крива 1) та 278 К (крива 2)

Утворенню льодяної кірки відповідають області під кривими. Отже, із графіків, зображених на рисунку 2, випливає, що після формування газогідратного блоку пористість газогідрату між щільними гранулами не повинна пе-

ревищувати 0,21, при цьому його середня пористість буде 0,11.

Розроблена нами технологія виробництва ЛГБ передбачає їх формування із суміші подрібненого та гранульованого (діаметром 20 мм та нульової пористості) газогідрату у відповідній пропорції, спресовування до середньої пористості 0,058 та консервацію льодяною кіркою [11]. Схема способу виробництва гідрату природного газу з метою його транспортування і зберігання у вигляді ЛГБ зображена на рис. 3.

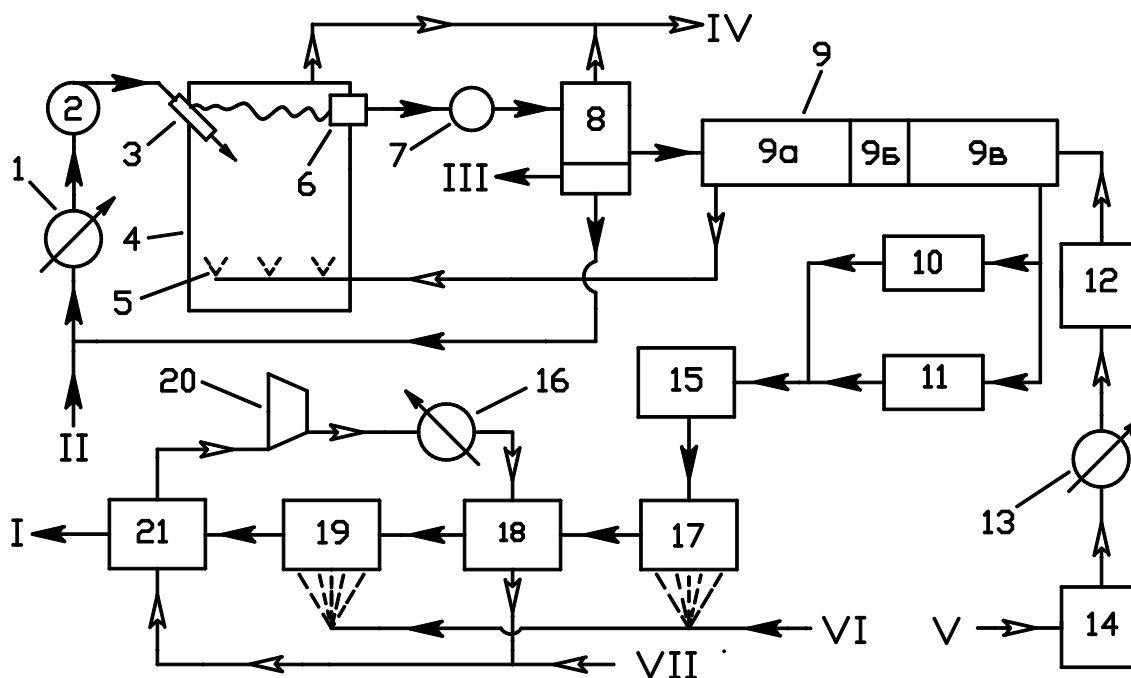
Особливістю запропонованої установки (рис. 3) є те, що відведення тепла гідратоутворення, осьове перемішування вмісту реактора гідравлічною мішалкою 3, вилучення з реактора гідратної маси через пасивний вивідний пристрій 6, її подача в сепаратор 8, підживлення реактора водою поєднано в один ланцюг прокачування матеріального потоку. Крім того, сировинний газ (потік V) надходить спочатку в блок осушки гідратної маси 9. При цьому гідратні частинки покриваються шаром більш стабільного гідрату за рахунок переважаючого входження в його склад *i*-бутану, пропану, етану. Одночасно відбувається поступове збагачення газу метаном. Тепловідведення при цьому здійснюється через стінки пристрою та газом осушки.

Параметри процесу осушки підтримуються таким чином, щоб до моменту зниження температури гідратної маси нижче ніж 0°C вся вода перейшла в гідрат. Тиск у пристрої гідратоутворення, який являє собою реактор барботажного типу, підтримуються з урахуванням зміни складу газу в процесі осушки. Застосування гідравлічної мішалки дає можливість зменшити об'єм реактора, збільшити час контактування газу з водою та за рахунок відцентрової сили спрямувати гідратну масу, що сплила на поверхню, у пасивний вивідний пристрій 6.

Для запобігання закупорюванню лінії виведення швидкість гідратоутворення регулюється таким чином, щоб вона містила не більше ніж 30% газогідрату. Для зменшення потужності і підвищення ефективності робочий орган вібраційного пристрою руйнування гідратної кірки навколо бульбашок і крапель 7 ми пропонуємо розмістити на лінії виводу суміші з реактора.

Отже, після відбору з реактора водогазогідратна суміш піддається вібраційній обробці, сепарації, примусовій консервації і заморожуванню та надходить на агломерацію. Метою операцій із формування гідратних структур є максимальне зниження пористості для підвищення питомого вмісту гідрату і механічної міцності, запобігання їх неоднорідності по об'єму структури, зниження енерговитрат та тривалості виробничого циклу.

Для вирішення проблем змерзання ЛГБ у трюмах суден, а також спрощення їх розвантаження слід передбачити, наприклад, їх пакування поліетиленовою плівкою та впаювання в тіло блока при його формуванні анкерів з гнучкою петлею. Вироблені за даною технологією льодогазогідратні блоки придатні для три-



1, 13, 16 – холодильник; 2 – насос; 3 – гідравлічна мішалка; 4 – реактор; 5 – барботажний пристрій; 6 – пасивний вивідний пристрій; 7 – вібратор; 8 – сепаратор; 9 – пристрій для осушування, примусової консервації і заморожування гідратної маси; 10 – пристрій для подрібнення гідратної маси; 11 – пристрій для гранулювання гідрату; 12, 14 – сепаратор; 15 – пристрій для змішування і формування льодогазогідратних блоків; 17, 19 – камери для подачі води на поверхню газогідратних блоків; 18, 21 – холодильні камери; 20 – вентилятор;
 потоки: I – льодогазогідратні блоки з установки; II, VI – вода; III – фракція C_{5+} ;
 IV – бутанова фракція; V – сировинний газ; VII – азот або повітря

Рисунок 3 – Схема установки для виробництва гідрату природного газу з метою його транспортування і зберігання

валого (не менше 40 діб) транспортування і зберігання за атмосферного тиску і незначної від'ємної температури (до 268 К). Крім того, охолоджені в процесі виробництва до 253 – 258 К і щільно укладені ЛГБ, за рахунок запасу холоду, наявності незначної теплоізоляції транспортного засобу та прояву ефекту самоконсервації, до моменту споживання не потребують додаткового охолодження, а, отже, і холодильного обладнання на транспортному засобі. Це дозволить суттєво покращити економічні показники NGH-технології. При цьому здешевлюється переобладнання транспортних засобів (вантажних суден, автомобілів, залізничних вагонів) для транспортування газогідрату. Крім того, перспективним буде контейнерне транспортування монолітного газогідрату морем із подовженням маршруту авто- і/чи залізничним транспортом.

Економічні показники NGH-технології можна значно покращити за рахунок оптимального використання властивостей газогідрату (ефекту самоконсервації, примусової консервації, стабільності при незначній мінусовій температурі й атмосферному тиску та ін.). При цьому, на нашу думку, буде доцільно знизити витрати на найбільш енергоємні операції NGH-технології, якими є охолодження і нагрів матеріальних потоків під час утворення і плавлення

газогідрату за рахунок використання альтернативних джерел енергії.

Отже, технологія морського транспортування природного газу в газогідратній формі має ряд суттєвих переваг над LNG- і CNG-технологіями. Однак LNG-технологія має відпрацьовану на світовому ринку технологію. NGH-технологія максимально підходить для вирішення проблеми диверсифікації поставок природного газу в Україну та при розробці морських родовищ газу і нафти. Крім того, транспортування природного і попутного газу у газогідратній формі є особливо перспективним при розробці відносно малих і віддалених від інфраструктури родовищ, де недоцільно будувати трубопровід чи інфраструктуру LNG-технології.

Література

1 Matteo Marongiu-Porcu The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport / Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides // Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 28–30 October, 2008.

2. Seungyong Chang Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas [Електронний ресурс] /

Seungyong Chang // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition: Indonesia, Jakarta, 2001, 17-19 April. – Режим доступу: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroview?view?id=00068680>.

3 Economides M.J. Compressed Natural Gas (CNG): An Alternative to Liquefied Natural Gas (LNG) [Електронний ресурс] / M.J.Economides, Kai Sun, Subero G.U. // Journal SPE Production & Operations, Vol.21(2), 2006, pp. 318-324. – Режим доступу до журн.: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroview?view?id=SPE-92047-PA>.

4 Пронин Е.Н. Морская транспортировка компримированного газа [Електронний ресурс] / Е.Н. Пронин, С.Е. Поденок // Информационный бюллетень. – 2004. – № 1 (15). – Режим доступу до журн.: http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml.

Pronin Ye.N. Sea transportation of compressed gas [Electronic a resource] / Ye.N. Pronin, S.Ye. Podenok // Newsletter. – 2004. – № 1 (15). – Access to a journ.: http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml.

5 Gudmundsson J.S. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate/J.S. Gudmundsson, M.Parlactuna, A.A.Khokhar // SPE Production & Facilities, 1994, 9 No.1 (Feb.). – Pp.69–73.

6 Gudmundsson J.S. Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas [Електронний ресурс] / J.S. Gudmundsson, A.Borrehaug. – Trondheim, 1996, January – Режим доступу: <http://www.ipt.unit.no/~jsg/forskning/hydrater>.

7 Gudmundsson J.S. Hydrate non-pipeline technology for transport of natural gas [Електронний ресурс] / J.S. Gudmundsson, O.F.Graff. – Режим доступу: http://www.igu.org/html/wgc_2003/WGCpdf/files/10056_1046347297_14776_1.pdf.

8 Kanda H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets / H. Kanda // 23rd World Gas Conference, Amsterdam, 2006.

9 Якушев В.С. Современное состояние газогидратных технологий. Обз. инф. / В.С.Якушев, Ю.А. Герасимов, В.Г. Квон, В.А. Истомина. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 88 с.

Yakushev V.S. Modern state of gas hydrate technologies. Rev. inf / V.S. Yakushev, Yu.A.Gerasimov, V.G. Kvon, V.A. Istomin. – М.: LTD «IRTs Gazprom», 2008. – 88 p.

10 Dawe R.A. Hydrate Technology for Transporting Natural Gas / R.A.Dawe, M.S.Thomas, M.Kromah // Engineering Journal of the University of Qatar, Vol. 16, 2003, pp.11–18.

11 Пат. № 68780, Україна, МПК 6 C10L 3/10, C07C9/00, F25J 1/00, F17C11/00. Спосіб виробництва гідратів попутного нафтового газу з метою їх транспортування і зберігання [Текст] / Педченко Л.О., Педченко М.М.; заявник і власник патенту Педченко М.М. – № 201111388; заяв. 26. 09. 2011; опубл. 10. 04. 2012; Бюл. № 7, 2012 р. – 6 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.02.12

Рекомендована до друку професором
Ширінім Л.Н.