

# ТРАНСПОРТ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК 622.691.4:661.91-403.3

## ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ІЗ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ

*Є.І. Крижанівський, О.Г. Дзьоба, А.П. Джус, Ю.В. Міронов*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,  
e-mail: andriy\_dzhus@i.ua*

*Розглядаються питання технологічної можливості та економічної доцільності розроблення і використання сучасних технологій транспортування природного газу із морських родовищ, а саме транспортної технології CNG, яка дозволить ввести в промислову експлуатацію середні і малі родовища природного газу континентального шельфу та глибоководної зони з метою реалізації перспективних планів України щодо збільшення видобутку газу в акваторії Чорного та Азовського морів.*

*На основі аналізу літературних джерел та стану розроблення окремих компонентів технології CNG як в Україні, так і за її межами уточнено концептуальні засади побудови вантажної системи суден CNG. Проведено порівняльний аналіз технології CNG та технології транспортування підводними газопроводами і деталізовано межі та умови їх раціонального застосування.*

**Ключові слова:** родовища природного газу, транспортна технологія CNG, вантажна система суден CNG.

*Рассматриваются вопросы технологической возможности и экономической целесообразности разработки и использования современных технологий транспортировки природного газа из морских месторождений, а именно транспортной технологии CNG, которая позволит ввести в промышленную эксплуатацию средние и малые месторождения природного газа континентального шельфа и глубоководной зоны с целью реализации перспективных планов Украины по увеличению добычи газа в акватории Чёрного и Азовского морей.*

*На основе анализа литературных источников и состояния разработки отдельных компонентов технологии CNG как в Украине, так и за её пределами уточнены концептуальные основы построения грузовой системы судов CNG. Проведен сравнительный анализ технологии CNG и технологии транспортировки подводными газопроводами и детализировано пределы и условия их рационального применения.*

**Ключевые слова:** месторождения природного газа, транспортная технология CNG, грузовая система судов CNG.

*The problems of technological potentiality and economic expedience of development and practical use of natural gas transportation state-of-the-art technology from offshore fields were reviewed, namely CNG transportation technology, enabling a commercial operation of small and medium size gas fields located on continental shelf and deep-water zone for Ukrainian long-term plan implementation to increase gas production in the water areas of the Black Sea and the Sea of Azov.*

*On the basis of information review and CNG technology development results, both in Ukraine and abroad, the conceptual framework of the cargo system of CNG vessels was specified. The comparative analysis of CNG technology and underwater pipeline gas transportation was carried out, the conditions and applicability limits were specified.*

**Keywords:** natural gas fields, CNG transportation technology, cargo system of CNG vessels

### Постановка проблеми

Виснаження родовищ традиційного природного газу на території України обумовлює актуальність досліджень, націлених на пошуки та освоєння нових потенційних джерел газозабезпечення в акваторії Чорного та Азовського морів. Вказана проблема має масштабний комплексний характер і вимагає для свого вирішення залучення широкого кола фахівців, зокрема

геологів, геофізиків, буровиків, технологів із видобування та транспортування вуглеводнів, економістів, аналітиків, спеціалістів із системного аналізу, екологів тощо. Важливим та технологічно складним є транспортний аспект цієї проблеми, оскільки шельфові родовища здебільшого малих розмірів, віддалені від берегової лінії на десятки, а то і сотні кілометрів, розміщені на дільницях акваторії різної глибини. Всі

ці чинники призводять до суттєвого зростання витрат на транспортування газу, а в окремих випадках видобування та транспортування природного газу із шельфових родовищ взагалі стає економічно недоцільним.

Таким чином, питання технологічної можливості і економічної доцільності розроблення та використання сучасних технологій транспортування природного газу із морських родовищ вимагає подальших поглиблених досліджень та є актуальним для вирішення питань енергетичної безпеки України.

### Аналіз досліджень і публікацій з проблеми

На сьогодні опубліковано доволі мало робіт, які б стосувалися техніко-економічних питань транспортування природного газу, видобутого із морських родовищ. Частково ці питання розглядалися у роботах Блінкова А.Н., Вайта С., Власова А.А., Вотінцева А.В., Дава Р., Данілова С.А., Данлопа Д., Зайцева В.В., Зеленовської Є.В., Крижанівського Є.І., Луковнікова А.А., Проніна Є.Є., Савицького М.М., Томаса С., Уніговського Л.М., Че Гі Рена, Шевцова А. І. та інших [1-10]. Тому існує чимало недостатньо досліджених питань, пов'язаних із можливостями застосування різних технологій транспортування природного газу офшорних родовищ, зокрема технології транспортування підводними трубопроводами та технології транспортування газу у стисненому стані за допомогою спеціальних суден (технологія CNG – від англ. Compressed Natural Gas). Потребують подальшого поглибленого дослідження питання оптимізації вибору транспортних схем, облаштування завантажувально-розвантажувальних терміналів, управління режимами транспортування газу, промислової підготовки вуглеводнів, економічного обґрунтування проектних рішень, раціонального просторово-часового розміщення видобувних та транспортних потужностей тощо.

### Цілі статті

Дослідження технічних та економічних умов транспортування природного газу із офшорних родовищ Чорного та Азовського морів на основі використання технології CNG, аналіз впливу технічних, технологічних, природних, екологічних та економічних чинників на доцільність застосування конкретних технологій морського транспортування вуглеводнів.

### Виклад основного матеріалу

Україна належить до держав світу, які мають паливно-енергетичні ресурси всіх видів (нафта, природний газ, вугілля, торф, уран та ін.). Проте ступінь забезпеченості ними, рівень їх розвіданості та існуючі обсяги видобування не дозволяють досягти необхідного рівня енергетичної незалежності.

Проектом оновленої Енергетичної стратегії України [11] передбачено реалізацію цілого ряду масштабних заходів, що мало б стати запорукою подолання існуючої енергетичної за-

лежності України від імпорту газу із Російської Федерації. До найважливіших з них слід віднести:

- збільшення власного видобутку газу та вугілля;
- імпорт скрапленого газу через LNG термінал, що має бути збудований поблизу Одеси;
- постачання газу із європейських спотових ринків;
- отримання доступу до газу із Каспійського регіону;
- зменшення енергоємності ВВП України.

В паливно-енергетичному балансі України природний газ посідає перше місце – близько 40%, проте власний видобуток забезпечує лише чверть обсягів внутрішнього споживання. Відповідно дефіцит власного видобутку компенсується імпортом природного газу із Російської Федерації, що обумовлює високий рівень енергетичної залежності України.

Розв'язання проблеми енергетичної залежності України полягає насамперед у стимулюванні розвитку газовидобувної галузі, масштабному розгортанні проектів із видобування нетрадиційного газу, розробленні та впровадженні інноваційних технологій у сферах геологорозвідки, видобування, транспортування газу, ефективному управлінні трансформаційними процесами у газовій галузі. Одним із основних пріоритетів подальшого розвитку газової галузі України має стати освоєння вуглеводневих ресурсів акваторії Чорного та Азовського морів.

Газ шельфової зони та континентального схилу, газ щільних порід, сланцевий газ і метан вугільних порід в існуючих літературних джерелах умовно об'єднані під поняттям “нетрадиційного газу”, оскільки розвідка всіх цих видів газу в Україні перебуває на початковому етапі. У зв'язку з відсутністю точних геологічних даних, наразі існує значна невизначеність в оцінках можливих обсягів і вартості видобутку нетрадиційного газу. Основним критерієм доцільності реалізації проектів із розвідки й видобування такого газу є їх економічна окупність. В основному, рентабельність видобутку залежатиме від вартості імпортного газу, тобто від можливої ціни заміщення імпортом, а також від порівняльних цін на альтернативні енергоресурси.

Основними особливостями глибоководних родовищ є висока вартість розвідки, значні капіталовкладення у видобуток та інфраструктуру й висока невизначеність відносно успішності проектів. Однак тенденція до збільшення частки енергоносіїв, що видобуваються під водою, є очевидною, оскільки на суходолі практично всі їх значні запаси вже розвідані. Що стосується української частини Чорного моря, то поклади вуглеводнів на глибинах понад 200 м є маловивченими, а найперспективніші нафтогазові структури, за попередніми прогнозними оцінками, знаходяться на глибинах 1,5–2 тис. м [12].

Нині в умовах зменшення запасів традиційних енергоносіїв, що видобуваються на суходолі, всі чорноморські країни досить активно



Рисунок 1 – Високоперспективні структури північно-західної частини шельфу Чорного моря

займаються освоєнням шельфу з метою видобутку газу і нафти. Безперечним лідером у цій сфері є Турецька Республіка, яка має другу за довжиною (після України) лінію узбережжя у Чорному морі. Спільним для чорноморських країн є те, що всі вони залучають до освоєння своїх частин шельфу потужні, здебільшого транснаціональні компанії, які мають великий досвід, сучасні технології і значні фінансові ресурси для розвідки, видобутку, транспортування і переробки енергоносіїв. Жодна з чорноморських країн, включаючи Росію, не має власних плавучих платформ для видобутку енергоносіїв на морських глибинах до 2000 м і на глибині залегання енергоресурсів до 9000 м.

На думку деяких експертів, український шельф Чорного моря площею 133,7 тис. км<sup>2</sup> може повністю забезпечити потреби нашої країни в газі і частково – у нафті. За даними державної служби геології та надр України потенційні запаси енергоресурсів (нафта і природний газ) на українському шельфі Чорного моря оцінюються у 2,3 млрд. т умовного палива (т. у. п.), що становить близько 40% усіх енергетичних запасів нашої країни. Ці запаси розподіляються так: Північно-Західний шельф – 604,1 млн. т. у. п.; глибоководна западина Чорного моря – 346,0 млн. т. у. п.; Прикерченський шельф – 257,0 млн. т. у. п.; акваторія Азовського моря – 324,8 млн. т. у. п. Решта менш масштабних запасів відкрита в інших частинах українського шельфу Чорного та Азовського морів. Значні запаси енергоресурсів відкриті на площі Килима (250–485 млрд. м<sup>3</sup> природного газу), Скіфській ділянці (35 млрд. м<sup>3</sup> газу та 25–60 млн. т нафти), структурі Нахімова (29 млрд. м<sup>3</sup> газу), структурі Корнілова (35 млрд. м<sup>3</sup> газу), структурі Ахіба (6,7 млн. т. у. п.) [12].

На сьогодні північно-західна частина шельфу Чорного моря є регіоном основної виробничої діяльності ДАТ «Чорноморнафтогазу» з видобутку природного газу та газового конденсату. Звідси починалося освоєння родовищ шельфу Чорного моря.

У 1974 році тут було відкрито перше у Чорному морі родовище вуглеводнів – Голіцинське газоконденсатне. Сьогодні в регіоні розробляються три родовища: Архангельське газове, Голіцинське і Штормове газоконденсатні. Перші два дооблаштовані у 2011 році. У стадії освоєння знаходяться Одеське і Безіменне газові родовища. А загалом в регіоні відкрито 8 газових та газоконденсатних родовищ і виявлено чимало високоперспективних структур (рис. 1).

Південна і західна частини шельфу Азовського моря перспективні на відкриття та освоєння родовищ природного газу. У цьому районі «Чорноморнафтогаз» розробляє три газові родовища: Стрілкове, Східно-Казантипське і Північно-Булганакське. Якщо перше було облаштоване ще у 1970 році, то решта – в 2002 і 2004 роках відповідно. В даний час ДАТ «Чорноморнафтогаз» планує проведення геологорозвідувальних робіт на таких перспективних структурах, як Північно-Керченська і Західно-Булганакська та на групі структур Бірючого блоку. Враховуючи малі глибини Азовського моря (максимальна глибина не перевищує 12 метрів), а також те, що взимку море замерзає, для облаштування родовищ були побудовані дві льодостійкі платформи, а на одному з родовищ видобуток ведеться без використання спеціальних гідротехнічних споруд, оскільки передбачено використання обладнання з підводним завершуванням гирла свердловини.

Прикерченська ділянка Чорного моря – найменш вивчений серед трьох пріоритетних для «Чорноморнафтогазу» регіонів. Його перспективність підтвердило відкриття у 2006 році нафтового родовища Суботіна, яке компанія планує освоїти у найближчі роки (рис. 2).

Також виявлено декілька високоперспективних структур, серед яких: Глибока, Південно-Керченська, Абіха, Палласа, Якірна, Морська, Личагіна, Союзна. Глибина моря на Прикерченській ділянці – у межах 30-500 метрів (рис. 3).



Рисунок 2 – Перспективні родовища Прикерченської ділянки Чорного моря



Рисунок 3 – Виявлені та перспективні структури Прикерченської ділянки Чорного моря

Що стосується глибоководної западини Чорного моря, то, як вже було сказано, поклади вуглеводнів на глибині понад 200 м є практично не вивченими. За оцінками експертів, запаси енергоносіїв на українській ділянці шельфу Чорного моря розвідані лише на 4-5%. Щоб провести повну розвідку хоча б третини вуглеводневих покладів у Чорному морі, потрібно 5-7 років та багатомільярдні інвестиції.

В той же час на сьогоднішній день Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз» довело добовий видобуток природного газу на шельфі Чорного і Азовського морів практично до 4 млн. м<sup>3</sup>. За підсумками двох перших місяців 2013 року було видобуто 227 млн. м<sup>3</sup> природного газу. Таких показників компанія ще ніколи не досягала. За радянських часів макси-

мальний видобуток газу зафіксували в 85-86-і роки (близько трьох мільйонів м<sup>3</sup> на добу), а в минулому десятилітті – в 2006-му році (близько трьох з половиною мільйонів м<sup>3</sup> на добу). Причому нинішнє зростання добового видобутку було забезпечене у найстисліші терміни. Так, порівняно з січнем 2012 року добовий видобуток природного газу на шельфі Чорного і Азовського Морів зріс на 42 відсотки (або 1,2 млн. м<sup>3</sup>). Отримані результати стали підсумком дооблаштування родовищ, що експлуатуються, капітального ремонту свердловин, а головне – введення в експлуатацію нового Одеського родовища природного газу.

У 2012 році на родовищі розпочато видобуток природного газу і постачання його в газотранспортну систему. Для цього з червня ми-

нулого року високотехнологічна СПБУ «Петро Годованець» вела експлуатаційне буріння на блок-кондукторі БК-1, до якого у другій половині 2012 року споруджено 83-кілометровий підводний газопровід – найдовший підводний газопровід в історії України, який з'єднав БК-1 Одеського газового родовища і МСП-4 Голіцинського газоконденсатного родовища. Після проведення пуско-налагоджувальних робіт природний газ, видобутий на Одеському родовищі, поступає по новій магістралі в діючий газопровід і далі – на берег в газотранспортну систему Криму.

На сьогодні видобуток на платформі БК-1 – першій з трьох, що планується ввести в експлуатацію на родовищі, – складає близько 1,5 млн. м<sup>3</sup> на добу. До підводного газопроводу підключені шість свердловини.

Якщо в 2012 році видобуток на Одеському родовищі тільки почався, то в 2013 році він планується вже на рівні понад 600 мільйонів, а в 2014 і 2015 роках – більше одного мільярда м<sup>3</sup> щорічно.

З цією метою продовжується облаштування Одеського родовища газу, яке в комплексі з Безіменним передбачає:

- встановлення чотирьох блок-кондукторів (БК-1 і БК-2 побудовані, БК-1 встановлений, будівництво БК-4 для Безіменного і БК-3 для Одеського знаходиться в стадії завершення), реконструкцію блок-кондуктора БК-1 в центральну технологічну платформу ЦТП-1 з встановленням житлового блоку;

- будівництво внутріпромислових підводних газопроводів між чотирма блок-кондукторами;

- буріння і підключення експлуатаційних свердловин.

Освоєння Одеського родовища в комплексі з Безіменним стане основою для здійснення програми з триразового збільшення видобутку на шельфі Чорного та Азовського морів. Так, у 2015 році «Чорноморнафтогаз» планує довести обсяги видобування природного газу шельфової зони до 3 млрд. м<sup>3</sup>.

Повертаючись до глибоководної западини Чорного моря, слід зауважити, що згідно з проектом енергетичної стратегії України до 2030 року за різними оцінками запаси можуть становити від 4 до 13 трлн. м<sup>3</sup> газу, причому значна частина нових родовищ прогнозується на глибинах Чорного моря близько 2000 м. Світовий досвід роботи в аналогічних умовах доводить, що собівартість видобутку орієнтовно складатиме від 600 до 1000 грн./тис. м<sup>3</sup> і за умови успішної розвідки та належного інвестування у створення видобувних потужностей видобуток може початися вже в 2022 р. Прогнозний обсяг на 2030 р. оцінюється у 7–9 млрд. м<sup>3</sup> на рік, а необхідні інвестиції у проведення всіх робіт для підготовки й початку промислового видобутку в зазначених обсягах можуть скласти 80–90 млрд. грн.

Однією із проблем при реалізації проектів на глибоководних ділянках буде забезпечення транспортування видобутої продукції до існуючих газотранспортних систем або промислів.

Це зумовлено, як вже було сказано, значними глибинами Чорного моря. У цьому зв'язку особливої уваги потребує питання проектування глибоководної ділянки морського трубопроводу. З одного боку, помилки при проектуванні глибоководного трубопроводу можуть призвести до значних економічних втрат, пов'язаних з високою вартістю підводних ремонтів і тривалим простоем газопроводу. З іншого боку, навіть застосування найжорсткіших міжнародних норм, правил і стандартів не може гарантувати правильності прийняття тих чи інших технічних рішень на стадії проектних робіт та безпосереднього будівництва. Будь-які норми проектування в тій чи іншій мірі відображають вже накопичений досвід будівництва та експлуатації інженерних споруд, а тому чисто механічна екстраполяція відомих методів проектування на принципово нові й унікальні об'єкти неможлива без спеціального науково-технічного обґрунтування. Серед основних проблемних питань слід вказати, насамперед, на необхідність забезпечення значної товщини стінки глибоководних трубопроводів. Крім того, специфікою їх будівництва є укладання безпосередньо на морське дно, яке може мати складний рельєф, що може призвести до утворення неприпустимо великих вільних прольотів, виникнення надмірних навантажень у матеріалі труби і, як наслідок, порушення її цілісності. Ще однією недостатньо дослідженою проблемою підводних трубопроводів є питання внутрішньої та зовнішньої корозії в умовах експлуатації у агресивних середовищах.

Сьогодні реальною альтернативою підводним трубопроводам може бути технологія морського транспортування газу суднами у стисненому стані (технологія CNG). В даному випадку стиснений газ – це природний газ, що під час перевезення і зберігання перебуває в ємностях під високим тиском (близько 20–25 МПа). Загалом традиційний цикл виробництва CNG включає завод компримування (стискання) газу, транспортні засоби для транспортування CNG, декомпресійний термінал зі сховищами газу.

На сьогодні сама технологія CNG, як і спеціальні судна для перевезення газу у стисненому стані, перебувають на стадії розробки. Це пояснюється тим, що до недавнього часу не було відпрацьованих надійних технологій для зберігання і транспортування природного газу під високим тиском. Крім того, були доступними для освоєння великі родовища природного газу на суші і на морі. Поставки з цих родовищ трубопроводами та в зрідженому вигляді на суднах LNG повністю задовольняли попит на природний газ на основних світових ринках-імпортерах, що забезпечувало відносно низький рівень цін на енергоносії, за якого використання нових технологій і введення в комерційний оборот середніх і малих офшорних родовищ було економічно не вигідним.

На цей час у різних галузях промисловості з'явилися і широко використовуються надійні технології для зберігання і транспортування

природного газу під високим тиском. До їх числа відносяться, в першу чергу, труби для підводних газопроводів, розраховані на внутрішній тиск до 25 МПа і компресори високого тиску, а також офшорні термінали для завантаження газу на судна безпосередньо з морського родовища і приймання газу з суден в морі на значній відстані від узбережжя [13].

Істотно змінилася і світова кон'юнктура. В умовах виснаження ресурсів родовищ в традиційних районах видобутку природного газу і постійно зростаючого попиту на енергоносії на основних ринках-імпортерах світ перейшов у фазу стабільно високих цін на енергоносії. У цих умовах використання нових технологій транспорту газу, зокрема технології CNG, стало економічно вигідним.

На думку норвезьких енергетиків, в короткостроковій перспективі найбільш доцільним буде застосування даної технології на нафтових родовищах, де видобувається незначна кількість попутного газу, який можна буде зберігати і накопичувати за рахунок стиснення. Судна для перевезення стисненого газу будуть потрібні для газових проєктів, які в даний час вважаються нерентабельними через географічне розташування родовищ або їх малу продуктивність.

Що стосується безпосередньо України та її планів щодо збільшення видобутку газу в акваторії Чорного моря, то транспортна технологія CNG дозволить ввести в комерційний оборот середні і малі родовища природного газу на континентальному шельфі. Також транспортування газу у стисненому вигляді може стати ефективним шляхом вирішення згаданої вище проблеми транспортування газу з родовищ, розташованих у глибоководних зонах, а також попутного газу нафтових родовищ, транспортування якого вважалось раніше нерентабельним. Щодо проєктів, які вже реалізуються на сьогодні, наприклад, на Одеському родовищі, то протягом певного періоду часу вже пробурені свердловини знаходилися в законсервованому стані через очікування під'єднання їх до спорудженої газотранспортної системи. Навіть за наближеними підрахунками із цих свердловин недоотримано за цей час 20 млн. м<sup>3</sup> газу.

Для згаданих вище потреб флот CNG-танкерів повинен складатися із суден різного розміру та спеціальних барж, відповідати вимогам максимальної мобільності, надійності та економічності.

Перевезення газу в стисненому вигляді має низку переваг порівняно із транспортуванням морськими трубопроводами: витрати на транспортування не залежать від глибини проходження траси, також перевезення суднами CNG може застосовуватись у зонах підвищеної небезпеки руху [14].

Вантажна система – це найважливіший елемент сучасних проєктів суден CNG, основу якого складають ємності для стисненого газу. В даний час у ряді країн світу тривають дослідження щодо визначення оптимальної форми

ємностей, схем розміщення їх елементів на судні і матеріалів для виготовлення.

Сьогодні окремі розробники вантажних модулів суден CNG пропонують використовувати циліндричні балони зі стандартних труб для підводних газопроводів. При цьому балони можуть розміщуватися на судах як вертикально, так і горизонтально. Продовжуються експерименти щодо вибору матеріалів таких балонів, зокрема розглядаються варіанти використання сталевих балонів, балонів зі сталей із зовнішньою склопластиковою обмоткою, вуглепластикових балонів зі склопластиковою обмоткою. Пропонуються і інші оригінальні концепції виготовлення балонів із тонких сталевих трубок малого діаметра, намотаних на котушки великого діаметра, що встановлюються на судно вертикально. Мета таких пошуків – отримати оптимальне співвідношення місткості вантажної системи, її маси та вартості.

Загалом параметри вантажної системи будуть значною мірою визначатися специфікою проєкту морського транспортування газу, для якого передбачається використовувати судно CNG. Склад і параметри елементів вантажної системи будуть залежати, в першу чергу, від того, звідки буде завантажуватися на судно CNG природний газ і куди він буде розвантажуватися згодом.

Для судна CNG, призначеного для приймання газу з офшорних родовищ, необхідно передбачити систему комплексної підготовка газу в складі, аналогічній системі підготовки газу до завантаження в газопровід на берегових родовищах. На судні також повинна бути розміщена система компримування газу для забезпечення закачування газу в ємності на борту.

Можливий також варіант використання для транспортування газу, безпосередньо видобутого з морського родовища, спеціальної баржі, яка пришвартовується до зануреного прийомного буя типу STL (Submerged Turret Loading) або до видобувної платформи на шельфі. Технологічне промислове обладнання для очищення, осушення та стиснення видобутого газу може знаходитися на платформі або окремому технологічному судні. Технологічний ланцюг “свердловина – технологічне промислове обладнання – транспортна баржа” з'єднується спеціальними гнучкими трубопроводами. Заповнену баржу буксиром транспортують за відповідним маршрутом, а місце для завантаження займає інша (рис. 4). За такого способу експлуатації морського газового родовища зникає потреба в спорудженні промислового трубопроводу від свердловини до берегового терміналу [14].

Проєктування вантажних систем суден CNG, які обслуговуватимуть офшорні родовища, здійснюється з урахуванням необхідності забезпечити виконання таких завдань [12]:

– прийом стисненого газу в морі безпосередньо зі свердловини на судно CNG з використанням підводного завантажувального комплексу типу STL і повне заповнення сховищ судна за час не більше доби;

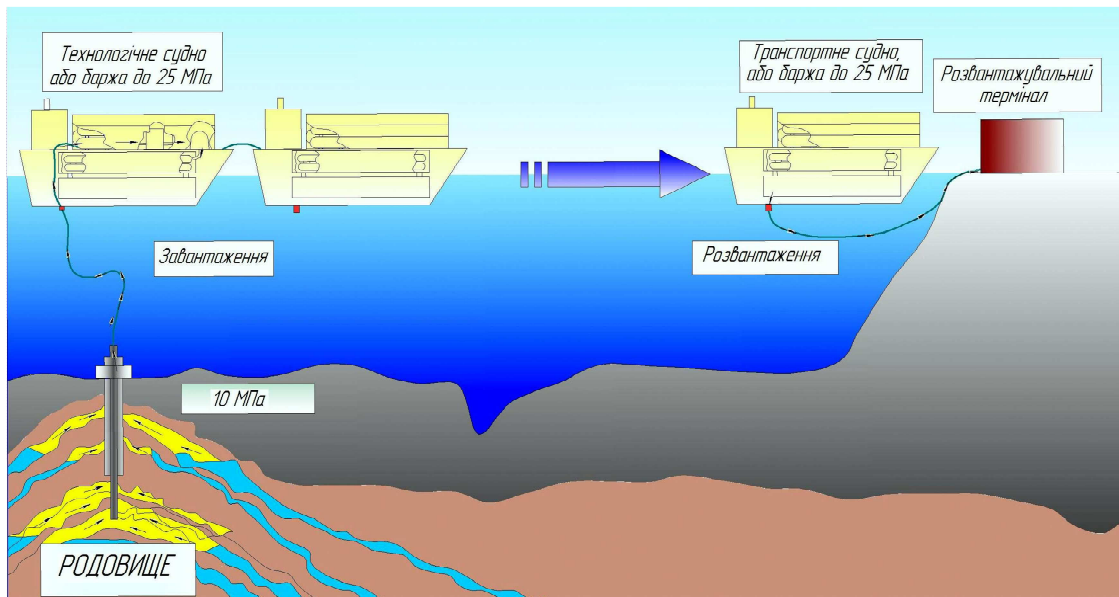


Рисунок 4 – Технологічний ланцюг технології CNG

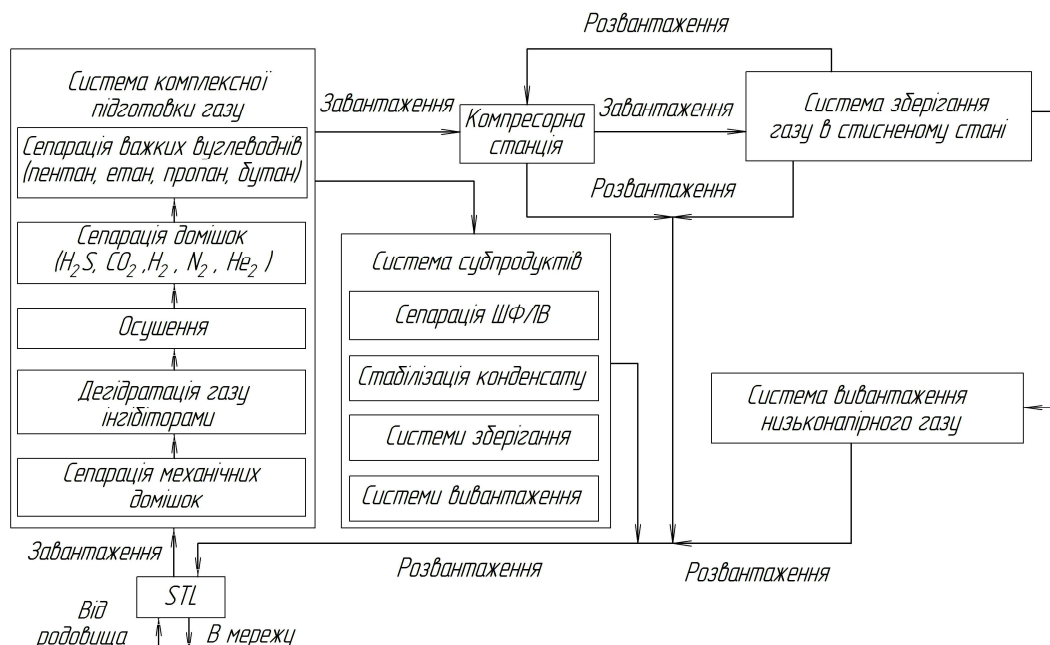


Рисунок 5 – Схема вантажної системи судна CNG

- комплексна підготовка природного газу;
  - дотискання газу, що надходить із свердловин, до тиску 20,0–25,0 МПа;
  - зберігання газу в сховищах під тиском до 25,0 МПа протягом переходу судна до місця призначення;
  - подача газу для розвантаження на місці призначення з використанням підводного розвантажувального комплексу типу STL і повне спорожнення сховищ судна за час не більше доби.
- Таким чином до складу вантажної системи судна CNG повинні входити (рис. 5):
- система прийому газу від офшорного термінального комплексу типу STL;
  - система комплексної підготовки газу, до функцій якої входять сепарація механічних до-

- мішок, дегідратизація газу інгібіторами, осушка, сепарація домішок ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $N_2$ ,  $He_2$ ), сепарація важких вуглеводнів (пентан, етан, пропан, бутан);
- система субпродуктів, до функцій якої входять сепарація широкої фракції легких вуглеводнів, відділення і стабілізація конденсату, зберігання субпродуктів, вивантаження субпродуктів;
- система компримування газу, призначена для дотискання газу, що надходить на судно з родовища природного газу до тиску транспортування та розвантаження низьконапірного газу на приймальний розвантажувальний термінал;
- система зберігання газу в стисненому стані.

Однією із серйозних проблем, пов'язаних із функціонуванням вантажної системи, є проблема оптимізації режиму завантаження. Початковий етап завантаження супроводжується різким розширенням і зміною температури, що може стати причиною аварій устаткування. Ця проблема стала предметом досліджень провідних фірм-розробників. Зокрема фірмою EnerSea запатентована спеціальна технологія VOTRANS, що ґрунтується на використанні принципу гідравлічного затвора.

Іншими суттєвими проблемами проектування і експлуатації суден CNG є забезпечення ефективної ініціалізації вантажної системи (видалення з неї повітря перед завантаженням газу) і термостатування газу під час транспортування. Актуальними є і питання оптимізації методів утилізації субпродуктів газопідготовки (конденсату, пропан-бутанової фракції, води тощо), оскільки досі ця проблема також не має універсального вирішення. На деяких родовищах, можливо, танкер-газовоз CNG на родовищі буде працювати в парі з танкером-продуктовозом.

Підсумовуючи вище викладене, слід вказати на актуальність наукових досліджень в області розроблення технічних рішень для успішної реалізації технології транспортування газу в стисненому стані при розробці середніх і малих родовищ природного газу на континентальному шельфі Чорного і Азовського морів, а також родовищ на глибоководному шельфі Чорного моря.

Звернемо увагу також і на екологічний аспект проблем транспортування природного газу з морських родовищ. Шельфова зона Чорного та Азовського морів, окрім того, що є місцем концентрації запасів природних енергетичних ресурсів, ще і виконує рекреаційні функції за рахунок багатих рекреаційних ресурсів. Ці два види господарської діяльності з екологічної точки зору протирічають одне одному, але застосування новітніх технологій видобування та транспортування вуглеводнів, дає змогу мінімізувати екологічні ризики.

І нарешті, економічний аспект проблеми транспортування газу із шельфових родовищ. Проведені дослідження дозволили з'ясувати, що технологія CNG має всі підстави для успішного конкурування із технологією транспортування підводними газопроводами, а в ряді випадків характеризується і додатковими перевагами (табл. 1).

### **Висновки**

Реалізацію перспективних планів України щодо збільшення видобутку газу в акваторії Чорного та Азовського морів можна прискорити за рахунок розроблення та впровадження транспортної технології CNG, яка дозволить ввести в промислову експлуатацію середні і малі родовища природного газу на континентальному шельфі. Ця ж технологія може стати ефективним вирішенням проблеми транспортування газу з родовищ, розташованих у глибоко-

водних зонах, а також попутного газу нафтових родовищ, транспортування якого вважалося раніше нерентабельним.

На основі аналізу літературних джерел та стану розроблення окремих компонентів технології CNG як в Україні, так і за її межами встановлено, що при експлуатації морських родовищ невід'ємним етапом технологічного процесу є підготовка продукції свердловин, а її реалізація доцільна з використанням окремих суден або барж.

В процесі дослідження економічних аспектів проблеми транспортування природного газу шельфових родовищ проведено порівняльний аналіз технології CNG та технології транспортування підводними газопроводами, на основі якого деталізовано межі та умови раціонального застосування технології CNG.

### **Література**

1 Блинков А. Н. Морская транспортировка сжатого газа. Новые возможности для освоения месторождений природного газа на шельфе / А. Н. Блинков, А. А. Власов // Морская биржа. – 2006. – № 2 (16). – С. 65-69.

2 Блинков А. Н. В России можно строить газовозы / А.Н. Блинков, А.А. Власов, А.В. Лисиц // Терминал. – 2006. – № 3 (57). – С. 29-31.

3 Вотинцев А.В. Транспортировка сжатого природного газа / А. В. Вотинцев // Газовая промышленность. – 2007. – № 2. – С. 32 - 36.

4 Пронин Е. Н. Морская транспортировка компримированного газа / Е.Н. Пронин, С. Е. Поденок // Информационный бюллетень. Национальная газомоторная ассоциация. – 2004. – № 1 (15). [Электронный ресурс]; Режим доступа: [http://www.ngvrus.ru/st15\\_4.shtml](http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml).

5 Че Ги Рен. Обзор существующих методов транспортировки природного газа на дальние расстояния и оценка их применимости / Че Ги Рен, Е. В. Зеленевская // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 3. – С. 3-9.

6 Dawe R. A. Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use / R. A. Dawe, S. Thomas // Energy Journal. – 2003. – V. 28, N 14. – P. 1461-1477//

7 Деклар. пат., Україна, МПК F17C 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу рухомим трубопроводом / Б. Є. Патон, Є. І. Крижанівський, М. М. Савицький, Е. А. Швидкий, В. В. Зайцев, О. М. Мандрик ; заявитель и патентовласник Ів.-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – № u 2011 14580; заявл. 08.12.2011 ; опуб. 11.01.2012, № 521/ЗУ/12. – 3 с.

8 Деклар. пат., Україна, МПК B63B 25/00. Баржа-пліт для транспортування стиснутого природного газу / Б. Є. Патон, Є. І. Крижанівський, М. М. Савицький, О. І. П'ятничко, В. В. Зайцев, О. М. Мандрик ; заявитель и патентовласник Ів.-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – № u 2011 13979 ; заявл. 28.11.2011 ; опуб. 11.01.2012, № 522/ЗУ/12. – 3 с.



Таблиця 1 – Порівняльна характеристика технологій транспортування природного газу морських родовищ

Ознака	Підводний газопровід	Технологія CNG
1. Можливість зміни маршруту транспортування газу <i>Потреба у зміні маршрутів транспортування газу виникає найчастіше в разі:</i> - припинення газопостачання із виснажених родовищ; - залучення в експлуатацію нових родовищ; - зміни пунктів постачання газу	Неможливо реалізувати	Легко реалізується
2. Можливість зміни продуктивності транспортної системи	Обмежена	Необмежена
3. Швидкість створення нового газотранспортного маршруту	Потребується значний час для проектування та будівництва нового газопроводу	Висока швидкість за наявності парку суден CNG
4. Вплив морських глибин на витрати на транспортування газу	Значний (витрати суттєво зростають із збільшенням глибини прокладення підводного газопроводу)	Практично відсутній
5. Вплив рельєфу морського дна на витрати на транспортування газу	Значний (витрати зростають із зростанням рівня пересіченості поверхні морського дна)	Відсутній
6. Зміна питомих транспортних витрат (витрати на транспортування одиниці об'єму газу на одиницю відстані) при збільшенні відстані транспортування	Зростають із зростанням відстані транспортування	Знижуються із збільшенням відстані транспортування
7. Забезпечення ремонтного обслуговування елементів транспортної системи	Ускладнене та потребує значних витрат	Легко реалізується
8. Можливість спорудження та експлуатації в умовах акваторії з жорсткими навігаційними умовами, в тому числі в замерзаючих акваторіях	Не залежить від навігаційних умов	Як мінімум затруднена або неможлива

9 Крижанівський С. І. CNG технології як один із способів альтернативного постачання газу до України / С. І. Крижанівський, О. Г. Дзьоба // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012 р.– Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – С. 3-5.

10 Шевцов А. І. Диверсифікація постачання газу в Україну. Бажання та реалії: Аналітична записка / А. І. Шевцов, М. Г. Земляний, В. В. Вербинський, Т. В. Рязова // Національний інститут стратегічних досліджень. Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.db.niss.gov.ua>.

11 Проект оновленої «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art\\_id=222035](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=222035).

12 Волович О.О. Енергоресурси чорноморського шельфу: проблеми і перспективи осво-

ення". [Електронний ресурс]: Режим доступу: <http://od.niss.gov.ua/articles/511/>.

13 CNG Offshore [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://cng.intari.com/>

14 Крыжанивский Е.И. Эффективная транспортировка газа – важный фактор энергетической безопасности «Зеркало недели. Украина» №13, 6 апреля 2012 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://gazeta.zn.ua/ECONOMICS/effektivnaya\\_transportirovka\\_gaza\\_v\\_azhnyy\\_faktor\\_energeticheskoy\\_bezopasnosti.html](http://gazeta.zn.ua/ECONOMICS/effektivnaya_transportirovka_gaza_v_azhnyy_faktor_energeticheskoy_bezopasnosti.html)

Стаття надійшла до редакційної колегії  
16.09.13

Рекомендована до друку  
професором **Грудзом В.Я.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**  
(ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)