

УДК 681.518.54

**Таран В.О.** аспірант кафедри ТСТ**Науковий керівник: Ширін Л.Н., д.т.н., професор кафедри транспортних систем і технологій***(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)*

## ОЦІНКА СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗОВИХ СУМІШЕЙ

В умовах сьогодення транспортування зрідженого природного газу на великій відстані переважно здійснюється морем з використанням технології LNG. Існує також ряд альтернативних технологій, серед яких на увагу заслуговують технології CNG – стиснений газ і NGH – газ у газогідратній формі. За таких умов альтернативою на сьогодні є LNG-технологія транспортування природного газу. Означені технології транспортування природного газу мають свої плюси і мінуси.

LNG-технологія передбачає перевезення зрідженого природного газу на спеціальних судах в ізотермічних ємностях при температурі мінус 162 °С. Газ при цьому зменшується в об'ємі в 600 раз. Процес зрідження потребує витрати до 25 % енергії, що міститься у зріджуваному газі, а для промислового його використання необхідно виконувати повторне газифікування з додатковою витратою енергії до 5 – 6 % від загальної енергії газу. Місткість сучасних танкерів становить від 150 до 250 тис. м<sup>3</sup>.

В останні часи активно розробляється технологія морського транспортування стисненого газу. Як показують розрахунки, вона буде економічно доцільною при здійсненні перевезень на близькі і середні відстані.

В світовій практиці відсутній досвід перевезення великих об'ємів стисненого газу на значні відстані, тому фахівці визначають перевагу CNG-технології. Обумовлено це тим, що витрати на підготовку газу перед стисненням значно нижчі, а берегові приймальні термінали набагато простіші і дешевші. За даними [2] капітальні витрати на транспортний ланцюг CNG-технології залежно від об'єму газу, відстані транспортування і рівня екологічних вимог становитиме 0,5 – 1,5 млрд \$, із яких близько 90 % складають інвестиції у кораблі-газовози. Такий розподіл інвестицій на відміну від LNG-технології, в якій до 60 % капіталовкладень припадає на берегову інфраструктуру, знижує рівень ризиків проекту щодо транспортування газових сумішей. Дослідженнями [4] встановлено, що логістичні операції завантаження і розвантаження у порівнянні з LNG-технологією практично не мають негативного впливу на навколишнє середовище. Але, за даними фірми Chart-Ferox, енерговитрати на його компримування до необхідного тиску складають близько 0,58 кВт\*год/кг газу, а на зрідження – 1,37 кВт\*год/кг, тобто в 2,4 раза вищі. Відзначається також, що вартість обладнання систем компримування і загрузки складає 30 – 60 млн \$, системи розвантаження 16 – 20 млн \$, CNG-танкерів, залежно від конструкції, – від 110 до 250 млн \$ [1].

Оцінюючи значні витрати означених технологій в якості альтернативної технології транспортування газових сумішей розглянуто варіант їх транспортування в газогідратній формі. Попередніми дослідженнями [5] встановлено, що газові гідрати у відповідних умовах достатньо довгий час залишаються у стабільному стані і можуть використовуватись для транспортування газу на значні відстані. У роботі [6] проаналізовано капітальні витрати на виробництво газогідрату для транспортування природного газу за NGH-технологією в кількості 4 млрд м<sup>3</sup> 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.

На основі проведених досліджень пропонується транспортування природного газу здійснювати у вигляді льодогазогідратних блоків (ЛГБ), сформованих у шестикутні призми та циліндри великих розмірів і покритих льодяною кіркою [5].

Для розробки ресурсозберігаючої технології виготовлення ЛГБ було проведено ряд експериментальних досліджень по їх формуванню з попередньо підготовленої гідратної маси та з одночасним зниженням пористості. Методикою експериментальних досліджень передбачалося, що у випадку руйнування ЛГБ рівень пористості газогідрату повинен гарантувати ефект самоконсервації (рис 1). Рекомендована технологія створення ЛГБ передбачає їх формування із суміші подрібненого та гранульованого (діаметром 20 мм та нульовою пористістю) газогідрату у відповідній пропорції, та спресовування до середньої пористості 0,058 з консервацією поверхні льодяною кіркою. Підтверджено, що найбільш компактною формою ЛГБ є шестикутна правильна призма, яка має переваги як до куба (максимальне заповнення об'єму), так і циліндра (менша ймовірність відколювання ребер).

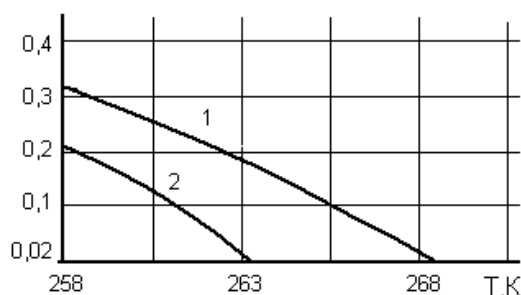


Рисунок 1 – Графіки залежності температури газогідрату від пористості для прояву ефекту самоконсервації при температурі повітря 273 К (крива 1) та 278 К (крива 2)

Таблиця 1 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4 млрд м<sup>3</sup> 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 м<sup>3</sup> природного газу на відстань 6475 км для кліматичних умов півночі Норвегії (температура морської води 5 °С) 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 м<sup>3</sup> природного газу на відстань 6000 км для кліматичних умов Південно-Східної Азії (температура морської води 35 °С) 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 %)

Як видно з таблиць 2 і 3, капітальні витрати LNG-технології в 2002 році знизились 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.

Висновки. 1. Технологія морського транспортування природного газу в газогідратній формі має ряд суттєвих переваг над LNG- і CNG-технологіями.

2. Для широкого впровадження NGH-технологія потребує доопрацювання і перевірки в умовах дослідно-промислових випробувань.

3. З метою покращення техніко-економічних показників NGH-технології, газогідратну масу слід транспортувати у вигляді льодогазогідратних блоків великого розміру.

4. ЛГБ доцільно формувати у вигляді шестикутних призм із суміші гранульованого і подрібненого газогідрату шляхом спресовування з наступним утворенням на його поверхні льодяної кірки.

#### Перелік посилань

1. Matteo Marongiu-Porcu The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport / Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides // Oil&Gas Technical Conference and Exhibition held, 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/onepetropreview?id=00068680>.
4. Pronin Ye.N. Seatransportation 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](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>.