

ОПТИМІЗАЦІЯ РІШЕНЬ В ПРОЦЕСІ ПРОЕКТУВАННЯ БЕРЕГОВИХ ТЕРМІНАЛІВ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ ЗА ТЕХНОЛОГІЄЮ CNG

О.Г. Дзьоба, А.П. Джус

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,
e-mail: public@nimg.edu.ua*

Розглядаються питання проектування берегових терміналів для транспортування газу у стиснутому стані через морські акваторії за допомогою спеціальних суден-газовозів. Визначено основні чинники, які обумовлюють техніко-технологічні параметри берегових терміналів та впливають як на підбір та комплектування компресорного обладнання, так і вибір режимних параметрів в процесі виконання операцій із завантаження/розвантаження. Обґрунтовано раціональну послідовність та стадійність виконання завантажувально-розвантажувальних операцій залежно від тисків у наземних газопровідних мережах, параметрів суден-газовозів, продуктивності берегового компресорного обладнання, часових обмежень.

Запропоновано можливі варіанти комплектування берегових терміналів основним технологічним обладнанням в широкому діапазоні продуктивності газотранспортного маршруту з урахуванням вимог надійності та економічності.

Проаналізовано структуру капіталовкладень та експлуатаційних витрат у спорудження та експлуатацію газотранспортної інфраструктури на основі технології CNG і визначено особливості її зміни залежно від довжини маршруту.

Ключові слова: транспортування газу, технологія CNG, берегові термінали, завантажувально-розвантажувальні операції, проектні рішення

Рассматриваются вопросы проектирования береговых терминалов для транспортировки газа в сжатом состоянии через морские акватории при помощи специальных судов-газовозов. Определены основные факторы, обуславливающие технико-технологические параметры береговых терминалов и влияющие как на подбор и комплектацию компрессорного оборудования, так и выбор режимных параметров в процессе выполнения операций по загрузке/разгрузке. Обоснована рациональная последовательность и стадийность выполнения погрузочно-разгрузочных операций в зависимости от давлений в наземных газопроводных сетях, параметров судов-газовозов, производительности берегового компрессорного оборудования, временных ограничений.

Предложены возможные варианты комплектации береговых терминалов основным технологическим оборудованием в широком диапазоне производительности газотранспортного маршрута с учетом требований надёжности и экономичности.

Выполнен анализ структуры капиталовложений и эксплуатационных расходов в сооружение и эксплуатацию газотранспортной инфраструктуры на основе технологии CNG и определены особенности её изменения в зависимости от длины маршрута.

Ключевые слова: транспортирование газа, технология CNG, береговые терминалы, погрузочно-разгрузочные операции, проектные решения

Considerations of onshore terminals for transporting of compressed gas through marine areas using special gas carriers are considered. The main factors which determine the economic and technological parameters of onshore terminals and affect both the selection and arrangement of compressor equipment, and the selection of operational parameters during operations such as loading and unloading are defined. Rational sequence and stages of loading and unloading operations depending on the pressure in the pipeline terrestrial networks, parameters of gas carriers, productivity of onshore compressor equipment, time constraints are proved.

Possible options of layout onshore terminals by basic technological equipment in a wide performance range of gas transportation route with requirements of reliability and efficiency were proposed.

The structure of the investment and operating costs in the construction and operation of gas transmission infrastructure based on CNG technologies were analyzed and features of its replacement depending on the length of the route was determined.

Keywords: gas transportation, CNG technology, onshore terminals, loading and unloading operations, project solutions.

Постановка проблеми

Практична реалізація технології транспортування природного газу у стиснутому стані за допомогою спеціальних суден (технологія CNG – від англ. Compressed Natural Gas) вимагає вирішення низки технологічних питань, пов'язаних із завантаженням та розвантаженням ємностей для перевезення газу на борту суден-газовозів. Це обумовлює необхідність пошуку

раціональних конструкторських та проектних рішень стосовно цілого ряду спеціальних об'єктів (компресорних станцій, причальних споруд, з'єднувальних газопроводів із відповідною запірною арматурою тощо), які забезпечуватимуть процеси завантаження та розвантаження суден.

Досі основні акценти у дослідженнях з проблематики CNG стосувалися розробки самих суден-газовозів та обладнання для переве-

знення газу. Питання ж розробки елементів берегової інфраструктури сьогодні опрацьовані значно меншою мірою, що обумовлює актуальність розгортання подальших досліджень саме у цьому напрямку.

Аналіз досліджень і публікацій з проблеми

Особливістю сучасного етапу в розвитку технології CNG є перехід від стадії концептуального аналізу до детального опрацювання як техніко-технологічних, так і організаційно-економічних аспектів її практичної реалізації. Вперше ця технологія була випробувана в США ще в 1960-і роки, однак через велику вагу балонів високого тиску для перевезення газу, значну металомісткість та високі капітальні і експлуатаційні витрати спроба перевезення газу у стиснутому стані була визнана невдалою. Подальший розвиток технології CNG, особливо на початку 2000-х років, а також стрімке зростання цін на природний газ на світових газових ринках обумовили зростання інтересу як науковців-теоретиків, так і спеціалістів-практиків до більш детального вивчення окремих аспектів цієї технології, особливо з погляду диверсифікації постачання газу на окремі національні ринки, а також можливості її застосування для залучення до розробки середніх та невеликих офшорних родовищ газу. Серед робіт, присвячених дослідженню різноманітних аспектів розробки та практичного застосування технології CNG, ми б виділили праці таких вітчизняних та зарубіжних авторів, як Блінкова А.Н., Вайта С., Власова А.А., Вотінцева А.В., 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 та інших [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10]. Однак невирішеними на сьогодні залишаються питання раціоналізації вибору базових техніко-технологічних параметрів завантажувально-розвантажувальних терміналів, а також розробки теоретико-методологічних підходів їх проектування з урахуванням комплексу економічних критеріїв.

Цілі статті

Аналіз впливу технічних, технологічних та економічних чинників на вибір параметрів берегових терміналів для виконання операцій із завантажування та розвантажування природного газу при його транспортуванні суднами CNG.

Виклад основного матеріалу

Технологічний ланцюжок системи транспортування природного газу у стиснутому (компримованому) стані включає такі базові елементи, як термінали для завантажування газу на судна CNG, самі судна-газовози та термінали для розвантажування газу та подальшого його закачування в газотранспортну систему чи сховище газу. Окрім цих основних елементів

газотранспортна інфраструктура може включати сполучні газопроводи для з'єднання берегових терміналів з наземними газопровідними системами, запірну та регулювальну арматуру, засоби контролю і автоматики тощо.

Техніко-технологічні характеристики завантажувальних/розвантажувальних терміналів (компресорних станцій) визначаються:

- обсягами газу, що транспортується;
- тиском газу джерела постачання та його пропускну здатністю;
- параметрами системи, яка приймає транспортований газ (тиски, продуктивність).

Процес завантаження суден із спеціальним обладнанням для перевезення газу пов'язаний із енергетичними витратами, які будуть тим вищими, чим більшою буде різниця тисків між зовнішнім джерелом постачання газу та кінцевим тиском у ємностях на борту судна. При цьому можна виділити два етапи: 1) завантаження за рахунок енергії тиску газу джерела постачання (наприклад тиску газу у підвідному газопроводі); 2) завантаження з використанням обладнання для компримування газу (компресорної станції берегового терміналу). Можливість реалізації першого етапу, який по-суті не потребує додаткових енерговитрат, обумовлена тим, що на перших стадіях тиск газу у підвідному газопроводі перевищуватиме тиск газу у ємностях на судні. В подальшому відбувається поступове вирівнювання тисків, і для продовження процесу закачування газу на борт судна необхідно переходити до другого етапу, який передбачає використання компресорної станції.

Схожі етапи можна виділити і при здійсненні процесу розвантаження, а саме: 1) розвантаження за рахунок енергії тиску газу в ємностях на борту судна; 2) розвантаження з використанням обладнання для компримування газу.

Перший етап як процесу завантаження, так і розвантаження характеризується падінням тиску газу при переміщенні його від одного об'єкта до іншого, а, отже, і зниженням температури газу. Різниця тисків між об'єктами з часом зменшується до моменту їх вирівнювання. Другий етап обох процесів реалізується з використанням обладнання для компримування газу. Характерною особливістю цього етапу є поступове збільшення різниці тисків між з'єднуваними об'єктами та зростання температури компримованого газу.

Таким чином, необхідно відмітити наявність двох ключових питань, що потребують вирішення:

- 1) встановлення режимних параметрів, характерних для обох етапів процесів завантаження і розвантаження суден-газовозів;
- 2) раціональний підбір та компоновання компресорного обладнання.

При вирішенні питань підбору обладнання для забезпечення процесів завантаження/розвантаження, необхідно враховувати як технічні, так і економічні чинники. В кожному окремому випадку обладнання для компримування газу повинно забезпечити надійність та

ефективність цього процесу в заданому діапазоні тисків та продуктивності. Як вже зазначалося, різниця тисків між об'єктами як в процесі завантаження, так і розвантаження з часом змінюється. При застосуванні ступінчастого стиснення відбувається поетапне введення в дію окремих ступенів. При цьому кількість працюючих компресорів збільшуватиметься зі збільшенням різниці тисків між об'єктами. Збільшення загальної кількості ступенів стиснення сприятиме максимальному використанню потужності працюючих компресорів. Однак надмірне їх збільшення є недоцільним з огляду на надійність та економічність роботи компресорних станцій загалом.

Ефективність роботи компресорних станцій суттєво залежатиме від техніко-економічних характеристик самого обладнання для компримування газу, а також відповідності продуктивності обладнання фактичним обсягам компримування газу. Зрозуміло, що створення надлишкових потужностей призводитиме до зростання капіталомісткості процесів завантаження/розвантаження та збільшення експлуатаційних видатків.

Враховуючи параметри більшості наземних трубопровідних газотранспортних систем та беручи до уваги існуючі проектні рішення щодо характеристик ємностей для перевезення газу, в подальшому при виборі компресорного обладнання вважатимемо, що тиск газу в джерелі його постачання (підвідному газопроводі) складає 7 МПа, а максимальний тиск газу в ємностях на борту судна – відповідно 20 МПа. Дослідження можливих проектних рішень будемо здійснювати в діапазоні продуктивності газотранспортного ланцюга від 2 до 8,7 млрд.м³ на рік, що відповідає 5,5 – 24 млн. м³ за добу.

Для правильного вибору обладнання слід враховувати, що при завантаженні суден CNG безпосереднє використання компресорів здійснюється в діапазоні зміни тисків від 7 МПа до 20 МПа. При цьому завантажуються не більше 70% загальної кількості газу. При розвантаженні судна з максимальним тиском газу 20 МПа більша його кількість переміщуватиметься в систему, що приймає газ, під власним тиском. За таких умов об'єм газу, розвантаженого за допомогою компресорів, складатиме не більше 40% від загального його об'єму на борту судна. Саме з урахуванням вказаних особливостей необхідно здійснювати підбір обладнання для забезпечення необхідних обсягів транспортування газу.

Ще одним чинником, що впливає на вибір обладнання для реалізації процесів завантаження/розвантаження, є самі судна CNG, їх водотоннажність та об'єм газу, який вони перевозять за один рейс. Відомо, що чим вища водотоннажність суден та більший об'єм перевезення газу на борту, тим кращими є економічні показники. Однак потрібно враховувати, що процеси завантаження/розвантаження є тривалими, а для прискорення виконання цих операцій необхідно застосовувати обладнання значної потужності та продуктивності, що призво-

дить до зростання капітальних витрат на спорудження берегових терміналів та поточних витрат на їх експлуатацію.

Так, за великої водотоннажності суден і невеликого річного вантажообігу можливим є використання лише одного судна. При цьому час, який відводиться на завантаження і розвантаження, визначатиметься відстанню, на яку транспортується газ, та швидкістю руху судна. Збільшення відстані призводитиме до необхідності скорочення тривалості процесів завантаження і розвантаження, а, отже, до збільшення необхідної продуктивності компресорних станцій. За таких умов робота компресорних станцій буде циклічною, а її потужності будуть використовуватися не повністю, що погіршуватиме економічні показники газотранспортного маршруту. Однак надлишкові потужності берегових терміналів дозволятимуть дуже просто збільшити за необхідності річний вантажообіг шляхом залучення додаткових суден. Для прикладу, за повної тривалості рейсу 4 доби (з яких 2 доби припадає на рух судна за маршрутом в обидва боки, а по одній добі відводиться на завантаження і розвантаження) річний вантажообіг маршруту можна збільшити у чотири рази, залучивши до перевезень 4 судна. Обмежувачими чинниками в цьому разі будуть не берегові компресорні станції, а можливості джерел постачання газу (як ресурсні, так і технічні) та потреби і можливості мережі споживання.

За використання значної кількості суден малої водотоннажності або каванів барж процес завантаження/розвантаження стає умовно постійним і більш повно та ефективно використовуються потужності берегових компресорних станцій, однак при цьому відсутня можливість нарощування обсягів транспортування газу.

За будь-якого варіанту спорудження берегових завантажувальних/розвантажувальних терміналів ключовими критеріями для прийняття остаточних рішень слугують такі показники: загальні капіталовкладення в створення газотранспортного маршруту, які включають капітальні витрати на будівництво суден-газовозів, берегових терміналів та інших елементів газотранспортної інфраструктури; повна маршрутна собівартість транспортування газу; тарифи на транспортування газу; показники ефективності інвестицій [11].

З метою характеризування методичних підходів щодо проектування берегових компресорних станцій та подальшого їх аналізу розглянемо можливий спектр рішень в межах діапазону річного вантажообігу від 2 до 8,7 млрд.м³. Доцільність розгляду саме такого діапазону обсягів транспортування газу на основі технології CNG обумовлена структурою газового балансу України, обсягами власного видобутку та імпорту газу, вимогами щодо диверсифікації імпорту та урахуванням потенційної можливості заміщення частини трубопровідного імпорту поставками газу в скрапленому стані на основі технології LNG.

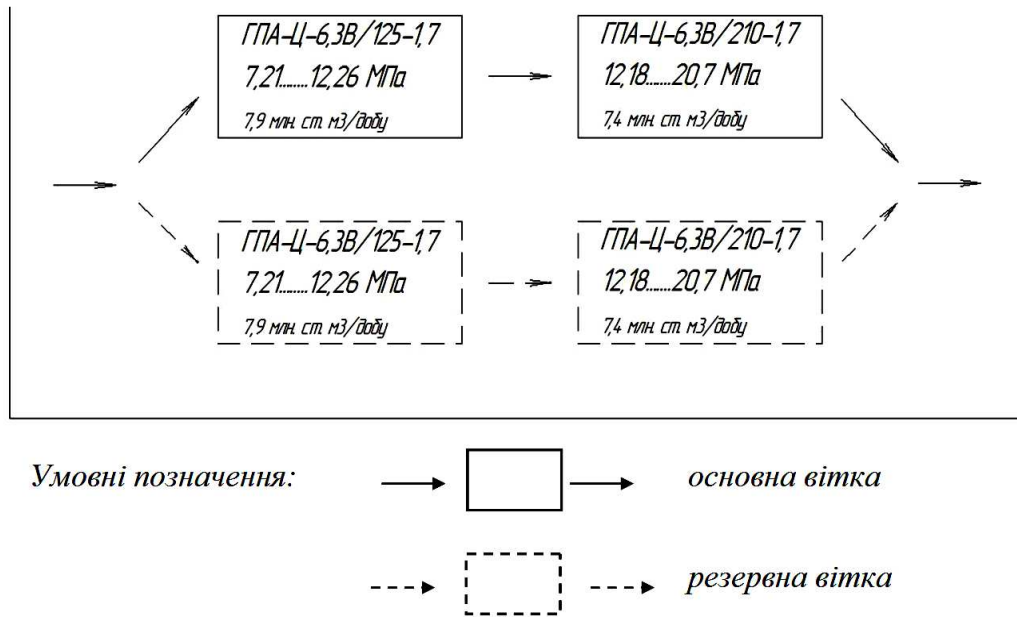


Рисунок 1 – Компонувальна схема компресорної станції для реалізації процесу завантаження газу річною продуктивністю 2 млрд.м³ (варіант компоновки Т1-3)

Для вибору можливих типів газоперекачувальних агрегатів (ГПА) використаємо модельний ряд обладнання, яке широко використовується в багатьох країнах світу і випускається вітчизняним виробником – Сумським НВО ім. Фрунзе. Розглянемо варіант можливої компоновки обладнання берегових терміналів для компримування газу при транспортуванні 2 млрд. м³ на рік (близько 5,5 млн. м³ газу на добу) за умови використання суден малої водотоннажності чи караванів барж, які складаються із двох барж з газобалонним обладнанням та буксира.

Завантаження газу з магістрального газопроводу із максимальним тиском 7 МПа потрібно здійснювати в дві ступені з використанням відцентрових компресорів потужністю 6,3 МВт кожен. Для забезпечення спільної роботи при послідовному сполученні перша ступінь комплектується агрегатом ГПА-Ц-6,3В/125-1,7 продуктивністю 7,9 млн. м³ газу на добу, а друга – агрегатом ГПА-Ц-6,3В/210-1,7 продуктивністю 7,4 млн. м³ газу на добу. Компресорна станція повинна включати робочу та резервну вітки. Таким чином, до її складу входитиме чотири агрегати потужністю 6,3 МВт кожен (рис. 1).

При розвантаженні газу із суден чи караванів барж у газотранспортну систему, яка характеризується вказаними вище параметрами, виникає можливість більш рівномірного використання обладнання для компримування газу. Так, при використанні агрегатів потужністю 16 МВт робота у вказаному діапазоні забезпечується шляхом одноступеневого стиснення, і необхідний результат досягається при комплектуванні компресорної станції двома робочими та одним резервним агрегатами типу ТКА-Ц-16/4-76 продуктивністю 2,4 млн. м³ газу на добу кожен (рис. 2).

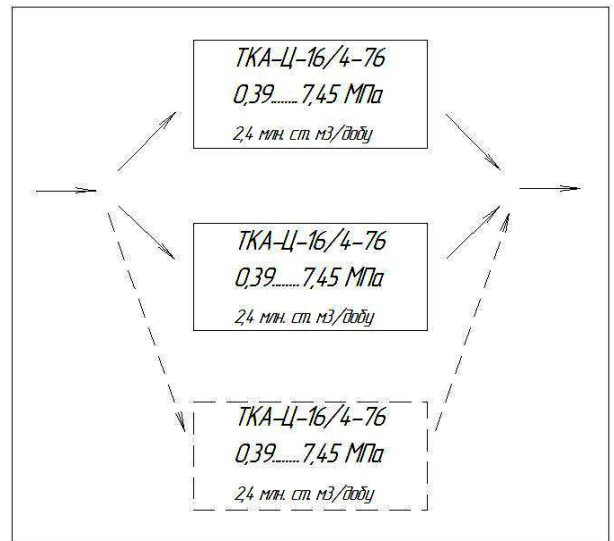


Рисунок 2 – Компонувальна схема компресорної станції для реалізації процесу розвантаження газу річною продуктивністю 2 млрд.м³ (варіант компоновки Т1-Р)

Розглянемо варіант компоновки обладнання для компримування газу при транспортуванні 5 млрд. м³ на рік, що відповідає 13,7 млн. м³ газу на добу. Завантаження газу з магістрального газопроводу із тиском 7 МПа потрібно здійснювати в дві ступені з використанням відцентрових компресорів потужністю 6,3 МВт кожен. Для забезпечення спільної роботи при послідовному сполученні перша ступінь, аналогічно до попереднього варіанту, комплектується агрегатом ГПА-Ц-6,3В/125-1,7 продуктивністю 7,9 млн. м³ газу на добу, а друга - агрегатом ГПА-Ц-6,3В/210-1,7 продуктивністю 7,4 млн. м³ газу на добу. З позицій забезпечення необхідного рівня надійності на компресорній

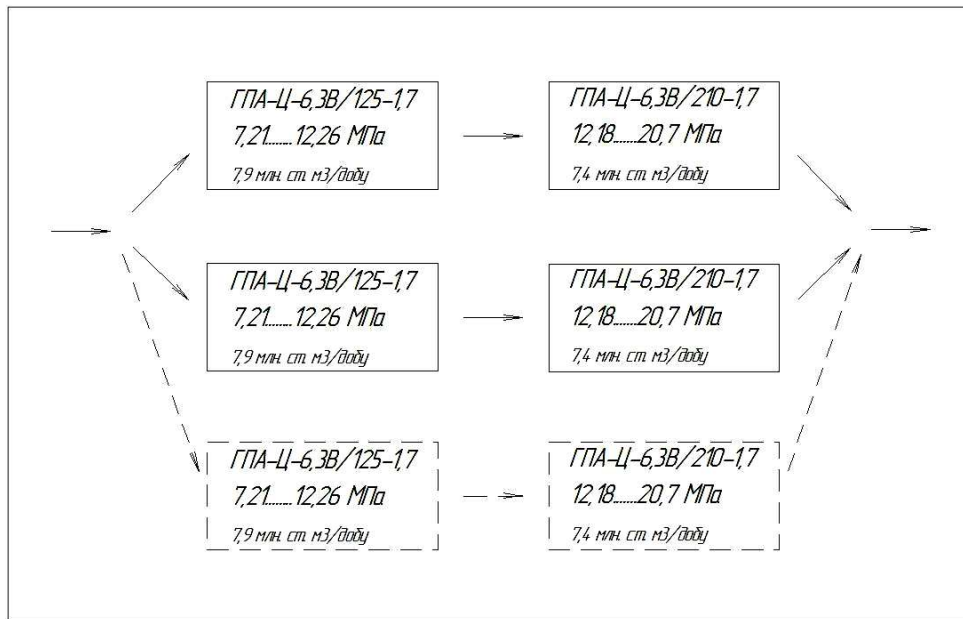


Рисунок 3 – Компоновальна схема компресорної станції для реалізації процесу завантаження газу річною продуктивністю 5 млрд.м³ (варіант компоновки Т2-3)

станції потрібно розмістити дві робочі та одну резервну вітки. Таким чином, до її складу входить шість агрегатів потужністю 6,3 МВт кожен (рис. 3).

Розвантаження газу в газотранспортну систему при використанні агрегатів потужністю 16 МВт, забезпечується шістьма агрегатами типу ТКА-Ц-16/4-76 продуктивністю 2,4 млн. м³ газу на добу.

Необхідний результат досягається також використанням відцентрових компресорів потужністю 6,3 МВт при їх послідовному з'єднанні в дві ступені. Для забезпечення спільної роботи при послідовному сполученні перша ступінь комплектується агрегатом ТКА-Ц-6,3А/0,55-4,2 продуктивністю 9,32 млн. м³ газу на добу, а друга – двома агрегатами ГПА-Ц-6,3В/76-2,2 продуктивністю 4,6 млн. м³ газу на добу кожен (рис. 4).

Позитивним моментом за такої схеми є можливість поступового введення в дію компресорів у міру зниження тиску в ємностях для перевезення газу на борту судна. При використанні двох віток, укомплектованих за вказаною схемою, на першому етапі можуть працювати три компресори типу ГПА-Ц-6,3В/76-2,2 продуктивністю 4,6 млн. м³ газу на добу кожен, а на другому (при зниженні тиску в ємностях на судні до 3,5 МПа) – один агрегат ТКА-Ц-6,3А/0,55-4,2 продуктивністю 9,32 млн. м³ газу на добу і два агрегати ГПА-Ц-6,3В/76-2,2 продуктивністю 4,6 млн. м³ газу на добу кожен.

При транспортуванні більших обсягів газу в діапазоні 8–8,76 млрд. м³ на рік (22–24 млн. м³ на добу) і застосуванні суден водотоннажністю 70 тис. тонн, які можуть перевозити 12 млн. м³ газу за один рейс, компоновка берегових компресорних станцій повинна забезпечувати завантаження/розвантаження суден за 12 годин. Досягнути цього можливо у разі застосування зна-

чної кількості агрегатів, які б забезпечували потрібну продуктивність процесів завантаження/розвантаження. Так, запропонована нами компоновальна схема для завантаження газу передбачає двоступеневе стиснення, яке забезпечується агрегатами ГПА-Ц-6,3В/125-1,7 продуктивністю 7,9 млн. м³ газу на добу та ГПА-Ц-6,3В/210-1,7 продуктивністю 7,4 млн. м³ газу на добу. Компресорна станція повинна включати три робочі та одну резервну вітку із загальною кількістю агрегатів 8 одиниць (рис. 5).

За схожими принципами реалізовано компоновку розвантажувального терміналу з добовою продуктивністю 24 млн. м³, яка включає дві робочі та одну резервну вітки із загальною кількістю агрегатів 9 одиниць, три з яких – ТКА-Ц-6,3А/0,55-4,2 і шість агрегатів ГПА-Ц-6,3В/76-2,2 (рис. 6).

З метою дослідження впливу основних проектних рішень по берегових терміналах на загальні капіталовкладення та собівартість транспортування газу, а також для аналізу впливу довжини маршруту на основні техніко-економічні показники розглянемо масив потенційно можливих прямих маршрутів із тих країн Африки та Близького Сходу, які володіють надлишковим ресурсом природного газу та здійснюють його експорт в інші країни світу. Для забезпечення коректності порівнянь оберемо в якості транспортного засобу стандартний контейнеровоз класу Rapatax з водотоннажністю 70 тис. тонн. За умови обладнання такого контейнеровоза модулями CNG для перевезення газу [7], судно спроможне перевозити 12 млн. м³ газу за один рейс. Розглянемо варіанти Т2-3 та ТР-3 компоновання берегових станцій завантаження/розвантаження, а річний вантажообіг визначимо з умови максимально можливого завантаження берегових терміналів.

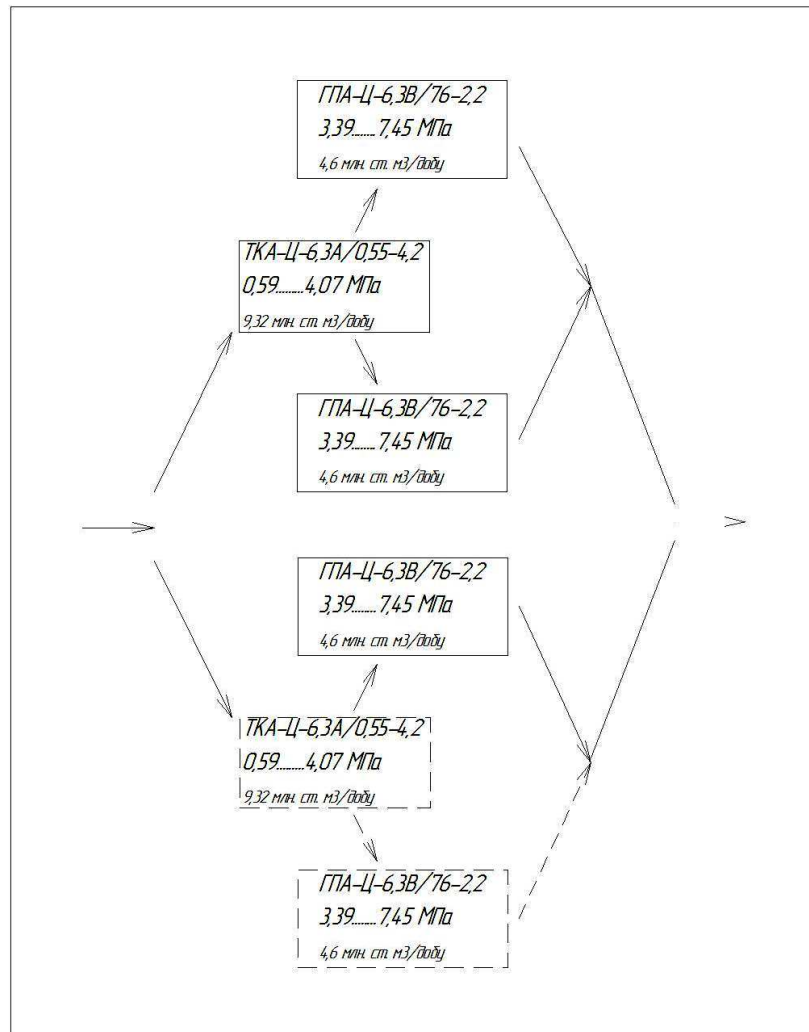


Рисунок 4 – Компонувальна схема компресорної станції для реалізації процесу розвантаження газу річною продуктивністю 5 млрд.м³ (варіант компоновки Т2-Р)

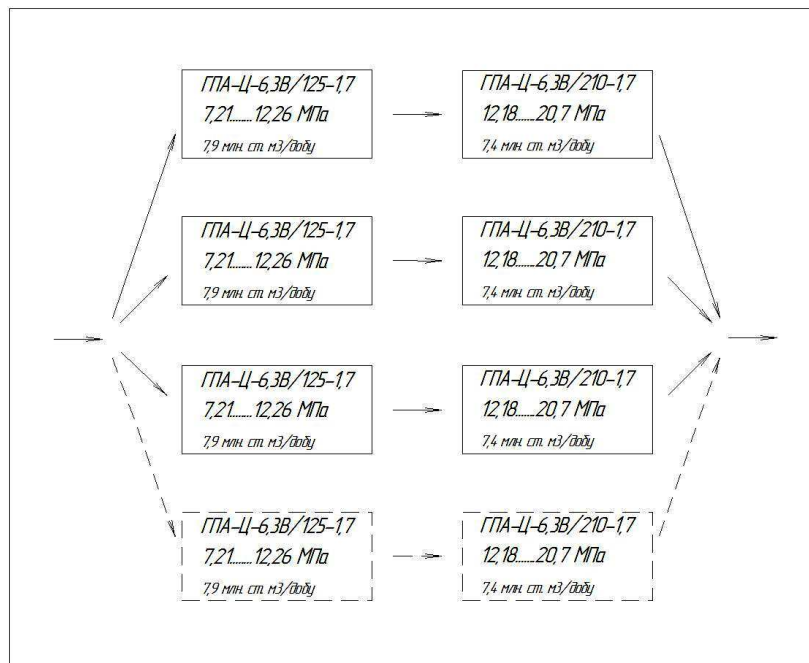


Рисунок 5 – Компонувальна схема компресорної станції для реалізації процесу завантаження газу річною продуктивністю 8 – 8,76 млрд.м³ (варіант компоновки Т3-3)

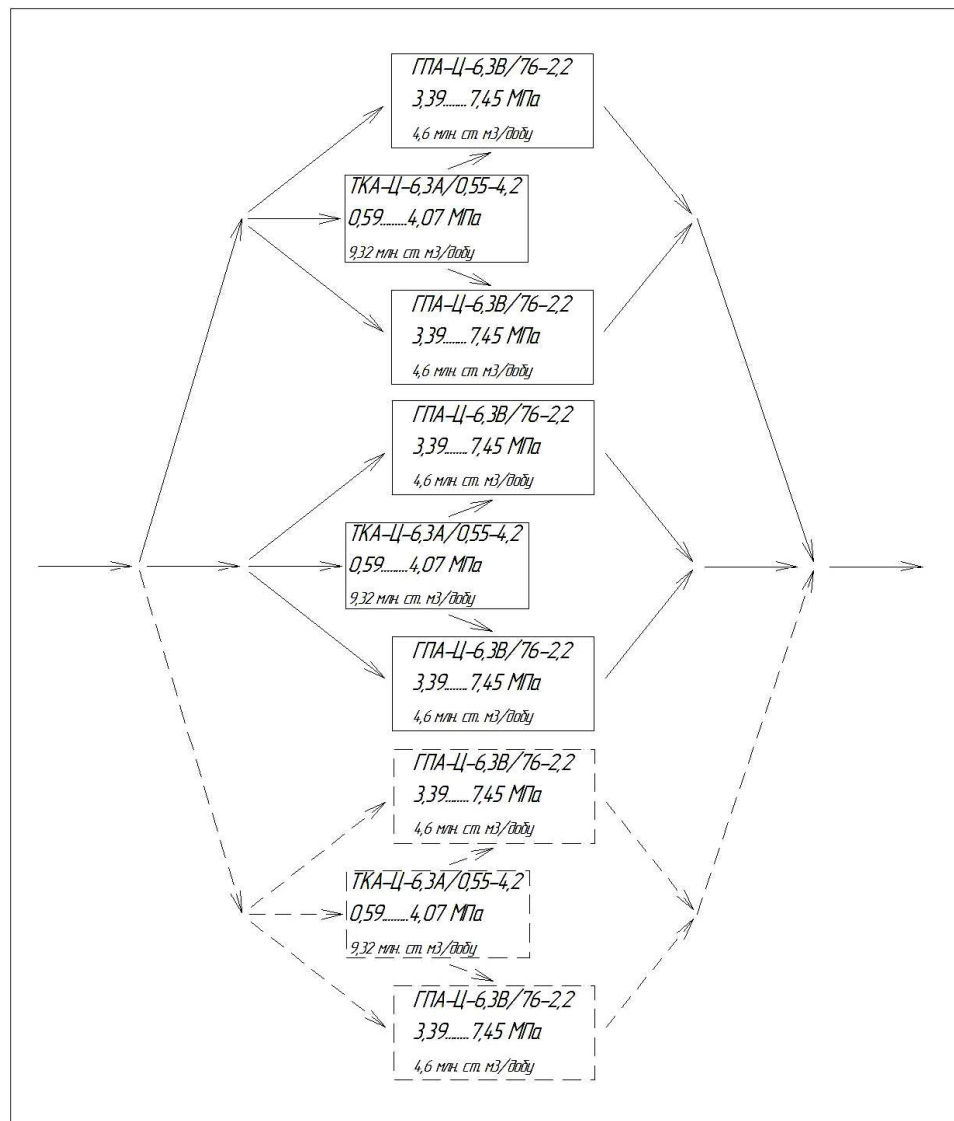


Рисунок 6 – Компонувальна схема компресорної станції для реалізації процесу розвантаження газу 8 – 8,76 млрд.м³ (варіант компоновки ТЗ-Р)

При цьому необхідна кількість суден для обслуговування маршруту залежатиме від його довжини. Так, при організації перевезень природного газу з м. Дамієтта (Єгипет) до м. Южне (Україна) довжина маршруту становитиме 2180 км, а необхідна кількість суден-газовозів класу Panamax з водотоннажністю 70 тис. тонн – 8 одиниць. Характеристика параметрів інших маршрутів та основні техніко-економічні показники розрахункових варіантів наведено у табл. 1.

Структура капіталовкладень в окремі елементи транспортної системи на основі технології CNG суттєво залежить від відстані транспортування газу. Так, для найкоротшого маршруту з Єгипту довжиною 2180 км капіталовкладення в стандартні судна-контейнеровози не оснащені модулями для перевезення газу складають 29,9%, капіталовкладення в обладнання для перевезення газу, яке виготовляється окремо, а потім монтується на судні займають найбільшу частку – 54%, на берегові термінали припадає 16,1% від загальних капіталовкладень (рис. 7).

При збільшенні протяжності маршруту структура капіталовкладень суттєво змінюється. Так за довжини маршруту 9820 км, що відповідає умовам транспортування газу з Нігерії, частка капіталовкладень в берегові термінали для виконання операцій з навантаження/розвантаження складатиме лише 5,4% в загальних капітальних витратах (рис. 8).

Зміна частки капіталовкладень в берегові термінали у загальних обсягах капітальних витрат, а також зміна частки витрат на експлуатацію берегових терміналів в структурі повної маршрутної собівартості транспортування газу залежно від довжини маршруту представлена на рис. 9. Тут можна констатувати той факт, що із збільшенням відстані транспортування проектні рішення щодо берегових терміналів все менше впливають на інтегральні техніко-економічні показники. Так, за відносно коротких маршрутів у межах 2100-2400 км витрати на експлуатацію берегових терміналів сягають четвертої частини в структурі повної собівартості транспортування газу, однак при збільшенні

Таблиця 1 – Техніко-економічні показники варіантів транспортування природного газу за технологією CNG

Показники	Країна-постачальник газу						
	Алжир	Лівія	Єгипет	Нігерія	Катар	Оман	Ємен
1. Довжина маршруту, км	3480	2400	2180	9820	7500	5900	5180
2. Тривалість рейсу, діб.	12	9	8	27	22	18	16
3. Необхідна кількість суден	24	18	16	54	44	36	32
4. Річний обсяг перевезення газу, млрд. м ³	8,64	8,64	8,64	8,424	8,448	8,64	8,448
5. Загальні капіталовкладення, млн. дол. США	5324,0	4144,4	3751,0	10904,5	9258,6	7685,0	6898,2
6. Загальні експлуатаційні витрати, млн. дол. США / рік	698,0	555,2	507,6	1388,7	1172,2	983,7	886,6
7. Повна маршрутна собівартість, дол. США / 1000 м ³	142,6	112,2	102,2	294,3	248,3	202,8	186,6

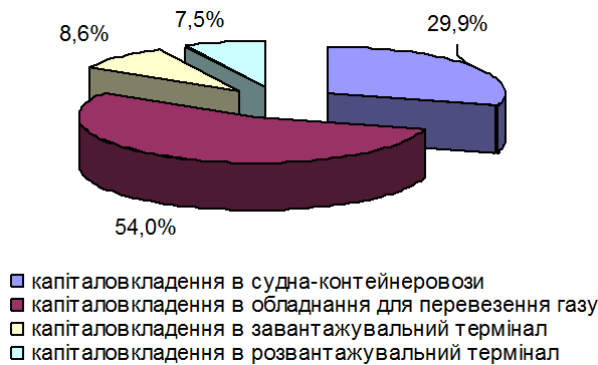


Рисунок 7 – Структура капіталовкладень у спорудження газотранспортної інфраструктури на основі технології CNG для маршруту Єгипет-Україна

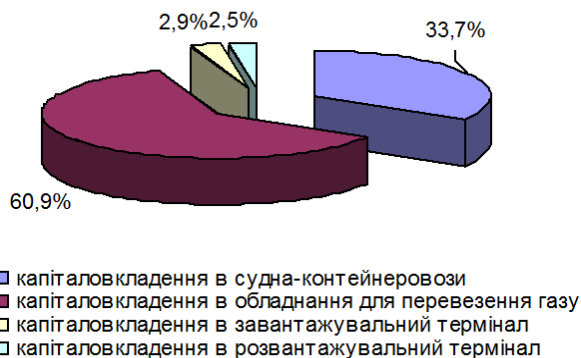


Рисунок 8 – Структура капіталовкладень у спорудження газотранспортної інфраструктури на основі технології CNG для маршруту Нігерія-Україна

довжини маршруту до 9800-10000 км частка цих витрат знижується до 9%.

Таким чином, при збільшенні відстані транспортування на рівень техніко-економічних показників все більше впливатимуть витрати, безпосередньо пов'язані із будівництвом та

експлуатацією суден-газовозів і все менше впливатимуть витрати, пов'язані із будівництвом та експлуатацією берегових терміналів.

Висновки

Потужності берегових терміналів та безпосередньо компресорних станцій для завантаження/розвантаження газу залежать від річного вантажообігу, характеристики суден, часових обмежень, характеристики систем, з яких постачається газ, чи в які газ скидається. Для діапазонів вантажообігу від 2 до 8,76 млрд. м³ на рік нами запропоновані три варіанти компоновки завантажувально-розвантажувальних терміналів.

Для оснащення станцій пропонується використати агрегати вітчизняного виробництва типів ГПА-Ц-6,3В/125-1,7, ГПА-Ц-6,3В/210-1,7, ТКА-Ц-6,3А/0,55-4,2 ГПА-Ц-6,3В/76-2,2, ТКА-Ц-16/4-76.

Встановлено, що довжини газотранспортних маршрутів суттєво впливають на техніко-економічні показники транспортування газу на основі технології CNG. При цьому змінюються не тільки абсолютні значення капітальних та експлуатаційних витрат чи собівартості транспортування газу, але змінюється і сама структура капітальних та експлуатаційних витрат, що необхідно враховувати при обґрунтуванні проектних рішень по береговій інфраструктурі.

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 газозовы / А.Н. Блинков, А.А. Власов, А.В. Лишиц // Терминал. – 2006. – № 3 (57). – С. 29-31.

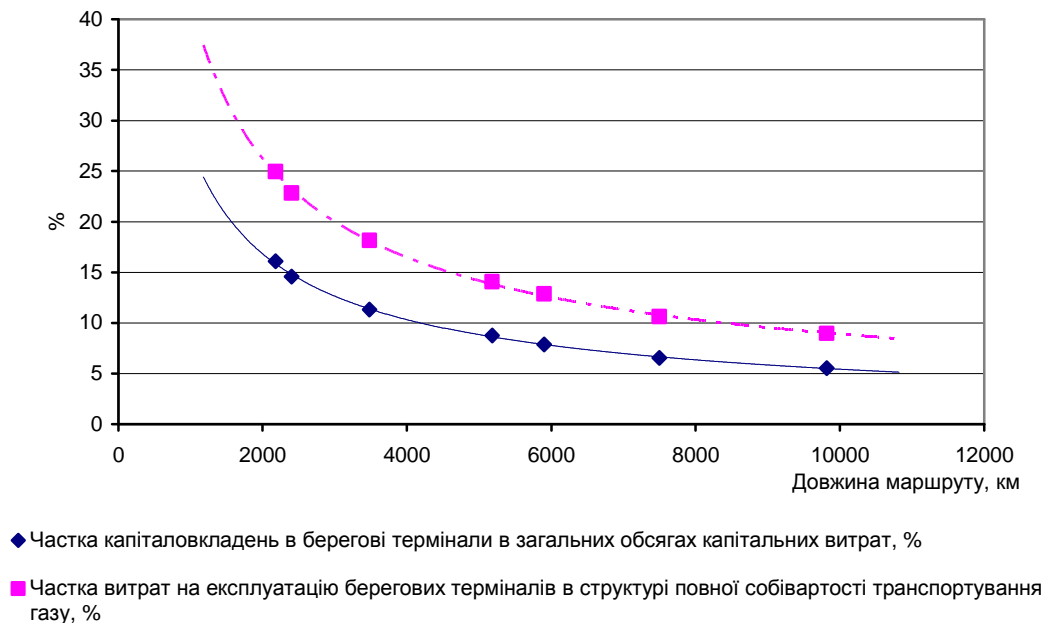


Рисунок 9 – Особливості структури капітальних та експлуатаційних витрат при реалізації технології CNG

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.

5 Че Ги Рен Обзор существующих методов транспортировки природного газа на дальние расстояния и оценка их применимости / Че Ги Рен, Е. В. Зеленовская // 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. – № у 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. – № у 2011 13979 ; заявл. 28.11.2011 ; опуб. 11.01.2012, № 522/ЗУ/12. – 3 с.

9 Крижанівський Є. І. Техніко-економічні чинники, які впливають на нафтогазову енергетику України / Є. І. Крижанівський, О. Г. Дзьоба // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 1 (31). – С. 142 - 149.

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

11 Дзьоба О. Г. Теоретико-методологічні аспекти розрахунку тарифів на морське транспортування природного газу за допомогою рухомих трубопроводів / О. Г. Дзьоба, О. М. Ромашко // Інноваційна економіка. – 2012. – № 4 (30). – С. 197-202.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
 17.05.12
 Рекомендована до друку професором
 Є. І. Крижанівським*