

НАЦІОНАЛЬНА БЕЗПЕКА і ОБОРОНА

№ 9 (127)

2011

Засновник і видавець:



УКРАЇНСЬКИЙ ЦЕНТР ЕКОНОМІЧНИХ І ПОЛІТИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
ІМЕНІ ОЛЕКСАНДРА РАЗУМКОВА

Генеральний директор Анатолій Рачок
Шеф-редактор Людмила Шангіна
Редактор Алла Чернова
Макет Олександр Шаптала
Техніко-комп'ютерна
підтримка Володимир Кекух

Журнал зареєстровано в Державному
комітеті інформаційної політики України,
свідчення KB № 4122

Журнал видається з 2000р.
українською та англійською мовами

Загальний тираж 3800 примірників

Адреса редакції:
01015, м. Київ, вул. Лаврська, 16
2-й поверх
тел.: (380 44) 201-11-98
факс: (380 44) 201-11-99
e-mail: info@razumkov.org.ua
веб-сторінка: <http://www.razumkov.org.ua>

При використанні матеріалів
посилання на журнал
“Національна безпека і оборона”
обов'язкове

Фотографії:
www.valveworldexpo.de – обкладинка
news.dt.ua – стор.24,
fakty.ua – стор.53,
zn.ua – стор.54

З М І С Т

АЛЬТЕРНАТИВИ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ: СКРАПЛЕНИЙ ПРИРОДНИЙ ГАЗ (СПГ) ТА НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ (Аналітична доповідь Центру Разумкова).....	2
РОЗДІЛ 1. СВІТОВІ РИНКИ СПГ ТА МОЖЛИВОСТІ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ	3
1.1. СВІТОВІ РИНКИ СПГ: СТАН, ОСОБЛИВОСТІ, ТЕНДЕНЦІЇ	3
1.2. ТОРГІВЛЯ СПГ: ОСОБЛИВОСТІ КОНТРАКТІВ ТА ЦІНОУТВОРЕННЯ	9
1.3. ГОЛОВНІ ЧИННИКИ КОНКУРЕНТОСПРОМОЖНОСТІ СПГ	12
1.4. ПЕРСПЕКТИВИ СВІТОВОЇ ТОРГІВЛІ СПГ	13
1.5. ПЕРСПЕКТИВИ І ПРОБЛЕМИ ПОСТАЧАННЯ СПГ ДО УКРАЇНИ	16
РОЗДІЛ 2. РОЗВИТОК РИНКІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ У СВІТІ ТА ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНИ	25
2.1. СВІТОВІ РИНКИ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ: ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД	25
2.2. РИНОК СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ	30
2.3. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ	36
2.4. ГАЗ ЩІЛЬНИХ КОЛЕКТОРІВ	41
2.5. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РИНКУ ГАЗОГІДРАТНОГО ГАЗУ	42
РОЗДІЛ 3. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ	44
ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ: ПОЗИЦІЇ ФАХІВЦІВ (Інтерв'ю)	48
Раїса БОГАТИРЬОВА	48
Михайло ГОНЧАР	50
Любомир ГОНЧАРУК	50
Віталій ДЕМ'ЯНЮК	51
Юрій КОРОЛЬЧУК	52
Володимир МАКУХА	53
СТАТТІ	
ПОЛЬЩА В ПОШУКУ НОВИХ ДЖЕРЕЛ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ Ернест ВИЦІШКЕВІЧ	55
СЛАНЦЕВІ ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНИ: РЕВОЛЮЦІЯ ВІДМІНЯЄТЬСЯ Борис ІЛЬЄНКО, Геннадій РЯБЦЕВ	60
ПЕРСПЕКТИВИ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ ТА У СВІТІ Дітмар НОЙХАУС	63
ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНИХ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ СПГ ДО УКРАЇНИ ТА УМОВ ТОРГІВЛІ НИМ Роман ОПІМАХ	67

АЛЬТЕРНАТИВИ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ: СКРАПЛЕНИЙ ПРИРОДНИЙ ГАЗ (СПГ) ТА НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ

Упродовж років незалежності Україна дедалі більше потерпає від зовнішньої енергетичної залежності, яка, *по-перше*, має надвисокий рівень (нафта – 70%, природний газ – 65%), *по-друге*, компенсується імпортом фактично з єдиного джерела – Росії.

Головною причиною такої ситуації є неспроможність (або незацікавленість) влади в реструктуризації національної економіки і збереження її високої енергоємності ціною дешевої праці.

До наслідків зазначеної ситуації слід віднести – перетворення Росією експорту енергоносіїв на “енергетичну зброю”, ефективний засіб політичного тиску на керівництво України. Останній за часом приклад – підписання Харківських угод, якими Україна подовжила термін перебування ЧФ РФ у Севастополі в обмін на міфічну “знижку” ціни на газ. Нещодавно було підписано угоду про створення Зони вільної торгівлі в межах СНД, але й цією угодою передбачено вилучення з неї нафти, нафтопродуктів і природного газу, отже й у цьому випадку не йдеться про зниження цін на енергоносії, оскільки експортне мито на них не скасовуватиметься.

Одночасно з цими подіями лунають декларації про необхідність запровадження енергоощадних технологій, нарощування власного видобутку та диверсифікації джерел постачання енергоносіїв. Енергозбереження в Україні – першорядна, але окрема проблема. Її вирішення нерозривно пов’язане, *по-перше*, з усуненням “сірих” схем міждержавної торгівлі енергоносіями, *по-друге*, з відмовою від політики “дешевої робочої сили”: доки влада буде проводити таку політику, доти підприємці не будуть мотивовані до запровадження енергозберігаючих технологій.

Інше, не менш важливе завдання України – диверсифікація джерел постачання газу. Його можливо вирішити двома шляхами – отриманням газу у вигляді СПГ¹, а також – використанням т.зв. “нетрадиційного газу” (сланцевого газу, метану вугільних родовищ, газу щільних колекторів). Саме ці шляхи диверсифікації стали предметом дослідження експертами Центру Разумкова, інших аналітичних структур і представників органів державної влади.

Результати дослідження засвідчують, насамперед, відставання України в частині входження до ринків СПГ, які демонструють найбільші темпи розвитку, порівняно з іншими ринками енергоносіїв, а частка СПГ у світовій торгівлі природним газом постійно збільшується. Проект будівництва СПГ-термінала в Україні має бути виконаний якнайскоріше, в іншому випадку Україна ризикує не отримати доступу до найбільш оптимального для неї джерела постачання (азербайджанського газу).

Водночас слід запроваджувати проекти видобутку метану вугільних родовищ – в т.ч. і з метою підвищення рівня безпеки праці на вуглевидобувних підприємствах. Не варто також нехтувати розвідкою і вивченням покладів інших видів нетрадиційного газу, зокрема сланцевого. Нинішні технології його видобутку, апробовані у США, на цей час не повною мірою адаптовані до умов Європи та не позбавлені екологічних та інших ризиків. Однак, наразі ведеться активний пошук нових технологій та засобів захисту довкілля під час розробки покладів сланцевого та інших видів нетрадиційного газу. Тому Україна має більш активно долучатися до цих світових проектів – з огляду на їх перспективи.

При цьому, слід мати на увазі, що успішна реалізація “газових” проектів (починаючи з будівництва СПГ-термінала) залежить насамперед від довіри міжнародних інвесторів і партнерів до України, від здатності держави створити сприятливий інвестиційний і діловий клімат у країні.

Аналітична доповідь складається з трьох розділів.

- У першому розділі** йдеться про СПГ, окреслюються головні особливості та тенденції розвитку його світових ринків, аналізуються можливості і шляхи входження України до кола країн-імпортерів СПГ.
- У другому розділі** характеризується ситуація, що складається у світі та в Україні з т.зв. нетрадиційним газом, розглядаються можливості України з його розвідки та видобутку.
- У третьому розділі** наводяться стислі висновки та пропозиції стосовно виконання в Україні проекту будівництва СПГ-термінала, а також проектів розвідки та видобутку нетрадиційного газу (сланцевого газу, метану вугільних пластів та газу щільних колекторів).

¹ В українських публікаціях застосовується також термін “зріджений природний газ” (ЗПГ). Але оскільки в нормативно-правових документах Уряду останніх років вживається переважно термін “скраплений природний газ”, то саме він та відповідна аббревіатура – СПГ, використовуються в цій Доповіді.

1. СВІТОВІ РИНКИ СПГ ТА МОЖЛИВОСТІ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ

Світова торгівля СПГ є сьогодні дієвою альтернативою трубопровідному постачанню природного газу. З одного боку, вона дозволяє країнам-імпортерам розширити (диверсифікувати) коло постачальників і тим самим зміцнити національну енергетичну безпеку, з іншого – надає можливість країнам-експортерам постачати газ морськими шляхами, а відтак – збільшувати коло покупців їх продукції. Про позитивні перспективи СПГ свідчить постійне зростання його частки в загальних обсягах світової торгівлі газом, а також наміри як виробників, так і споживачів запроваджувати найближчим часом нові СПГ-проекти.

У цьому розділі наводяться головні показники стану та тенденцій розвитку світових ринків СПГ, окреслюються особливості виробничого циклу та торгівлі СПГ, чинники його конкурентоспроможності. На основі аналізу світової практики робляться висновки стосовно актуальності залучення України до СПГ-проектів шляхом будівництва терміналу для приймання СПГ, а також – найбільш прийнятних для неї умов і джерел постачання.

Головні показники світових ринків СПГ наведені на карті “Світова торгівля скрапленим природним газом” (с.4-5).

1.1. СВІТОВІ РИНКИ СПГ: СТАН, ОСОБЛИВОСТІ, ТЕНДЕНЦІЇ

Оскільки СПГ доставляється морськими шляхами, то, природно, його виробниками є країни, що мають значні запаси газу та вихід до морів; споживачами – так само приморські країни, де спостерігається дефіцит енергоносіїв. Відповідно, країни-виробники будують комплекси з видобутку і скраплення газу (далі – заводи зі скраплення), споживачі – комплекси з приймання, зберігання, регазифікації СПГ та постачання газу до трубопровідної мережі (далі – СПГ-термінали).

СПГ: ВИЗНАЧЕННЯ

Скраплений природний газ, СПГ (*liquefied natural gas (LNG)*) – природний газ, охолоджений до точки конденсації (скраплення), яка відбувається за температури – 161°C. У результаті скраплення об'єм газу зменшується приблизно в 600 разів. 1 000 т СПГ після регазифікації (відновлення газоподібного стану) дорівнює 1,36 млн. м³ газу. СПГ складається з близько 95% метану та з більш важких вуглеводнів (етану, пропану, бутану), азоту та ін. елементів.

Світові ринки СПГ: загальні дані

Значних обсягів і темпів зростання світова торгівля СПГ набула з початку 1970-х років. Упродовж десятиліття загальний обсяг торгівлі збільшився майже у 12 разів – з 2,7 млрд. м³ у 1970р. до 32 млрд. м³ у 1980р., в 1990р. він складав уже 65 млрд. м³. У 2000р. обсяг зріс до 136 млрд. м³, у 2010р. – до майже 298 млрд. м³ (діаграма на карті “Споживання СПГ у світі 1970-2010рр.”¹, с.5).

Зокрема, у 2010р., в результаті посткризового відновлення світової економіки, зростання торгівлі

СПГ відбувалося дуже високими темпами: обсяги експорту, порівняно з 2009р., збільшилися на 23%, тоді як експорт трубопровідного газу – лише на 7%. При цьому, частка СПГ досягла 31% загального обсягу продажів газу (який становив 976 млрд. м³). Відповідно, частка трубопровідного газу становила 69% (або 678 млрд. м³).

Окреслені тенденції свідчать, що СПГ відіграє дедалі більшу роль у світовій торгівлі газом, і з високою ймовірністю можна припускати, що з кожним роком його частка в загальному обсязі продажу буде збільшуватися.

ІСТОРИЧНА ДОВІДКА

Уперше транспортування СПГ було здійснено в 1958р. експериментальним судном *Methane Pioneer* з м.Лейк-Чарльз (штат Луїзіана, США) до острова Кенвей-Айленд (Велика Британія).

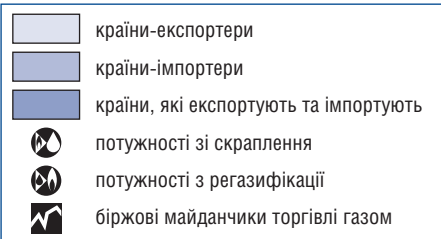
Перший комерційний контракт укладено в 1964р. – на постачання СПГ з Алжиру до Франції і Великої Британії.

До 1969р. оформляються торговельні операції на поставку СПГ з Лівії до Італії та Іспанії, і з Аляски до Японії. У 1972р. започатковано поставки з Алжиру до США і з Брунею до Японії.

До 1970р. торгівля СПГ мала невеликі обсяги – 0,05-0,1 млрд. м³/рік, оскільки транспортування газу трубопроводами обходилося значно дешевше, а реалізація СПГ-проектів потребувала великих інвестицій. Проте, такі інвестиції робилися, насамперед – з метою підвищення надійності енергозабезпечення шляхом диверсифікації постачань.

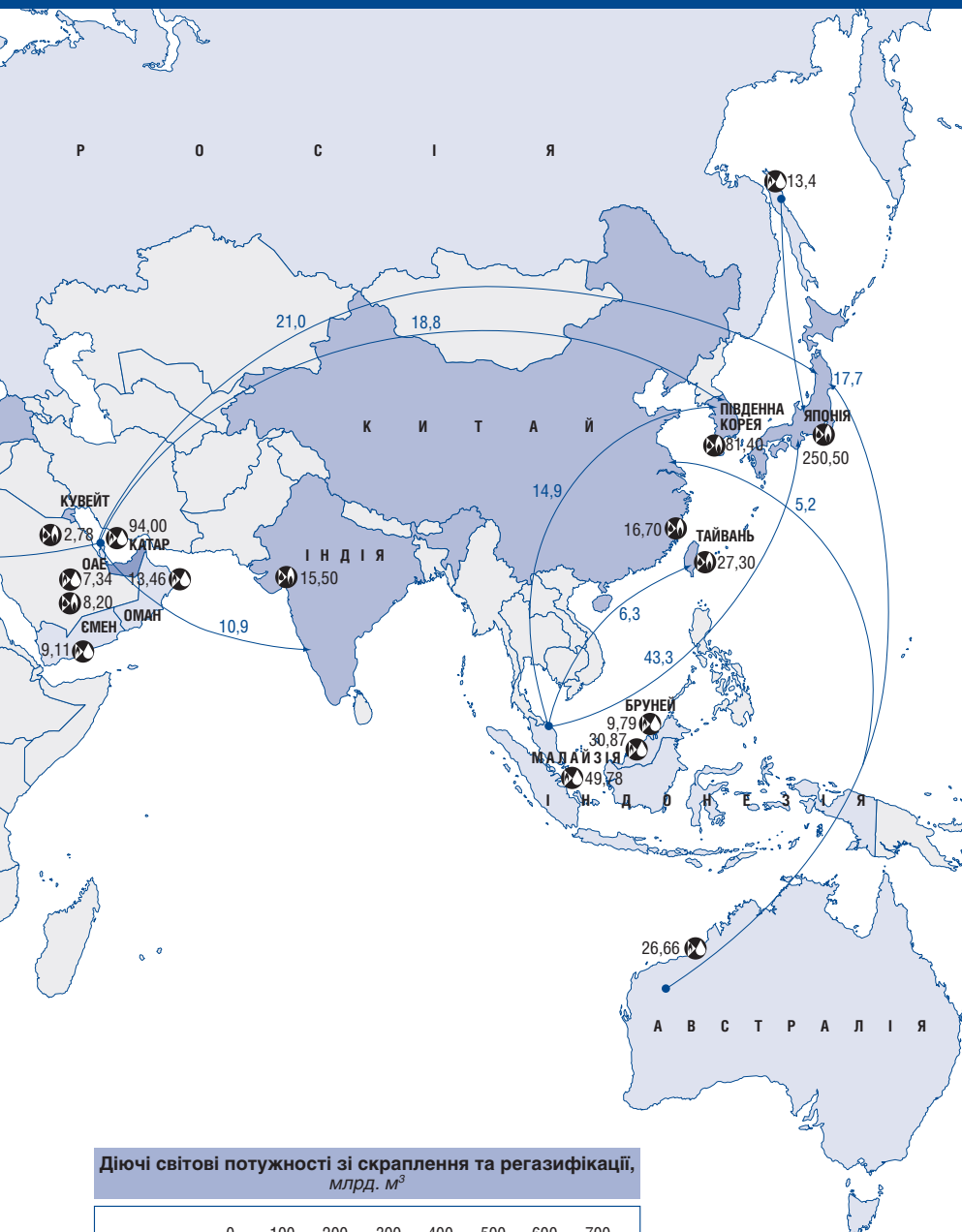
Головним результатом початкового етапу впровадження СПГ-проектів (1964-1972рр.) стало підтвердження принципової можливості транспортування газу морським шляхом за допомогою метановозів. З'явилася реальна альтернатива трубопровідному транспорту, а з тим – перспектива технологічно необмеженої глобальної торгівлі газом.

¹ Джерела: Симонія Н. Стал ли СПГ глобальним товаром. – Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции, Москва, 2009, с.6; BP Statistical Review of World Energy, June 2002 - June 2011.

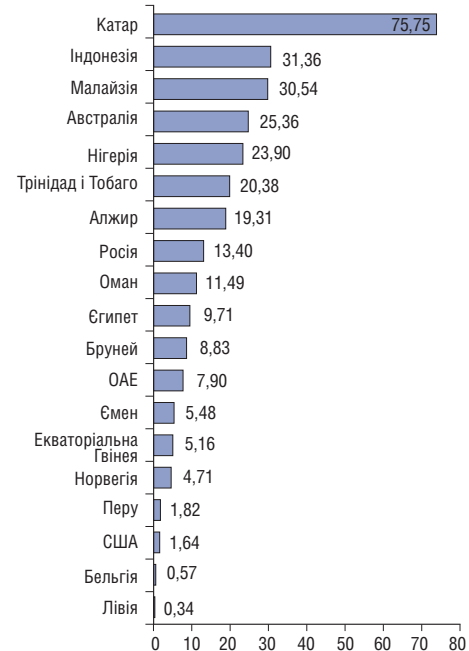


Світова торгівля СПГ, млрд. м³

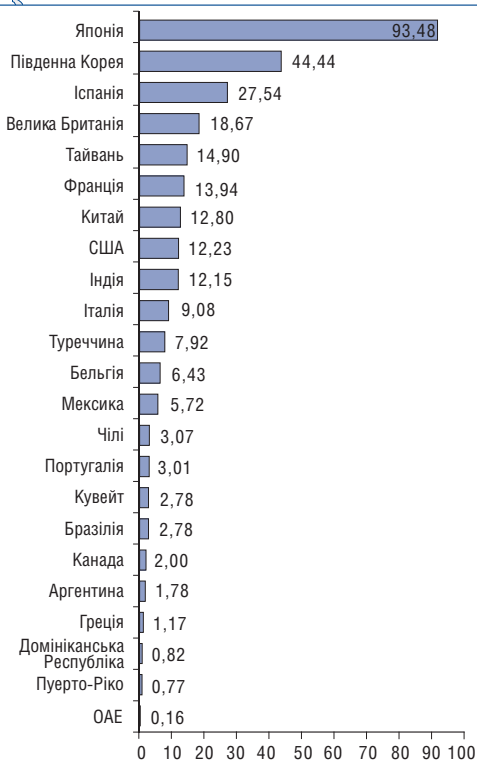
* Наведений обсяг містить у собі частку трубопровідного газу, що не врахована в підсумковому показнику відповідної держави.



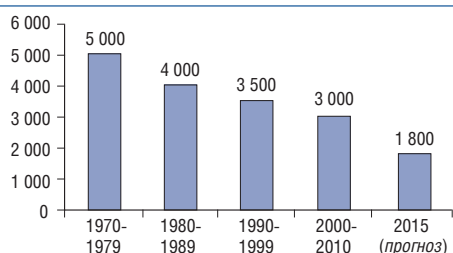
Експорт СПГ країнами світу у 2010р., млрд. м³



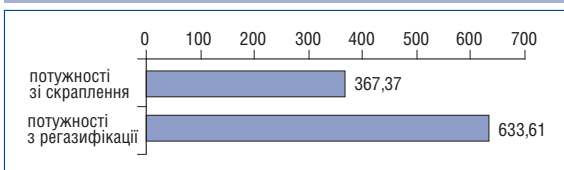
Імпорт СПГ країнами світу у 2010р., млрд. м³



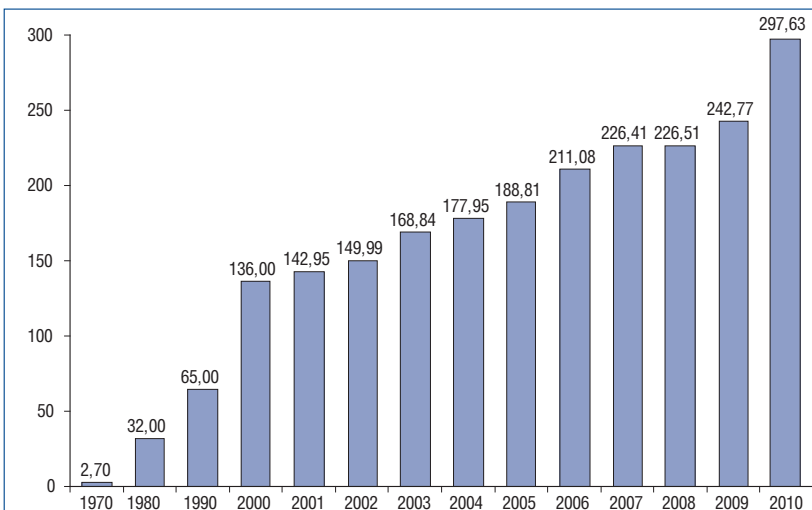
Відстань, яка забезпечує перевагу транспортування газу метановозами над трубопровідним транспортом, км



Діючі світові потужності зі скраплення та регазифікації, млрд. м³



Споживання СПГ у світі, млрд. м³



Виробництво і споживання СПГ

Виробничий цикл СПГ (від видобутку газу виробником до подачі його до трубопровідної системи споживача) складається з ряду взаємопов'язаних елементів, окремі з яких мають певні особливості, порівняно з торгівлею трубопровідним газом. Насамперед, це стосується транспортування та різних моделей СПГ-терміналів, залежно від розподілу прав власності на складові виробничого циклу. Окремою проблемою є порядок використання СПГ-терміналів і доступу до них третіх сторін (врізка “СПГ: складові виробничого циклу та їх певні особливості”²).

Виробництво. Упродовж 1960-1970-х років виробниками СПГ були Алжир, Бруней, Лівія, США та ОАЕ. У 1980-х роках до кола експортерів приєднуються Індонезія, Малайзія, Австралія. Подією для світової торгівлі СПГ стало започаткування в 1997р. експорту з Катару, який посідає III місце у світі за доведеними запасами природного газу (після Росії та Ірану). Надалі до числа експортерів приєднуються Тринідад і Тобаго (1999р.), у 2000р. – Нігерія та Оман (2000р.), Єгипет (2005р.), Норвегія та Екваторіальна Гвінея (2007р.), Росія (2009р.).

З 2006р. I місце у світі серед постачальників СПГ належить Катару: лише у 2010р. його продажі, порівняно з 2009р., зросли на 30 млрд. м³, або на 55%³.

Загалом, у 2010р. поставки СПГ здійснювали 19 країн світу. Крім Катару, який реалізував 76 млрд. м³ газу, до кола найбільших експортерів увійшли Малайзія, Індонезія, Австралія, Нігерія, Алжир, Тринідад і Тобаго. Разом ці країни у 2010р. продали 226 млрд. м³, що становить 76% усієї світової торгівлі СПГ (діаграма на карті “Експорт СПГ країнами світу у 2010р.”⁴, с.5).

Станом на початок 2010р., у світі діяли понад 80 технологічних ліній на 27 заводах зі скраплення сумарною потужністю близько 370 млрд. м³⁵. Водночас потужність діючих 68 СПГ-терміналів становила понад 630 млрд. м³ (діаграма на карті “Діючі світові потужності зі скраплення та регазифікації”⁶, с.5). Коефіцієнт завантаженості заводів зі скраплення у 2010р. становив 80%, тоді, як коефіцієнт завантаженості СПГ-терміналів – лише 47%.

Така ситуація вказує на наявність ризику розгортання конкурентної боротьби споживачів за вільні ресурси на ринках СПГ.

Споживання. До середини 1970-х років найбільшим ринком збуту СПГ були країни Атлантичного басейну (Північної Америки та Європи) – їх частка імпорту перевищувала 50%.

Однак, у 1975-1996рр. головними споживачами стали країни Північно-Східної Азії (Японія, Південна Корея, Тайвань), які в цей час збільшували закупівлі в середньому на 3,31 млрд. м³/рік, – у результаті, їх частка на світовому ринку СПГ зросла із 40% до 76% (лише на Японію припадало понад 55% імпорту). **Таким чином, СПГ став оптимальним енергоресурсом для швидко зростаючих економік Японії, Південної Кореї і Тайваню в умовах критичного дефіциту власних енергоносіїв, нестабільності на нафтових ринках і неможливості імпорту трубопровідним транспортом.**

Зростання попиту у США і Європі складало в цей період у середньому лише 0,76 млрд. м³/рік – що пояснюється нарощуванням видобутку газу в Північному морі, збільшенням вартості алжирського газу і складністю поєднання ліберальної моделі ціноутворення на газ, яка почала формуватися наприкінці 1970-х років у США, з системою довгострокових контрактів⁷.

Однак, з 1997р. спостерігається відновлення динаміки зростання попиту США і країн Європи на СПГ. У 1997-2008рр. середньорічні темпи збільшення імпорту складали близько 8%, тоді як упродовж попередніх 14 років не перевищували 4,7%.

До чинників такої суттєвої зміни попиту можна віднести:

- започаткування масштабного будівництва газових електростанцій в Іспанії у II половині 1990-х років. У результаті, ця країна у 2002р. вийшла на I місце з імпорту СПГ у Європі, яке вона утримує й дотепер;
- виникнення відчутного дефіциту газу у США на початку 2000-х років;
- перетворення у 2006р. Великої Британії з нетто-імпортера на нетто-експортера – з того часу країна є крупним споживачем СПГ;
- намагання Росії використати газову залежність країн ЄС для здобуття невиправданих економічних преференцій і посилення політичного впливу.

Загалом, у 2010р. імпорт СПГ здійснювали 23 країни. Найбільшим регіоном його реалізації залишалися країни Північно-Східної Азії – 166 млрд. м³ (56%), до Європи поставлено 88 млрд. м³ (29%), до інших регіонів – 44 млрд. м³ (15%).

До переліку найкрупніших імпортерів увійшли: Японія (93 млрд. м³), Південна Корея (44 млрд. м³), Іспанія (28 млрд. м³), Велика Британія

² Джерела: Развитие рынка СПГ: роль Энергетической Хартии. – Секретариат Энергетической Хартии, 2007, с.161-167, <http://www.encharter.org/index.php?id=384&L=1>; Симония Н. Стал ли СПГ глобальным товаром?..., с.9; Практичні аспекти впровадження проектів інфраструктури з постачання скрапленого природного газу (СПГ) в Україну. – Додаткова технічна допомога бюджетній підтримці впровадженню Енергетичної стратегії України, що фінансується з боку ЄС, <http://www.esbs.kiev.ua>

³ До того часу лідерами продаж були різні постачальники. Так, найбільш тривалий час світове лідерство належало Алжиру (1964-1975рр., 1979р., 1983р.) та Індонезії (1980-1982рр., 1984-2005рр.). У 1976-1978рр. лідируючі позиції посідав Бруней.

⁴ Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2002 - June 2011.

⁵ Зокрема, в 1965-2009рр. в Індонезії, Малайзії, Алжирі, Австралії, Єгипті та Катарі було збудовано 25 технологічних ліній зі скраплення газу сумарною потужністю понад 250 млрд. м³.

⁶ Джерела: Развитие рынка СПГ: роль Энергетической Хартии. – Секретариат энергетической Хартии, 2008., с.147-159; World LNG Report-2010. – <http://www.igu.org/igu-publications-2010/IGU%20World%20LNG%20Report%202010.pdf>; Cedigas. – <http://www.cedigas.org>

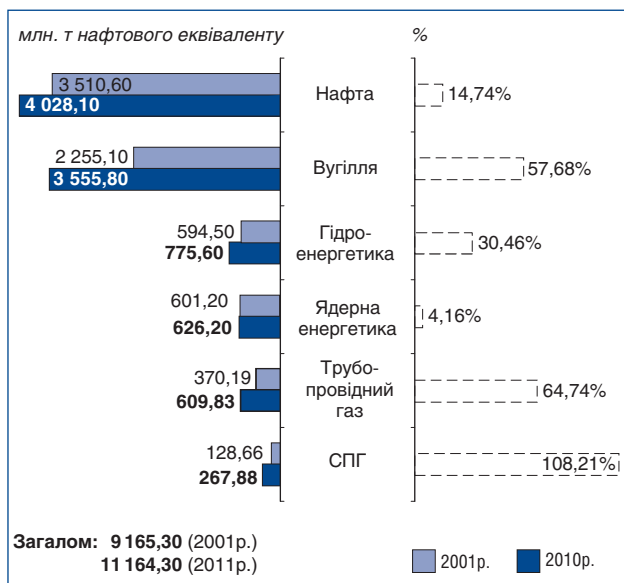
⁷ У 1978р. Уряд Алжиру заявив про запровадження нової системи ціноутворення на газ на основі встановлення цінового паритету з нафтою через перерахунок теплотворної здатності. Проте з таким підходом не погодилися більшість країн Атлантичного басейну. Див.: Развитие рынка СПГ: роль Энергетической Хартии. – Секретариат энергетической Хартии, 2007, с.27-28.

(19 млрд. м³), Тайвань (15 млрд. м³) і Франція (14 млрд. м³). Найбільше зростання попиту на СПГ зафіксоване в Південній Кореї (понад 10 млрд. м³) (діаграма на карті “Імпорт СПГ країнами світу у 2010р.”⁸).

Великий потенціал нарощування імпорту мають країни ЄС, які визначили одним із пріоритетів своєї енергетичної політики збільшення потужностей СПГ-терміналів⁹. Так, у 2009-2010рр. вони зросли, за попередніми даними, на понад 60 млрд. м³ (більш ніж на 40%), а у 2001-2010рр. – більш ніж удвічі¹⁰. Частка СПГ у газовому балансі Європи (крім країн СНД) за цей час підвищилася з 7% до 18%¹¹.

Узагальнюючи, слід додати, що з початку ХХІ ст. за темпами зростання реалізації СПГ впевнено лідирує в конкуренції з усіма видами палива, що належать до первинної енергії¹². Упродовж 2001-2010рр. зростання світового споживання СПГ склало 108%, тоді як споживання вугілля – збільшилося на 58%, трубопровідного газу – на 65%, гідроенергії – на 30%, нафти – на 15%, ядерної енергії – на 4% (діаграма “Збільшення споживання первинних видів енергії у 2001-2010рр.”).

Збільшення споживання первинних видів енергії та СПГ у 2001-2010рр.



Отже, можна стверджувати, що ринки СПГ мають позитивні перспективи розвитку, що стимулює інтенсивний розвиток будівництва заводів зі скраплення та СПГ-терміналів. Водночас, існує ризик наростання конкуренції споживачів за вільні обсяги СПГ.

⁸ Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2011.

⁹ Див. також: Диверсифікаційні проекти в енергетичній сфері України: стан, проблеми і шляхи реалізації. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2009, №6, с.13.

¹⁰ Медведев А. Маркетинговая политика ОАО “Газпром” в условиях мирового финансово-экономического кризиса. – Ведомости, 24 февраля 2010г., www.vedomosti.ru

¹¹ BP Statistical Review of World Energy, June 2002 - June 2011.

¹² СПГ не вважається окремим видом первинної енергії, оскільки відрізняється від трубопровідного газу лише способом доставки.

СПГ: СКЛАДОВІ ВИРОБНИЧОГО ЦИКЛУ ТА ЇХ ПЕВНІ ОСОБЛИВОСТІ

Складові виробничого циклу СПГ

1. видобуток природного газу
2. перекачування газу на установку з підготовки його до скраплення
3. підготовка газу до скраплення (осушення, очищення від допоміжних сполук)
4. скраплення (конденсація, перетворення газу з газоподібного стану на рідкий за допомогою криогенних технологій)
5. налив СПГ у метановози¹

Завод зі скраплення

6. транспортування метановозами

7. злив СПГ у сховища приймальних терміналів
8. зберігання СПГ у сховищах
9. регазифікація СПГ на заводі (відновлення газоподібного стану СПГ)
10. постачання газу до трубопровідної системи

СПГ-термінали

6. Транспортування

Транспортування СПГ – це процес його перевезення морським транспортом від заводів скраплення до СПГ-терміналів метановозами. З розвитком торгівлі СПГ зростає будівництво метановозів дедалі більшої вантажності (дедвейту). Так, якщо в 1965-1974р. дедвейт коливався в діапазоні 25,5-77,8 тис. т, то у 2006р. – подолано рубіж у 150 тис. т. Надалі для катарських проектів СПГ Південна Корея (корпорації Samsung і Daewoo) почала будувати метановози Q-Flex і Q-Max дедвейтом 216-217 тис. т та 267 тис. т)².

Безпека транспортування. За час регулярного комерційного транспортування СПГ (1964-2009рр.) здійснено понад 40 тис. рейсів, при цьому зафіксовано лише п'ять серйозних інцидентів, пов'язаних з безпекою – три зіткнення (в одному з них стався смертельний випадок) і дві посадки на міліну. Таким чином, можна стверджувати, що перевезення СПГ належить до безпечних видів транспортування вантажів.

Договірні особливості транспортування. Для перевезень СПГ, залежно від правового статусу сторін і термінів дії, використовують кілька видів договорів чартеру (фрахту). Найпростішими є договори, укладені між материнською компанією та її дочірніми підприємствами з морських перевезень; дещо складнішими та більш детально виписаними – договори із судновласниками. Довгострокові договори, на відміну від короткострокових і спотових, є надійнішими, оскільки гарантують передбачуваність і фінансову стабільність. **До базових правових норм, які врегульовуються типовим договором чартеру відносять:**

- часові параметри надання судновласником фрахтувальнику метановоза;
- умови відповідальності фрахтувальника перед судновласником за безпеку використання судна;
- надання фрахтувальнику права на визначення рейсів (їх напрямів і кількості);
- визначення ставки фрахту та умов його оплати фрахтувальником³;
- порядок врегулювання спорів.

Умови постачання. Поставка метановозами здійснюється на умовах FOB, SIF і DES, якими визначаються відповідальність сторін за транспортування та параметри переходу права власності на вантаж⁴. Метановози в більшості випадків закріплюються за конкретним проектом на весь термін дії контракту та можуть бути власністю як незалежного судновласника, так і покупця чи продавця СПГ, що й визначає вибір умов поставок. До 2005р., із вказаної причини, кількість суден для фрахту була незначною, однак останніми роками вона починає зростати, оскільки міжнародні нафтогазові компанії прагнуть підвищити рівень гнучкості поставок і віддають перевагу угодам з умовами FOB.

¹ Вживаються також терміни “танкер-газовоз”, “СПГ-танкер”. Дедвейт метановозів завжди наводиться в тис. т (як зазначалося вище, 1 000 т СПГ після регазифікації дорівнює 1,36 млн. м³).

² На цей час будуються метановози двох типів – зі сферичною і мембранною конструкціями сховищ СПГ. Мембранні сховища майже вдвічі легші за сферичні, тому мембранні метановози мають менші розміри та дедвейт у розрахунок на одиницю вантажності, їх експлуатація є більш економічною завдяки нижчим портовим зборам і платі за прохід через морські протоки. У 2010р. кількість метановозів у світі становила 353 од., з них зі сферичною конструкцією – 40%, з мембранною – 60%.

³ Комерційні умови фрахтування залежать від терміну чартеру, а не від кількості рейсів, здійснених судном.

⁴ Терміни Інкотермс (тлумачення термінів у сфері міжнародної торгівлі). FOB (Free on Board – франко-борт, вільно на борт). Означає, що продавець зобов'язується доставити вантаж до порту й забезпечити його завантаження та митне очищення; покупець – здійснити його перевезення і страхування. CIF (Cost, Insurance, Freight – вартість, страхування, фрахт) – ціна охоплює вартість вантажу, його страхування і транспортні витрати до кінцевого пункту призначення. DES (Delivered ex Ship – доставлено із судна) – те саме, що CIF, за винятком моменту переходу прав власності на СПГ. За умовами CIF, покупець отримує право власності на виході СПГ із заводу зі скраплення, а умови DES – на СПГ-терміналі.

7-10. СПГ-термінали: правові аспекти використання

СПГ-термінали, залежно від прав власності (користування) на складові виробничого циклу СПГ, поділяють на три категорії:

- **інтегрована модель** передбачає інтеграцію терміналу в єдиний виробничий цикл СПГ-проекту. Її характерні риси: прив'язка терміналу до конкретного джерела поставок; поєднання в одній компанії (або консорціумі) прав власності на термінал з функціями його оператора та користувача, а також покупця ресурсу за довгостроковим контрактом. Ця модель поширена в Японії. Її використовує також консорціум *Qatar Gas II* на терміналі *South Hook LNG* (Велика Британія) та дочірнє підприємство компанії *GDF Suez – Distrigas*, яке є єдиним власником та оператором терміналу *Everett Marine Terminal* (США);
- **толінгова модель** полягає в тому, що власник терміналу та користувач є різними господарськими суб'єктами, а відносини між ними будуються на договірній основі. Власник терміналу надає користувачу послуги з розвантаження та регазифікації, але не займається торгівельними операціями. Така модель використовується на вузлових терміналах *Zeebrugge* (Бельгія), *Isle of Grain* (Велика Британія), *Kav-Point*, *Elba Island* і *Lake Charles* (США);
- **комерційна модель** використовується у спотовій торгівлі СПГ-учасниками консорціуму, які є власниками та операторами терміналу. Вони за вільними цінами закуповують партії СПГ, не закріплені за конкретними пунктами поставок, а потім перепродають їх у гуртовій та роздрібній торгівлі. Приклад – індійський термінал у Хазірі, який перебуває у власності та операційному управлінні компаній *Shell* і *Total*.

Порядок доступу до регазифікаційних терміналів США

До 2002р. законодавство США вимагало надання власниками та операторами СПГ-терміналів вільного доступу до них третім сторонам. Вважалося, що ця умова є обов'язковою для залучення інвестицій в розбудову СПГ-інфраструктури.

Однак у 2002р. Федеральна комісія США з регулювання в галузі енергетики (*FERC*) скасувала політику відкритого доступу (т.зв. рішення Хекберрі). Це дозволило компанії *Dynegy* споруджувати термінал без виконання вимоги вільного доступу і стало прецедентом для нових проектів з будівництва терміналів, який підвищив привабливість інвестицій, – адже для компаній, що інвестують кошти у створення заводів із скраплення газу пріоритетний доступ до СПГ-терміналу є необхідним чинником фінансової безпеки. Сподівання *FERC* були виправдані: темпи спорудження СПГ-терміналів відчутно зросли. Водночас, варто відзначити, що в США торгівля газом з терміналів належить до конкурентних операцій на дерегульованому ринку країни.

Європейський Союз

В ЄС питання доступу до об'єктів газової інфраструктури (у т.ч. до СПГ-терміналів) надавалася особлива увага, починаючи з I етапу лібералізації газового сектору, започаткованого наприкінці 1990-х років Директивою 98/30/ЄС (Перша газова директива). Структури ЄС розглядали проблему доступу як одну з визначальних для створення конкурентного та ефективного функціонуючого газового ринку, головним завдання якого є надійне забезпечення споживачів паливом за сприятливими цінами. I етап лібералізації не передбачав відкритого доступу до СПГ-терміналів як обов'язкової умови, але була визначена процедура регульованого доступу, критерії відмови та механізми запобігання зловживанням монопольним становищем.

На II етапі лібералізації, започаткованому у 2003р. Директивою 2003/55/ЄС (Друга газова директива), забезпечення прав третіх сторін з регульованого доступу до терміналів стало обов'язковою вимогою, але з певними винятками, визначеними ст.22 документа, що зумовлювалося специфікою інвестування СПГ-проектів.

У липні 2009р. Європарламент і Рада Європи затвердили "Третій пакет" документів, якими встановлюються головні принципи III етапу лібералізації енергетичних ринків. Зокрема, Директива 2009/73/ЄС (Третя газова директива) встановлює єдині правила внутрішнього ринку природного газу; в ній більш конкретно прописані правові механізми з питання доступу. Повноваження встановлювати режим доступу, який має зобов'язуючий характер, надані регулюючим органам країн-членів спільно з Групою європейських органів з регулювання електроенергетики та газової галузі (*ERGEG*). Третя газова директива не перешкоджає укладанню довгострокових контрактів за умови дотримання конкурентних правил Співтовариства, а також містять окремий пункт, що скасовує на певний період вимогу забезпечення доступу третій стороні в разі, якщо це сприяє інвестиціям. Імплементація головних положень Третьої газової директиви у країнах ЄС завершився 3 березня 2011р⁵.

Особливості доступу до СПГ-терміналів в окремих країнах ЄС.

Завдяки вилученням, передбаченими ст.22 Другої газової директиви, отримали право працювати шість СПГ-терміналів: *Isle of Grain*, *South Hook LNG* і *Dragon* (Велика Британія), *Rovingo* і *Brindisi* (Італія) та *Fos Cavaou* (Франція). Термін дії режиму обмеженого доступу третіх сторін становить до 25 років.

У **Великій Британії** право працювати в режимі вилучень поширюється на всі потужності, в **Італії** – на 80% потужностей, у **Франції** – на 90%. В Італії користувач потужностями в режимі вилучення втрачає право на них у випадку невикористання їх більш ніж на 20%. Нормативно-правовими документами Франції встановлено порядок розподілення потужностей в порядку черговості надходження заявок. Також ними передбачена можливість втрати користувачем своїх прав, якщо частина виділених йому потужностей не використовується й він не хоче перепродавати права на них на вторинному ринку.

Держави ЄС мають також інші специфічні особливості порядку доступу.

У **Бельгії**, згідно з режимом доступу третіх осіб, були вирішені права на користування первинними потужностями СПГ-терміналу *Zeebrugge* за довгостроковими контрактами в рамках "відкритого сезону". У 2003р. вони були придбані терміном на 20 років (відлік – з 2007р.) консорціумом у складі *Qatar Petroleum* і *ExxonMobile*. Оскільки всі первинні потужності були розподілені, виник ринок вторинних потужностей, заснований на принципі "не використав – втратив". Право на їх використання придбано компаніями *EdF*, *Distrigas* та *GdF Suez*. Відповідно до бельгійського законодавства, всі власники потужностей за два місяці наперед повинні сповіщати оператора терміналу про невикористанні потужності.

В **Іспанії** для розподілу потужностей застосовується процедура надання доступу відповідно до порядку черговості надходження заявок. Для контрактів терміном дії понад два роки резервується 75% потужностей. Також діє правило "не використав – втратив", яке застосовується в наступному порядку: за три місяці користувачі первинних потужностей повинні повідомити про частку виділеної потужності, яку вони планують використовувати; оператор СПГ-терміналу інформує оператора транспортної системи про вільні потужності; невикористані потужності розподіляються серед зацікавлених осіб.

Північно-Східна Азія

В **Японії** у рамках реформування електроенергетичного та газового секторів з 2003р. застосовується політика регламентації прав доступу третіх сторін. Уряд вважає, що врегулювання цього питання має відбуватися на взаємовигідній договірній основі між суб'єктами господарської діяльності. Головні принципи переговорів власників СПГ-терміналів з потенційними користувачами викладені у 2004р. в Керівництві з належної торгівлі газом, підготовленому Комісією з чесною торгівлі та Міністерством економіки, торгівлі і промисловості. Документ містить інструкції для операторів СПГ-терміналів з надання доступу третім сторонам. Окреме місце в Керівництві відведено правилам розкриття інформації з використання вільних потужностей та формування графіку експлуатації. У разі відмови доступу, оператори зобов'язані в письмовій формі пояснити прийняте рішення. Проте, якщо викладені факти не будуть достатньо аргументованими, тоді з ініціативи третьої сторони воно може стати предметом антимонопольного розслідування.

Південна Корея за обсягами імпорту СПГ посідає друге (після Японії) місце у світі, а її компанія *Korea Gas Corporation (Kogas)* є лідером світової торгівлі СПГ. На цей час у країні використовується договірний режим доступу третіх сторін. Компанія *Kogas* є власником та оператором усіх СПГ-терміналів, а також володіє виключним правом на оптову торгівлю СПГ.

У листопаді 1999р. Уряд оголосив план реструктуризації *Kogas*, яким передбачалося розділити компанію на три частини і встановити вільний доступ до СПГ-терміналів. Утім, цей план вдалося реалізувати лише частково через протидію сильного профспілкового руху. Зокрема, з 2001р. підприємства промисловості та електроенергетики отримали право без згоди Уряду, самостійно займатися імпортом СПГ для власних потреб. У 2003р. прийнято рішення про стимулювання імпорту та роздрібно торгівлі СПГ. Це дозволило спільному підприємству *K-Power* у складі нафтових компаній *SK* (Корея) та *BP* (Велика Британія) збудувати термінал у Гван'яні, а корейській металургійній компанії *Posco* – закуповувати СПГ обсягом понад 0,7 млрд. м³/рік. Однак, попри певну лібералізацію сектору СПГ, він у цілому залишається недостатньо конкурентним, оскільки компанія *Kogas* зберігає домінуючі позиції.

⁵ За винятком ст.11, яка буде застосовуватися з 3 березня 2013р.

1.2. ТОРГІВЛЯ СПГ: ОСОБЛИВОСТІ КОНТРАКТІВ ТА ЦІНОУТВОРЕННЯ

У торгівлі СПГ застосовуються майже такі самі контракти, як і в торгівлі трубопровідним газом. Однак, значно більшою є частка короткострокових (спотових і свопових) контрактів – і вона поступово зростає, хоча частка довгострокових контрактів залишається переважаючою.

Що стосується ціноутворення, то воно має переважно регіональний характер, оскільки, як відомо, єдиного світового газового ринку (на відміну від нафтового) не існує¹³. Ціна на СПГ також тісно пов'язана з типом контракту (угоди), насамперед – терміну та умов його дії.

Контракти та угоди

- **Довгострокові контракти.** Традиційним договірним інструментом оптимізації розподілу ризиків з часу зародження світової торгівлі СПГ стали довгострокові контракти, які покладають ризики за обсяги поставок на покупців (згідно із принципом “бери або плати”), а на продавців – цінові ризики через застосування договірної механізми індексації цін.

Термін дії довгострокових контрактів складає, як правило, 20 років (іноді – більше). Такі терміни обумовлені необхідністю отримання довгострокових кредитів від банківських установ на фінансування СПГ-проектів.

Однак, внаслідок того, що торгівля СПГ стає з кожним роком більш гнучкішою, **умови традиційних довгострокових контрактів зазнають відчутних змін**: терміни їх скорочуються, а законтрактовані обсяги – знижуються. Така тенденція спостерігається насамперед у Європі та в Північній Америці. Японія, найбільший світовий імпортер СПГ, у переговорах з Індонезією також домагається підписання нових контрактів із скороченням терміном дії.

- **Система самоконтрактування.** Значення довгострокових контрактів почало суттєво знижуватися під впливом лібералізації ринків газу та електроенергії, що відбувалася в 1980-1990-х роках у Північній Америці та

Великій Британії, а з початку 2000-х років – у Континентальній Європі. Одним із завдань лібералізації було перенесення цінових і проектних ризиків з покупців на виробників продукції за рахунок зростання конкуренції між ними та використання індикаторів газового ринку.

У відповідь, виробники застосували систему самоконтрактування, суть якої полягає в тому, що виробники укладають договори зі своїми афілійованими підприємствами з метою реалізації ними обсягів СПГ кінцевим споживачам або дрібнішим оптовим підприємствам чи дистриб'юторам. Тобто, відбувається інтеграція виробників СПГ у газові ринки країн-споживачів.

Система самоконтрактування, на відміну від довгострокових контрактів, забезпечує постачальникам гнучкість вибору пункту призначення. Відповідно до її принципів, кінцеві ринки визначаються не контрактними умовами, а ціною нетбек, яка може бути отримана з урахуванням наявних активів зі скраплення та регазифікації (СПГ-терміналів), що належать виробникам СПГ¹⁴.

- **Спотові (короткострокові) контракти**¹⁵. Характеризуються гнучкою орієнтацією на зміну ринкової кон'юнктури, не передбачають застосування умов “бери або плати” та будь-яких інших жорстких зобов'язань щодо обсягів поставок. Термін дії не перевищує одного року. Спотова торгівля відбувається на умовах FOB і потребує наявності на ринку значної кількості метановозів, не закріплених за конкретними СПГ-проектами.

Упродовж 1992-2001рр. частка продаж СПГ за спотовими контрактами збільшилася з 1,3% до 7,5%, у 2007р. – досягла 19,8%. Через радикальні зміни в міжнародній газовій торгівлі, що сталися у 2009р. (“сланцева революція” у США та виникнення через це істотного профіциту СПГ), роль спотових контрактів відчутно зросла: у 2010р. частка спотового ринку СПГ досягла близько 25%¹⁶ (діаграма “Динаміка частки спотового ринку СПГ: 1992-2010рр.”¹⁷).

Динаміка частки спотового ринку СПГ: 1992-2010рр.



¹³ Одна з причин цього – саме різниця ціноутворення на нафту та газ, зумовлена суттєво більшими витратами на транспортування і зберігання газу, порівняно з нафтою, через його значно нижчу енергонасиченість (енергонасиченість природного газу за нормальних природних умов є майже в 1 000 разів меншою від енергонасиченості нафти, а СПГ – удвічі).

¹⁴ Нетбек – чиста експортна вартість, що дорівнює оптимальному експортному виторгу з урахуванням витрат на доставку.

¹⁵ До цієї категорії контрактів відносять і свопові операції – заміщення еквівалентних обсягів СПГ, які поставляються з двох різних джерел до двох різних пунктів призначення.

¹⁶ За оцінкою Центру Разумкова.

¹⁷ Джерела: BP Statistical Review of World Energy, June 2002 - June 2011.

- **Арбітражні угоди.** Застосовуються для юридичного оформлення арбітражних операцій з метою отримання додаткового прибутку за рахунок цінової різниці на ринках СПГ¹⁸; забезпечують зв'язок між різними ринками і сприяють вирівнюванню цін.

Арбітражні операції є досить обмеженими за колом учасників і зазвичай здійснюються в межах однієї групи компаній, яка володіє корпоративними правами на СПГ-інфраструктуру різних регіональних ринків¹⁹. Крім того, підписання арбітражних угод стикається з низкою обмежень: тривалістю перевезення (ціни можуть зазнавати суттєвих змін під час рейсу), доступу до сховищ, якістю газу тощо.

Ціноутворення: чинники та регіональні особливості

На цей час визначальну роль у формуванні ціни на СПГ відіграють чотири регіональні ринки: Північна Америка, Велика Британія, Континентальна Європа та Північно-Східна Азія²⁰ (врізка “Регіональні особливості ціноутворення”²¹).

Головними економічними чинниками регіональних відмінностей ціноутворення на СПГ є:

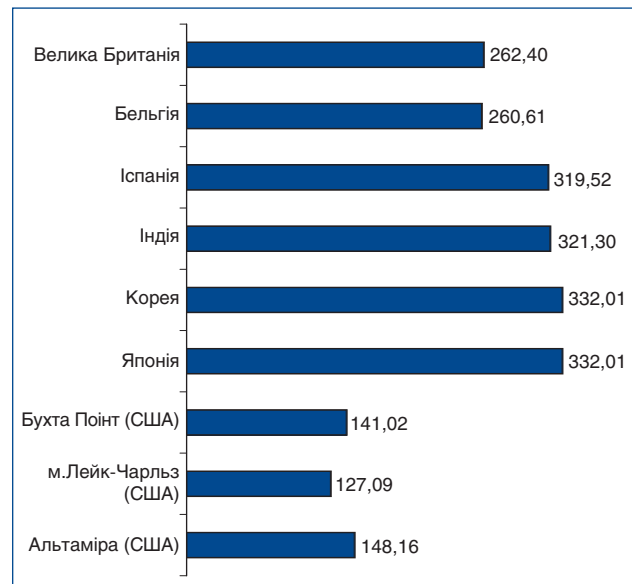
- **рівень залежності від імпорту.** Так, компанії країн, що мають критичну залежність від імпортних поставок і володіють обмеженими видобувними можливостями, укладали довгострокові контракти з продавцями, більша частина яких є чинними й дотепер. Натомість спотова торгівля краще розвивалась у країнах із значним власним видобутком газу, але водночас – з його дефіцитом;
- **еластичність попиту на газ,** який насамперед залежить від обсягів його використання в електроенергетиці. У країнах, які зробили наголос в енергозабезпеченні на розвиток електростанцій з використанням газу, як правило, домінують довгострокові контракти, оскільки забезпечення паливом електростанцій вимагає надійності та передбачуваності;
- **рівень лібералізації ринку** (що впливає також на вибір типу контрактів (угод)): на лібералізованих ринках (США, Велика Британія, Континентальна Європа) ціни встановлюються переважно за принципами біржової торгівлі і значною є частка спотових контрактів; на не лібералізованих (Північно-Східна Азія) – ціни прив'язані до кошика нафтопродуктів (або нафти) та переважають довгострокові контракти.

Тут доречно нагадати, що, власне, **мета лібералізації газового ринку** полягає у створенні системи формування цін за рахунок конкуренції між різними постачальниками, замість того, щоб встановлювати ціни на державному рівні або прив'язувати їх до вартості нафти, нафтопродуктів чи вугілля.

У результаті впливу наведених чинників (у різному їх поєднанні), **цінові показники на регіональних ринках суттєво різняться.** Так, у жовтні

2010р. вартість СПГ у США була на \$141/1 000 м³, або у 2,3 разу нижчою, ніж у Японії і Кореї, та на \$121/1 000 м³, або в 1,8 разу нижчою, ніж у Бельгії (діаграма “Ціна СПГ у світі (станом на жовтень 2010р.)”²²).

**Ціна СПГ у світі (станом на жовтень 2010р.),
\$/1 000 м³**



З іншого боку, під впливом розширення торгівлі СПГ відбувається еволюція ринку природного газу, яка характеризується поступовим зменшенням зв'язку ціни СПГ з вартістю заміщення конкурентних видів палива, що зумовлює **зниження ролі довгострокових контрактів.** У результаті, спостерігається прискорення процесів лібералізації газової торгівлі, а структура ринку оформлюється у складну комбіновану форму, яка складається з різноманітних видів контрактів.

Так, структура газового ринку Континентальної Європи характеризується різноманітністю цінових умов і складається з наступних ключових елементів:

- постачання трубопровідного газу та СПГ у рамках довгострокових контрактів на стандартних умовах модернізованої Гронінгенської концепції;
- постачання трубопровідного газу та СПГ на умовах довгострокових контрактів з прив'язкою ціни до вартості газу на вільних торговельних майданчиках;
- торгівля трубопровідним газом і СПГ на вільних торговельних майданчиках;
- реалізація СПГ за договорами самоконтрактування;
- змішана торгівля трубопровідним газом і СПГ (газ проданий за довгостроковими контрактами перепродається на вільних торговельних майданчиках)²³.

¹⁸ Арбітражна операція – біржова операція, яка враховує різницю в цінах на однаковий біржовий товар.

¹⁹ Так, дотепер арбітражні угоди укладали BP, Shell, GdF Suez, Statoil Hydro та BG Group. Постачання на умовах арбітражних операцій здійснюється з Єгипту, Нігерії, Катару, Ємену, Норвегії, Тринідаду і Тобаго.

²⁰ Континентальна Європа – країни Європи, за винятком Великої Британії і країн СНД. До Північно-Східної Азії відносять Китай, Монголію, Південну Корею, Північну Корею, Тайвань і Японію.

²¹ Джерело: Развитие рынка СПГ: роль Энергетической Хартии – Секретариат энергетической Хартии, 2008, с.52-72; 102-115.

²² Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2011, p.27.

²³ Жуков С. Либерализация европейского рынка природного газа: волатильность и конвергенция цен на “газовых хабах”. – Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции, ИММО РАН, Москва, 2009, с.21.

РЕГІОНАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ ЦІНОУТВОРЕННЯ

Ринки Північної Америки та Великої Британії

До кінця 1970-х років у США і Канаді, як і на інших газових ринках світу переважало адміністративне державне регулювання у сфері видобутку та реалізації газу. Зокрема, після винесення у 1954р. Верховним судом США відповідного рішення у справі компанії *Philips*, у країні склалася система цінового контролю над цінами на природний газ на гирлі свердловини. Втім, її запровадження не призвело до позитивних результатів через втрату стимулів нарощування видобутку. Коли внаслідок цього виникла загроза деградації газової галузі, Конгрес США в 1978р. скасував державне регулювання цінами. Згодом приклад США перейняла й Канада, лібералізуючи свій газовий сектор. Таким чином, країни Північної Америки стали піонерами розвитку конкуренції в цій сфері. У 1980-х роках ліберальні починання були також підтримані консервативним Урядом Великої Британії на чолі з М.Тетчер, але для успішного проведення реформ спочатку знадобилося здійснити приватизацію державної монополії *British Gas*.

Лібералізація газових секторів Північної Америки та Великої Британії була вирішальним чинником для початку зростання спотової торгівлі СПГ у світовому масштабі. Її головними принципами є насамперед наступні:

- поставки повинні здійснюватися на ринок в умовах конкуренції;
- вартість газу на ринку має бути конкурентною відносно інших видів палива;
- споживачі повинні мати право вибору постачальника;
- доступ до СПГ-терміналу та газотранспортної системи має бути недискримінаційним і відкритим для третіх сторін.

Реформування газових ринків Північної Америки та Великої Британії завершилося успішно й наразі вони є найбільш ліквідними у світі. Центральний торговельний майданчик фізичними обсягами газу в Північній Америці *Henry Hub* одночасно є орієнтиром для ф'ючерсних контрактів на Нью-Йоркській товарно-сировинній біржі (*NYMEX*) та для інших торговельних майданчиків регіону.

У Великій Британії головним орієнтиром у торгівлі газом як біржовим товаром є головний пункт торгівлі країни *NBP*. Однак він не лише відбиває регіональну специфіку, але й досить чутливо реагує на загальносвітову кон'юнктуру.

Попри переваги ринкового формування спотових цін, іноді їх висока волатильність у зимові періоди призводить до стрімкого зростання вартості газу і спотова ціна може бути значно вищою, ніж у країнах Континентальної Європи, які закуповують паливо на умовах довгострокових контрактів.

На ринках Північної Америки та Великої Британії торгівля СПГ переважно здійснюється на основі спотових угод та договорів самоконтрактування.

Ринок Континентальної Європи

Підвалини системи ціноутворення у країнах Континентальної Європи були закладені Нідерландами в 1962р., коли з'явилася можливість продавати газ із гігантського родовища Гронінген. Система ґрунтувалася на концепції зовнішньої торгівлі газом (Гронінгенська концепція), розробленій Урядом Нідерландів спільно з компаніями *Shell* та *Esso*. В ній були поєднані два принципи: ціноутворення через вартість заміщення інших поширених видів палива та довгостроковий характер експортних контрактів¹.

Довгострокові контракти, що ґрунтуються на Гронінгенській концепції, й досі залишаються еталоном у торговельних операціях з газом, оскільки вони забезпечують, на відміну від спотових контрактів, надійність постачань у довгостроковий перспективі. Наразі близько 67% обсягів газу у країнах Континентальної Європи реалізується на основі довгострокових контрактів, у т.ч. забезпечуються поставки СПГ з Алжиру та Нігерії до Франції, Бельгії, Греції, Іспанії та Португалії.

Однак їх суттєвою вадою є неоперативність реагування на коливання цін на міжнародних біржах. Особливо виразно цей недолік проявився у 2009р. після різкого падіння цін на нафту. Це змусило європейські газові компанії внести корективи в довгострокові контракти з експортерами. Зокрема, ключові компанії-партнери БАТ "Газпром" змогли досягти домовленостей стосовно закупівлі до 16% газу за цінами спотового ринку.

Процеси лібералізації газового ринку країн ЄС, започатковані в середині 1990-х років, і введення в експлуатацію в 1998р. газопроводу *Interconnector*, що з'єднав Велику Британію з Континентальною Європою, уможливили розширення торговельних операцій з визначенням ціни безпосередньо на вузлах (майданчиках) спотової торгівлі. Сьогодні до головних майданчиків вільної торгівлі газом можна віднести: *TTF* (Нідерланди), *Zeebrugge* (Бельгія), *PEG* (Франція), *BEB* та *EVT* (Німеччина).

Одним із головних чинників, що стримував зростання спотової торгівлі, є низький рівень забезпеченості країн Континентальної Європи доведеними запасами газу (лише близько 1% світових), що зумовлює високу імпорتنу залежність (близько 65% потреби). Це спонукає європейські енергетичні компанії до укладання довгострокових контрактів, які знижують ризики дефіциту палива.

До 2009р., через перевищення попиту над пропозицією, ліквідність ринків Континентальної Європи була значно нижчою, ніж у США та Великій Британії, проте світова економічна криза створила сприятливі передумови стрімкого розвитку спотової торгівлі. Суттєво нижча у 2009-2010рр. спотова ціна на катарський СПГ, порівняно з вартістю газу за довгостроковими контрактами, стимулювала європейські газові компанії до збільшення обсягів закупівель газу за вільними цінами торговельних майданчиків.

Наразі в Континентальній Європі наявні чинники подальшого збільшення обсягів поставок СПГ за спотовими цінами. А саме:

- лібералізація законодавства стосовно газового сектору, яка усуває перешкоди для ринкової конкуренції (застосування вимог з розділення вертикально інтегрованих компаній на окремі сегменти: транспортування, розподіл і постачання; надання споживачам права вибору постачальника; запровадження принципу вільного доступу до транспортної інфраструктури (в т.ч. й до СПГ-терміналів);
- розширення глобальної пропозиції СПГ та сприятлива цінова динаміка, порівняно з трубопровідним газом;
- необхідність зменшення залежності від російського газу через нарощування закупівель СПГ на спотовому ринку;
- невідповідність механізму прив'язки вартості газу до ціни мазуту та газойлю сучасним ринковим реаліям, оскільки наразі ці нафтопродукти оперативно можуть замінити лише до 5% газу в електроенергетиці, промисловості, сфері обслуговування та житлово-комунальному секторі – тоді як у 1960-х роках (коли запроваджувалася Гронінгенська концепція) цей показник перевищував 90%.

Ринок Північно-Східної Азії

У цьому регіоні видобуток газу є низьким, тому газова торгівля тут традиційно розвивається на основі імпорту СПГ. Японія – перша країна регіону, яка стала закуповувати значні обсяги СПГ для електростанцій, що використовували сиру нафту та мазут. З цієї причини положення контрактів на поставки до Японії передбачали визначення ціни газу шляхом індексації японської митної вартості "нафтового кошика" (*JCC*)².

Специфічною особливістю системи ціноутворення в регіоні є застосування механізму мінімізації ризиків від волатильності цін на нафту, який полягає у визначенні цінових коридорів, що має вигляд S-подібної кривої згідно з параметрами цінової формули. Така модель ціноутворення згодом була прийнята Південною Кореєю, Тайванем і Китаєм. З певними змінами вона й дотепер залишається базовою в Північно-Східній Азії.

Цінова формула типового контракту купівлі-продажу СПГ на ринках Північно-Східної Азії

$P = A \cdot JCC + B$, де A – коефіцієнт, який пов'язує ціну японської нафтового кошика *JCC* у доларах США з ціною СПГ в одиницях теплотворної здатності; B – константа, виражена в доларах США (встановлюється сторонами під час переговорів, відбиває баланс їх інтересів). Також з метою зниження ризиків цінових коливань, які виникають на нафтових біржах, за домовленістю сторін встановлюється верхня та нижня межа цінового коридору, в якому діє встановлена формульна залежність між ціною СПГ та нафтою.

Водночас, слід відзначити, що після започаткування Китаєм на початку 2000-х років імпорту СПГ, відбулася певна модифікація порядку формування цін, оскільки він зміг використати у своїх інтересах конкурентну боротьбу між проектами із скраплення газу *North West Shelf* (Австралія), *Tangguh* (Індонезія) і *Rasgas* (Катар) й домогтися на певний час істотних цінових знижок через внесення змін у типовий порядок ціноутворення.

Серед усіх регіонів світу, де здійснюються торговельні операції з СПГ, система ціноутворення в Північно-Східній Азії відзначається найменшою гнучкістю та досить обмеженим застосуванням спотових контрактів, частка яких у 2009р. становила лише 6%.

¹ Докладно див.: Газові ринки ЄС і України: проблеми розвитку та інтеграції. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2008, №8, с.14-16.

² *JCC* – *Japan crude cocktail* (японський "нафтовий кошик"). Означає середньозважену митну вартість різних партій нафти, завезених на територію Японії.

Підсумовуючи, можна констатувати, що з часу започаткування комерційних поставок СПГ головним договірно-правовим інструментом збалансування інтересів продавців і покупців були традиційні довгострокові контракти, умови яких, зазвичай, передбачають прив'язку ціни СПГ до вартості нафти або нафтопродуктів. Однак лібералізація газових ринків у Північній Америці та Великій Британії у 1980-х та 1990-х роках надала поштовху розвитку світовій торгівлі СПГ за спотовими контрактами, частка яких зростає впродовж 1992-2010рр. з 1,2% до майже 25%, що сприяло зниженню цін за ними, порівняно з вартістю газу за довгостроковими контрактами.

Наразі в Північній Америці та Великій Британії переважає реалізація СПГ за спотовими контрактами. У країнах Континентальної Європи роль спотової торгівлі також поступово зростає, проте ще близько 67% обсягів газу продається за довгостроковими контрактами. Вони домінують також у поставках СПГ до Північно-Східної Азії, де ціна СПГ визначається традиційним шляхом прив'язки до "нафтового кошика".

Розвиток спотової торгівлі СПГ і лібералізація газових ринків є взаємопов'язаними процесами: лібералізація ринку уможливує розширення спотової торгівлі, а остання, своєю чергою, – прискорює процеси лібералізації ринків.

1.3. ГОЛОВНІ ЧИННИКИ КОНКУРЕНТОСПРОМОЖНОСТІ СПГ

Як зазначалося вище, з початку XXI ст. за темпами зростання продажу в конкуренції з усіма видами палива, що належать до первинної енергії, лідирує СПГ. До головних чинників, що зумовлюють його високу конкурентоспроможність (крім тих, що стосуються природного газу загалом²⁴), слід віднести наступні.

Диверсифікація джерел поставок. Із врахуванням нерівномірності розподілу енергетичних ресурсів і географічних чинників, які обмежують можливості трубопровідного транспорту, коло потенційних постачальників СПГ є набагато ширшим. Це означає, що енергодефіцитні країни, які володіють

СПГ-терміналами, мають значно більший вибір джерел отримання ресурсу, тому їх уразливість до зовнішніх економічних та енергетичних шоків та/або політичного тиску є набагато нижчою, ніж країн, де такої інфраструктури немає.

Гнучкість поставок і сприяння конкуренції. На відміну від жорстких умов торгівлі трубопровідним газом, система торгівлі СПГ дозволяє оперативно реагувати на ринкові сигнали і швидко та економічними методами ліквідовувати дисбаланси попиту/пропозиції. Власне, СПГ відіграє роль стабілізатора на світових газових ринках. Можливість постачання партій СПГ на різні регіональні ринки, залежно від поточної кон'юнктури, також підвищує на них рівень конкуренції.

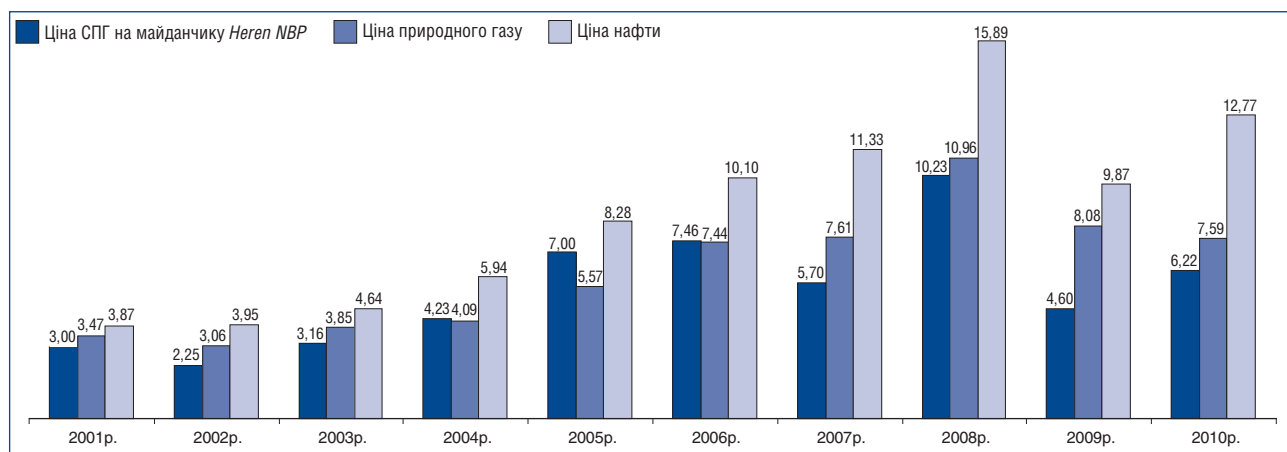
Цінові переваги. Вартість природного газу на головних біржах світу, як правило, є значно нижчою за вартість нафти. У 2010р. середня вартість природного газу на британському торговельному майданчику *NBP*²⁵ становила \$6,21/1 ГДж²⁶, тоді як середня вартість нафти для країн ОЕСР була більш ніж удвічі вищою і складала \$12,76/1 ГДж (діаграма "Порівняльні ціни на нафту, СПГ і природний газ у країнах ЄС у 2001-2010рр.").

Технологічність та екологічність. СПГ можна транспортувати морським шляхом на великі відстані за прийнятних транспортних витрат завдяки властивості природного газу за низьких температур перетворюватися на рідину, що дозволяє збільшувати його об'ємну концентрацію енергії в 600 разів. Ця властивість дозволяє розширювати географію поставок природного газу, витісняючи з ринків шкідливі для екології традиційні види палива.

Зниження собівартості транспортування метановозами. Таке зниження відбувається переважно за рахунок відзначеного вище постійного зростання будівництва метановозів дедалі більшого дедвейту, підвищення їх технічного рівня та конкуренції між суднобудівними компаніями.

У загальному підсумку, витрати на транспортування СПГ скоротились у 2003р., порівняно з 1990р., на 40-50%, а вартість метановоза дедвейтом 138 тис. т – з \$275 до \$150 млн.²⁷ Якщо у 1970-х роках відстань,

**Порівняльні ціни на нафту, СПГ і природний газ у країнах ЄС у 2001-2010рр.,
\$/1 ГДж**



²⁴ Як відомо, природний газ має істотну перевагу, з точки зору викидів парникових газів: коефіцієнт викидів CO₂ у результаті його згорання є на 35% нижчим, ніж згорання мазуту, та на 55% – згорання вугілля. Крім того, природний газ може застосовуватись у газотурбінних і паротурбінних установках, які використовують тепло відпрацьованих газів, що підвищує їх КПД під час вироблення електроенергії до 55% – на 10% вище КПД звичайної паротурбінної установки.

²⁵ *NBP* (національна точка балансування) – торговельний майданчик природним газом у Великій Британії.

²⁶ Ціни наведені в показниках виміру теплової енергії – джоулях.

²⁷ Симонія Н. Стал ли СПГ глобальним товаром?... с.9.

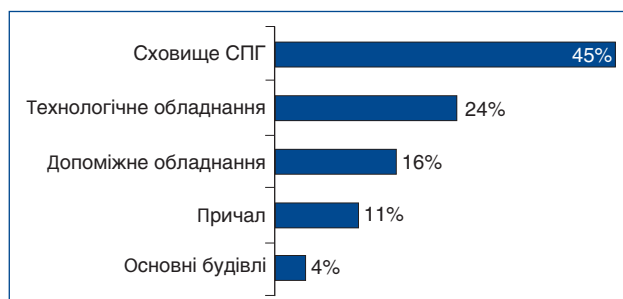
що забезпечувала перевагу транспортування газу метановозами над газопроводами, складала понад 5 000 км, то сьогодні – до 3 000 км. Передбачається, що найближчими роками вона скоротиться ще на 30-40%, і перевага буде забезпечуватися вже на відстані 1 800 км²⁸ (діаграма на карті “Відстань, яка забезпечує перевагу транспортування...”, с.5).

Зниження собівартості скраплення та регазифікації. Потужність перших технологічних ліній скраплення газу складала лише 1,36 млрд. м³/рік. У 1970-1990рр. будувалися типові лінії потужністю 2,72 млрд. м³/рік, на початку 2000-х років їх потужність зросла до 4,9 млрд. м³/рік. Зараз потужність найбільшої технологічної лінії у світі складає 10,6 млрд. м³/рік (Катар).

Питомі витрати на спорудження технологічної лінії скраплення потужністю в 4,9 млрд. м³/рік знизилися на 20%, порівняно з технологічною лінією потужністю 2,72 млрд. м³/рік, а на будівництво технологічної лінії потужністю 10,6 млрд. м³/рік – є на 43% нижчим за ті, яких потребує спорудження технологічної лінії потужністю 4,9 млрд. м³/рік.

Витрати, пов'язані з будівництвом СПГ-терміналів, до останнього часу не демонстрували такої динамічної схильності до зменшення. Це пояснюється значною часткою у вартості їх будівництва сховищ і допоміжних об'єктів, здешевлення яких забезпечити досить складно (діаграма “Структура вартості будівництва СПГ-терміналу”²⁹).

Структура вартості будівництва СПГ-терміналу



Однак, як зазначалося вище, у 2008-2009рр. корейські корпорації *Samsung* і *Daewoo* збудували для катарських проектів мегаметановози, оснащені регазифікаційними установками, що істотно знизило витрати на регазифікацію СПГ.

Окреслені чинники конкурентоспроможності СПГ у поєднанні із зазначеними вище тенденціями розширення торгівлі цим видом природного газу, високим потенційним попитом на нього з боку країн-імпортерів (у т.ч. країн ЄС, зацікавлених у диверсифікації джерел постачання газу і зниження імпоротної залежності від Росії), свідчать про позитивні перспективи розвитку світової торгівлі СПГ.

1.4. ПЕРСПЕКТИВИ СВІТОВОЇ ТОРГІВЛІ СПГ

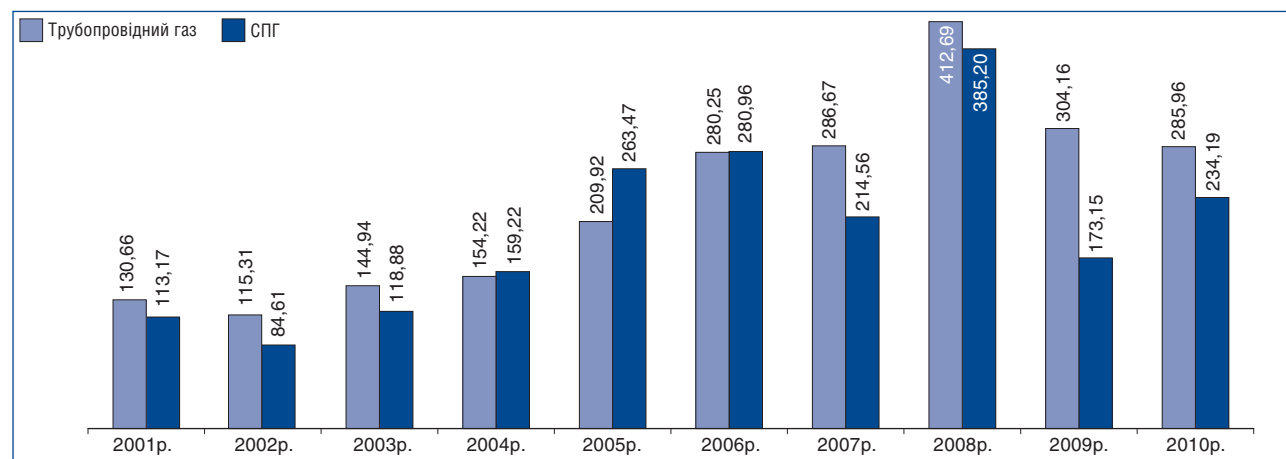
У 2009-2010рр. розпочався принципово новий етап розвитку світових ринків СПГ, викликаний, *по-перше*, істотним збільшенням видобутку сланцевого газу у США (на 50 млрд. м³), *по-друге* – глобальним зростанням потужностей із скраплення (на 81 млрд. м³ після введення в експлуатацію нових технологічних ліній у Катарі, Ємені, Перу та Росії).

Особливості нинішнього етапу розвитку світових ринків СПГ і загальні прогнози

Названі обставини зумовили перевищення у 2009р. пропозиції СПГ на світовому ринку над попитом, яке, за оцінками компанії *Sanford C. Bernstein*, склало 30%³⁰. Зазначений профіцит вперше з часів зародження торгівлі СПГ призвів до ситуації, коли його ціна на європейських спотових майданчиках стала значно нижчою від ціни трубопровідного газу, що поставав за довгостроковими контрактами³¹. Так, у Європі середньорічна ціна трубопровідного газу склала \$304/1 000 м³ – перевищивши на \$131 (або на 43%) середньорічну ціну СПГ на спотових майданчиках (діаграма “Ціни на СПГ і трубопровідний газ у Європі у 2001-2010рр.”³²).

Низькі ціни на СПГ зумовили збільшення міжнародної торгівлі ним у 2009р. на 3% – тоді як обсяги реалізації природного газу у світі в цілому скоротилися на 5%. Однак, у 2010р. ціновий розрив знизився до \$52/1 000 м³, або до 18%, оскільки середня вартість трубопровідного газу та СПГ складала, відповідно \$286 та \$234/1 000 м³.

Ціни на СПГ і трубопровідний газ у Європі у 2001-2010рр., \$/1 000 м³



²⁸ Джерело: Практичні аспекти впровадження проектів інфраструктури з постачання скрапленого природного газу (СПГ) в Україну...

²⁹ Там само.

³⁰ Див.: Тарнавський В. LNG Прижмет Газпром. – Мониторинг журналу Енергобизнес, 30 августа 2010г.

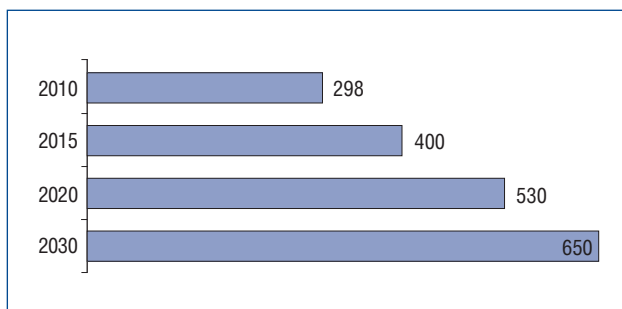
³¹ Також див.: Українсько-російські взаємовідносини в енергетичній сфері: стан, новітні тенденції розвитку та перспективи. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2010, №6, с.25.

³² Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2011, p.27.

У I кварталі 2011р. різниця в ціні в Європі між трубопровідним газом за довгостроковими контрактами та СПГ на спотових майданчиках продовжувала скорочуватися, що пояснюється збільшенням попиту на енергоресурси (через поступове відновлення економіки), штучним обмеженням поставок експортерами СПГ та сезонним фактором. Так, у лютому 2011р. різниця між вартістю трубопровідного газу ВАР “Газпром” на німецькому кордоні та СПГ на спотовому майданчику *Zeebrugge* становила лише близько 6% (\$328/1 000 м³ та \$310, відповідно)³³.

Водночас, попри окремі несприятливі періоди, які можуть виникати для СПГ через цінові коливання та зниження попиту, в цілому до 2030р. слід очікувати зростання його конкурентоспроможності та, відповідно – попиту на нього. За прогнозами експертів Центру Разумкова, обсяги міжнародної торгівлі СПГ збільшаться з 298 млрд. м³ у 2010р. до 650 млрд. м³ у 2030р. (діаграма “Прогноз обсягів міжнародної торгівлі СПГ до 2030р.”³⁴).

Прогноз обсягів міжнародної торгівлі СПГ до 2030р., млрд. м³



Також прогнозується, що до 2013р. відбудеться збалансування глобального ринку торгівлі газом (ліквідація профіциту у близько 100 млрд. м³, порівняно з 2009р.) за рахунок випереджаючого зростання попиту. Цей чинник спонукатиме до нових інвестицій в будівництво заводів зі скраплення та розбудову СПГ-інфраструктури загалом (врізка “Особливості СПГ-проектів та їх інвестування”³⁵).

Перспективи попиту на СПГ

До 2020р. “двигунами” зростання попиту на СПГ будуть країни Європи та Північно-Східної Азії. У 2010р. лише у країнах Європи будувалися СПГ-термінали проектною потужністю понад 60 млрд. м³. Прогнозується, що у 2010-2020рр. попит на СПГ в Європі зросте на 50-70 млрд. м³. За прогнозами МЕА, поставки СПГ до ЄС збільшаться у 2009-2030рр. майже у 3,5 рази й досягнуть 240 млрд. м³/рік, або 32% загального попиту на природний газ (діаграма “Частка СПГ у загальному обсязі попиту на газ у ЄС...”³⁶).

³³ Джерело: *Russian Natural Gas Monthly Price*. – Index Mundy, <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=russian-natural-gas&months=12>; First Energy Capital. – <http://www.firstenergy.com>

³⁴ Прогноз зроблено експертами Центру Разумкова із врахуванням статистичних та аналітичних матеріалів компаній *Shell*, *Cedigaz*, *BP* та *NATS LNG*.

³⁵ Джерело: Развитие рынка СПГ: роль Энергетической Хартии. – Секретариат энергетической Хартии, 2008., с.74-76.

³⁶ Джерело: Развитие рынка СПГ: роль Энергетической Хартии. – Секретариат энергетической Хартии, 2008, с.105; *BP Statistical Review of World Energy*, June 2011, p.24.

ОСОБЛИВОСТІ СПГ-ПРОЕКТІВ ТА ЇХ ІНВЕСТУВАННЯ

СПГ-проекти характеризуються високим рівнем застосування технологій, великими масштабами будівельно-монтажних робіт, капіталомісткістю та вимагають дуже значних обсягів інвестицій. СПГ-проекти складаються з багатьох взаємопов'язаних складових виробничого циклу, а їх успіх залежить від кожної з них – проблеми з реалізацією однієї із складових можуть поставити під сумнів реалізацію проекту в цілому.

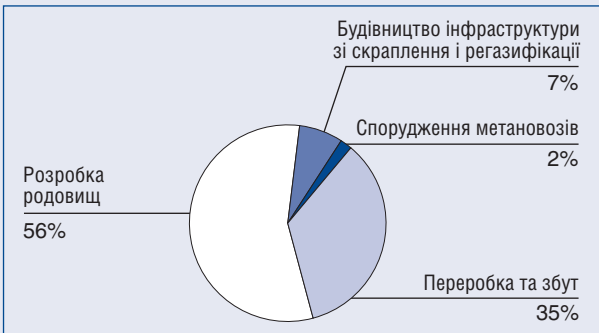
До виконання проектів залучаються численні учасники: виробники газу, проектно-будівельні організації, газопостачальні компанії, суднобудівні підприємства, дистриб'ютори, банки, страхові компанії та урядові інститути країн-експортерів та імпортерів.

Більшість СПГ-проектів здійснюється на базі конкретних ліцензійних ділянок, на яких розташоване потужне родовище або група родовищ. Розробниками проекту звичайно є спільні підприємства (СП) кількох компаній, пов'язані, залежно від умов ліцензії та особливостей національного законодавства, договором про СП, угодою про розподіл продукції чи договором між акціонерами. Збутом продукції, як правило, опікується СП, а не окремі його учасники. Подібний формат взаємовідносин дозволяє компаніям координувати дії на взаємовигідних умовах, а не вступати в конкурентну боротьбу між собою.

З огляду на обсяги фінансування СПГ-проектів та ризики їх реалізації, як правило, їх інвестування здійснюється групою компаній на основі проектного фінансування із залученням довгострокових кредитних ресурсів. Проектне фінансування також є ефективним механізмом мобілізації коштів для урядів, зацікавлених у мінімізації державних витрат.

Згідно з оцінками МЕА, загальна потреба в інвестиціях у реалізацію СПГ-проектів у світовому масштабі у 2005-2030рр. складає \$3,9 трлн., або \$151 млрд./рік, у т.ч.: розробка родовищ – \$2,2 трлн., будівництво інфраструктури зі скраплення та регазифікації – \$292 млрд., спорудження метановозів – \$76 млрд., переробка і збут – \$1,36 трлн. (діаграми “Прогноз розподілу загальних інвестицій у СПГ-проекти у 2005-2030рр.” та “Інвестиції в інфраструктуру скраплення і регазифікації СПГ у 2005-2030рр.”).

Прогноз розподілу загальних інвестицій у СПГ-проекти у 2005-2030рр.

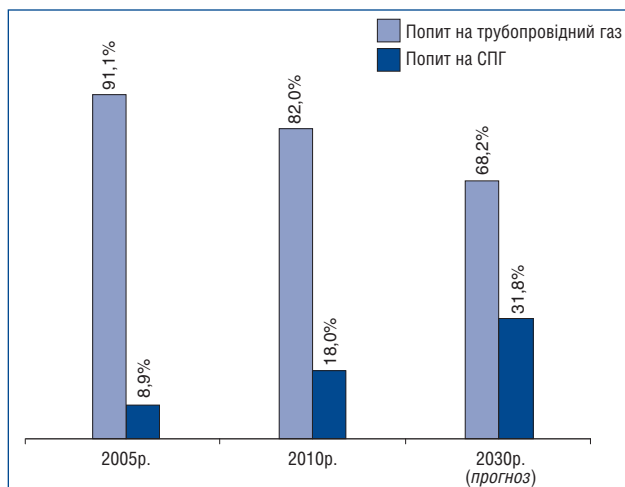


Інвестиції в інфраструктуру скраплення і регазифікації СПГ у 2005-2030рр.



Однак, слід мати на увазі, що наведені оцінки були зроблені до т.зв. “сланцевої революції” у США 2009р. та аварії на АЕС “Фукусіма” 2011р. Ці події можуть мати значний вплив на розвиток світового ринку СПГ та, відповідно – зумовити потребу коригування прогнозних оцінок обсягів інвестицій.

Частка СПГ у загальному обсязі попиту на газ у ЄС (2005-2030рр.)



У країнах АТР до 2020р. також очікується зростання попиту на 80-100 млрд. м³, у т.ч. в Китаї на 30-50 млрд. м³. Динамічно зростатиме імпорту СПГ в Індії і Південній Кореї. Суттєвий вплив на світовий ринок СПГ справить дефіцит енергоресурсів в Японії, що виник після аварії на АЕС “Фукусіма” внаслідок потужного землетрусу та цунамі в березні 2011р. Міжнародні газові ринки відразу відреагували на аварію: ціни на СПГ упродовж кількох днів після неї підвищилися на британському торговельному майданчику *NBP* на 4% – до \$362/1 000 м³, на бельгійському *Zeebrugge* на 5,9% – до \$361/1 000 м³³⁷ (врізка “Наслідки землетрусу в Японії для світового ринку СПГ”).

Загалом, прогнозується, що роль СПГ у міжнародній торгівлі енергетичними ресурсами продовжуватиме зростати швидкими темпами й до 2030р. світовий попит на нього зросте до 650 млрд. м³, а частка у глобальній торгівлі природним газом – до 45%³⁸. Найбільшими споживачами СПГ залишатимуться країни Європи та Північно-Східної Азії.

Перспективи виробництва СПГ

У 2010р. будувалося шість та проектувалося понад 20 заводів зі скраплення газу, зокрема: в Австралії, Нігерії, Папуа-Новій Гвінеї, Ємені, Екваторіальній Гвінеї, Тринідаді і Тобаго. Також передбачається до 2012р. збільшення потужностей у Катарі (з 94 млрд. м³ до 104 млрд. м³). Крім Катару, найбільший потенціал нарощування експорту найближчими роками мають Австралія та Нігерія³⁹.

Австралія. Країна володіє великими доведеними запасами газу (понад 3 трлн. м³) – що в поєднанні з інвестиційно привабливим кліматом може дозволити їй збільшити експорт СПГ до 2020р. на 50 млрд. м³. У 2010р. в Австралії проектувалися та будувалися чотири великі заводи зі скраплення газу. Водночас, Австралія поки є єдиною країною, що планує налагодити масштабне виробництво СПГ на базі газу вугільних пластів⁴⁰. У 2011р. передбачається завершення двох таких проектів загальною потужністю 5,4 млрд. м³.

³⁷ Японський фактор. – *Ведомости*, 16 марта 2011г., <http://www.vedomosti.ru>

³⁸ Прогноз зроблено із врахуванням статистичних та аналітичних матеріалів компаній *Shell*, *Cedigaz*, *BP* та *NATS LNG*.

³⁹ Симонія Н. Стал ли СПГ глобальним товаром?..., с.15-18.

⁴⁰ Там само.

ПОЗИЦІЯ ЕКСПЕРТІВ

Леонід УНІГОВСЬКИЙ,
Володимир ЧАСТУХІН,
Олександр ЛАКТИОНОВ

НАСЛІДКИ ЗЕМЛЕТРУСУ В ЯПОНІЇ ДЛЯ СВІТОВОГО РИНКУ СПГ

Японія є найбільшим у світі імпортером СПГ. За підсумками 2010р., країна імпортувала близько 70 млн. т¹ (93,5 млрд. м³) – тоді як наявна інфраструктура (близько 30 терміналів) розрахована на щорічний імпорту понад 80 млн. т/рік СПГ. Після землетрусу та цунамі СПГ-термінали Японії залишилися майже не ушкодженими (постраждав лише один невеликий термінал *Shin-Minato*, потужністю 0,4 млрд. м³/рік, орієнтований на отримання СПГ переважно з Малайзії).

Як відомо, стихійне лихо вивело з ладу частину ядерних потужностей для виробництва електроенергії. У зв'язку з цим, Японія змушена збільшити обсяги надходження інших видів енергоресурсів (нафти, вугілля та СПГ) як альтернативного палива.

За даними *Deutsche Bank*², більшість із втрачених потужностей АЕС буде компенсована збільшенням обсягів використання газу для електрогенерації. Японія потребуватиме додаткового імпорту газу обсягом 5-12 млрд. м³/рік для покриття потреб виведених з ладу понад 10 ГВт потужностей АЕС.

Потреба Японії в додаткових обсягах газу може змінити правила гри на газовому ринку ЄС, які домінували упродовж останніх двох років, коли ринок був перенасичений приблизно на 10 млрд. м³ та очікувалося, що цей показник ближчими роками сягне 30 млрд. м³.

Однак, після стихійного лиха в Японії профіцит пропозиції поступово скорочується, а спотові ціни в європейських газових хабах одразу помітно збільшилися і вже у IV кварталі 2010р. зрівнялися з цінами на трубопровідний газ за довгостроковими контрактами.

За даними *Deutsche Bank*³, найбільшою мірою від можливої переорієнтації обсягів СПГ може постраждати ринок Великої Британії, який серед країн Західної Європи є найбільш уразливим до скорочення обсягів спотових поставок. У 2010р. за спотовими контрактами Велика Британія отримала 15,2 млрд. м³ (для порівняння: Бельгія – 3,7, Іспанія – 3,1 млрд. м³).

У квітні 2011р. Катар і Японія уклали контракт про закупівлю додаткових 4 млн. т СПГ упродовж наступних 12 місяців (60 партій СПГ, яких достатньо для виробництва приблизно 30 ТВт/год. електроенергії)⁴, що також вплине на вартість СПГ на європейському спотовому ринку та за довгостроковими контрактами, а також на обсяги переорієнтації СПГ з ЄС до Азійсько-Тихоокеанського регіону (АТР).

Однак, обсяги переорієнтації СПГ з Європи на ринок Японії можуть бути й меншими, ніж прогнозує *Deutsche Bank*, – з огляду на можливість додаткових поставок СПГ з Росії і країн АТР.

Також слід взяти до уваги плани Японії стосовно розробки національного плану економії електроенергії, який, як очікується, буде найбільш жорстким з 1974р. – року першої нафтової кризи⁵. Очікується, що в межах плану населенню буде запропоновано добровільно знизити енергетичні витрати на особисті потреби на 20%; підприємствам, власникам нерухомості, школам і громадським установам – на 15-20%. Жорсткі заходи набудуть чинності в липні-вересні 2011р.

Зростання попиту на газ також слід очікувати і в країнах Європи, насамперед, це стосується Німеччини, яка за результатами вивчення наслідків лиха в Японії, прийняла рішення про поступове закриття АЕС. Виведені з експлуатації енергетичні потужності в середньостроковій перспективі можуть бути компенсовані лише завдяки додатковим поставкам газу. Надходження додаткових обсягів газу до Європи слід очікувати як у вигляді трубопровідного постачання, переважно з Росії, та і у вигляді СПГ з будь-якого регіону світу.

Така ситуація змушує Україну по-іншому подивитися на значення СПГ-терміналу, оцінивши всі його переваги, як технічні (мобільність, переорієнтація обсягів, гнучкість поставок), так і стратегічні – підвищення рівня енергетичної безпеки країни.

¹ *BP Statistical Review of World Energy*, June 2011, p.31.

² *The Global provider of energy and metals information Platts*. – <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/NaturalGas/8659661>

³ Там само.

⁴ Информационно-аналитический портал *Нефть России*, 18 апреля 2011г. – <http://www.oilru.com>

⁵ Джамполо Візетті. Стоп кондиціонерам і пральним машинам: Японія запроваджує жорсткий режим економії. – *La Repubblica*, 11 квітня 2011р., <http://www.repubblica.it>

Нігерія. Доведені запаси газу в Нігерії становлять 5,3 трлн. м³ і є найбільшими серед країн Африки. У країні реалізуються три проекти будівництва заводів зі скраплення газу загальною потужністю 46 млрд. м³. Утім, їх успішне завершення є сумнівним, оскільки на родовищах дельти р.Нігер діють організовані озброєні формування місцевих племен, які вимагають “компенсації” за використання їх території.

Європа. У Європі лише **Росія** планує до 2014р. реалізувати проект виробництва СПГ потужністю 16 млрд. м³ т/рік на основі розробки Штокманівського родовища. До його виконання залучені провідні компанії світу з будівництва заводів зі скраплення газу – *Total* (Франція) та *Statoil* (Норвегія). Оператором проекту є ВАТ “Газпром”⁴¹.

Азербайджан, Грузія і Румунія в листопаді 2010р. підписали Меморандум, яким передбачається реалізація проекту з поставок СПГ із Азербайджану до Румунії та інших європейських країн. Проект передбачає будівництво в Кулеві (Грузія) терміналу з відправки СПГ і заводу зі скраплення газу, а також терміналу з приймання та регазифікації СПГ у Констанці (Румунія)⁴².

Слід зауважити, що інвестиційні плани будівництва заводів зі скраплення формувалися до 2009р., коли вартість СПГ була досить високою. Значне падіння цін на нього змушує газові компанії переглядати інвестиційні програми, тому реальні терміни введення потужностей в експлуатацію можуть бути подовжені. За оцінками, до 2015р. зростання світового виробництва СПГ не перевищить 100 млрд. м³ (попередні плани передбачали понад 130 млрд. м³) і складатиме близько 400 млрд. м³.

Можливе уповільнення темпів нарощування обсягів виробництва СПГ підтверджує відзначену вище наявність ризиків загострення конкуренції країн-імпортерів СПГ за вільні ресурси.

1.5. ПЕРСПЕКТИВИ І ПРОБЛЕМИ ПОСТАЧАННЯ СПГ ДО УКРАЇНИ

Постачання СПГ можуть відкрити для України широкий спектр можливостей отримувати газ з багатьох регіонів світу, використовуючи механізм ціноутворення, сформований на європейських біржових майданчиках. Будівництво СПГ-терміналу дозволить робити закупівлі за гнучкішими цінами, порівняно з “формулою ціни”, закладеною в довгостроковому контракті між НАК “Нафтогаз України” і ВАТ “Газпром”, та без ускладнень, у разі необхідності, докуповувати додаткові обсяги палива. Таким чином, для України будуть створені не лише передумови зниження залежності від російського газу, але й можливості цінового вибору, залежно від поточної кон’юнктури на світових енергетичних ринках.

Водночас, слід зауважити, що Україна виходить на ринки СПГ в той час, коли відзначені вище ризики конкуренції за його вільні ресурси, можуть бути реалізовані. *По-перше*, через перевищення попиту над пропозицією у випадку виконання газотранспортних і СПГ-проектів, які наразі реалізуються або плануються

в регіоні інтересів України стосовно налагодження поставок СПГ (карта “Газопровідні та СПГ-проекти в регіоні інтересів України стосовно налагодження поставок СПГ”, с.18-19⁴³). *По-друге*, через політику Форуму країн-експортерів газу (ФКЕГ), де головну роль намагається відігравати Росія, не зацікавлена в послабленні залежності України від поставок російського газу (врізка “Форум країн-експортерів газу”).

ФОРУМ КРАЇН-ЕКСПОРТЕРІВ ГАЗУ (ФКЕГ)

Уперше ФКЕГ був скликаний у 2001р. в Тегерані, але до 2008р., коли було прийнято Статут та створено штаб-квартиру організації в Катарі (м.Доха), діяв у якості неформального об’єднання.

Згідно зі Статутом, вищим органом управління ФКЕГ є Міністерська зустріч, між зустрічами працює Виконавча рада. Для виконання технічної та організаційної роботи створено Секретаріат, очолюваний Генеральним секретарем, якого було обрано у 2009р. і яким став представник Росії, віце-президент ВАТ “Стройтрансгаз” Л.Бохановський.

Діяльність Форуму фінансується за рахунок внесків країн-учасниць, яких на цей час налічується 14 (у т.ч. країни - найбільші виробники газу), а саме:

- **постійні учасники:** Алжир, Болівія, Єгипет, Екваторіальна Гвінея, Іран, Лівія, Нігерія, Катар, Росія, Тринідад і Тобаго, Венесуела;
- **спостерігачі:** Казахстан, Нідерланди, Норвегія.

В окремих заходах Форуму беруть участь Індонезія, Малайзія, ОАЕ, Оман, Туркменістан.

Сумарно на країни ФКЕГ припадає понад 66% світових запасів газу, близько 40% видобутку та понад 62% усіх експортно-імпортних операцій в міжнародній торгівлі газом.

Метою ФКЕГ є координація зусиль країн-учасниць у питаннях торгівлі газом, ціноутворення і спільної реалізації міжнародних інфраструктурних проектів у газовій галузі.

Активну позицію у ФКЕГ посідає Росія, яка намагається використати Форум як механізм узгодженого обмеження пропозиції поставок СПГ на глобальні ринки та обмеження спотової торгівлі газом для підтримання високих цін на нього протягом довгострокового періоду.

Послідовно за перетворення ФКЕГ на аналог ОПЕК виступають Іран та Венесуела. Наразі існує низка об’єктивних чинників, які не дозволяють це зробити, зокрема:

- відсутність, на відміну від ринку нафти, глобального газового ринку;
- переважання використання трубопровідного транспорту, порівняно з морськими поставками метановозами, що обмежує географію поставок;
- переважання використання довгострокових контрактів з прив’язкою ціни газу до вартості нафтопродуктів над спотовими контрактами.

Зокрема, з цих причин **наразі ФКЕГ, на відміну від ОПЕК, є досить аморфною структурою, яка не відіграє суттєвої ролі на міжнародних газових ринках, однак не варто виключати варіант поглиблення співробітництва країн-учасниць ФКЕГ та посилення його впливу на газові ринки. Не випадково утворення ФКЕГ значно прискорило “сланцеву революцію” у США і “сланцевий бум” у Європі.**

З огляду на політику Росії, спрямовану на запобігання поставкам газу до України з альтернативних джерел, є підстави очікувати, що вона спробує використати фактор участі у ФКЕГ разом з Катаром, Алжиром, Єгиптом і Лівією проти планів України з диверсифікації джерел надходження газу.

На додаток, слід мати на увазі також нову ініціативу Росії – створення в рамках СНД та ЄвразЕС Міжнародного альянсу недержавних незалежних газових організацій (МАННГО) із залученням до цього об’єднання Азербайджану, який наразі не є учасником ФКЕГ.

⁴¹ Там само.

⁴² Див.: Подписано соглашение о создании трехстороннего СП в рамках проекта *AGRI*. – Мониторинг журнала Энергобизнес, 21 сентября 2010г.

⁴³ Джерела: *BP Statistical Review of World Energy*, June 2011, p.20-30; Диверсифікаційні проекти в енергетичній сфері України: стан, проблеми і шляхи реалізації. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2009, №6, с.18-19; Офіційний сайт МТП “Южный” – <http://www.port-yuzhny.com.ua>; Практичні аспекти впровадження проектів інфраструктури з постачання скрапленого природного газу (СПГ) в Україну...; *The Nabucco Gas Pipeline Project*. – <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en>; Ведомости – <http://www.vedomosti.ru>

Проект постачання СПГ до України: замисел і стан виконання

Про плани реалізації проекту будівництва СПГ-термінала на Чорноморському узбережжі України з метою зменшення залежності від російського газу на державному рівні вперше було заявлено у 2005р. керівництвом Мінпаливенерго⁴⁴.

Доречно зауважити, що в цей час про плани будівництва СПГ-термінала заявили також інші постсоціалістичні європейські країни, наприклад – Польща, де наразі термінал уже будується й підписана угода з Катаром про постачання СПГ з 2014р.⁴⁵ (врізка “СПГ-проекти в постсоціалістичних країнах Європи”).

Проте, Україна, на відміну від Польщі, до 2009р. жодних реальних кроків у цьому напрямі не зробила, що можна пояснити як високими на той час цінами на СПГ на світових ринках, так і відносно низькими контрактними цінами російського газу для України.

Водночас, варто привернути увагу й до таких чинників неефективності державної енергетичної політики, як нехтування потребою диверсифікації джерел енергоносіїв і високий рівень тінізації російсько-українських газових оборудок. Це дозволяє припустити наявність корупційної складової у російсько-українських газових відносинах, отже – зацікавленості певних державних чинників обох сторін у збереженні *status quo*, навіть за умови різкого підвищення цін на російський газ для України⁴⁶.

У 2009-2010рр. склалися сприятливі обставини для будівництва СПГ-термінала в Україні. А саме:

- зміна кон'юнктури на світових газових ринках внаслідок стрімкого нарощування видобутку нетрадиційного газу в США призвела до відчутного перевищення пропозиції СПГ над попитом, що підвищило комерційну ефективність його поставок, порівняно з трубопровідним газом;
- введення в експлуатацію значної кількості заводів зі скраплення мотивує виробників СПГ до пошуку нових ринків збуту і вкладання інвестицій у спорудження СПГ-терміналів;
- жорстка позиція російської сторони в питанні перегляду несправедливих цінових умов чинного довгострокового контракту актуалізувала необхідність альтернативи поставкам БАТ “Газпром”.

Зважаючи на наведені обставини, у червні 2009р. Рада національної безпеки і оборони України доручила Уряду передбачити в Концепції формування та розвитку ринку природного газу поставки СПГ з країн Африки, Близького Сходу та розширення його використання в Україні⁴⁷.

Нормативне оформлення. У березні 2010р. затверджено “План заходів на 2010р. з ініціювання інвестиційного проекту “Постачання в Україну скрапленого природного газу та будівництво

регазифікаційного термінала”⁴⁸, Указом Президента проект внесено до переліку пріоритетних напрямів соціально-економічного розвитку країни (національних пріоритетів)⁴⁹.

СПГ-ПРОЕКТИ В ПОСТСОЦІАЛІСТИЧНИХ КРАЇНАХ ЄВРОПИ

Постсоціалістичні країни Європи раніше за Україну усвідомили перспективи поставок СПГ як потужного засобу протистояння російському політичному та економічному тиску з використанням “енергетичної зброї”.

Польща. Активні дії Уряду Польщі, спрямовані на диверсифікацію джерел енергозабезпечення, дозволили у квітні 2009р. польській нафтогазовій компанії *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A (PGNiG)* підписати Генеральну угоду про постачання СПГ з Катару до Польщі, а в березні 2011р. – офіційно відкрити будівництво СПГ-терміналу у Свиноусті, який має приймати перші партії катарського СПГ у 2014р.

Країни Балтії, Болгарія, Румунія і Хорватія також поступово просуваються на шляху переведення СПГ-проектів у практичну площину¹.

Литва. Особливо актуальним будівництво СПГ-терміналу є для Литви, яка найбільшою мірою відчуває жорсткий ціновий диктат з боку БАТ “Газпром”. У Литві ціни на газ є на 30% вищими за його ринкову вартість, що пояснюється насамперед контролем російської газової монополії (разом з німецьким концерном *E.ON*) над литовською газорозподільною і газопостачальною компанією *Lietuvos Dujos* та критичною залежністю Литви від єдиного джерела поставок.

Наразі Уряд Литви намагається знизити сильний зовнішній вплив на внутрішній ринок за допомогою застосування правових інструментів “Третього енергетичного пакета” ЄС і шляхом будівництва на території Клайпедського морського державного порту СПГ-терміналу потужністю 2-3 млрд. м³/рік (вартістю €200-290 млн.). За прогнозами американської компанії *Cheniere Energy*, після введення цього об'єкта в експлуатацію у 2014р. ціна газу для споживачів знизиться на 30%².

Білорусь. Білорусь розглядає можливість участі в будівництві СПГ-терміналу в Литві або Україні, але з огляду на нестійке фінансове становище країни та її перебування в політико-економічному полі впливу Росії, цю ініціативу білоруської влади варто розглядати не як стратегічний захід, а радше як певний тактичний маневр з метою послабити тиск російської сторони в питанні поставок енергоносіїв.

Крім того, як свідчать показники поставок азербайджанської нафти за I півріччя 2011р. нафтопроводом Одеса-Броди на білоруські НПЗ за своповими контрактами, укладеними між нафтовими компаніями Білорусі, Венесуели та Азербайджану, білоруська сторона не спроможна виконувати свої комерційні зобов'язання³. Тому Україні не варто розраховувати на Білорусь як на надійного партнера в реалізації проекту будівництва СПГ-терміналу.

¹ Докладно див.: Уніговський Л., Частухін В., Лактіонов О., Федоренко С. Диверсифікація джерел і маршрутів газопостачання: вибір для Європи та України. – Національна безпека і оборона, 2009, №6.

² Американська *Cheniere Energy* планує поставляти газ в Литву по цінам, на третє нижче російських. – РБК-Україна, 13 мая 2011г., <http://www.rbc.ua/rus/newsline/show/amerikanskaya-cheniere-energy-planiruet-postavlyat-gaz-v-litvu-13052011095400>

³ Згідно з підписаним контрактом між БАТ “Укртрансфат” та ЗАО “Белорусская нефтяная компания” з транзиту нафти на період 2011-2012рр., білоруська сторона гарантувала транспортування нафти обсягом 4 млн.т/рік нафтопроводом Одеса-Броди, але в I півріччі 2011р. обсяг транзиту не перевищив 700 тис. т, що призвело до значних збитків українського нафтопровідного оператора.

⁴⁴ Доречно зауважити, що про доцільність будівництва СПГ-термінала експерти Центру Разумкова писали ще у 2002р. Див.: Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020р. (проект УЦЕПД). – Національна безпека і оборона, 2001, №2, с.56.

⁴⁵ Див. статтю Е.Вишківського “Польща в пошуку нових джерел постачання природного газу”, вміщену в цьому журналі.

⁴⁶ Докладно див.: Українсько-російські взаємовідносини в енергетичній сфері: стан, новітні тенденції розвитку та перспективи..., с.2-51.

⁴⁷ “Про Рішення Ради національної безпеки і оборони України від 5 червня 2009р. “Про розвиток ринків паливно-енергетичних ресурсів в рамках реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030р.”. Введене в дію Указом Президента України №681 від 27 серпня 2009р.

⁴⁸ Затверджено Розпорядженням КМУ №992 від 29 березня 2010р. (втратило чинність на підставі Розпорядження КМУ №2360 від 8 грудня 2010р., яким встановлено новий план першочергових заходів з підготовки проекту “LNG термінал”).

⁴⁹ Указ Президента України “Про заходи щодо визначення і реалізації проектів із пріоритетних напрямів соціально-економічного та культурного розвитку” №895 від 8 вересня 2010р.

“Набукко” (Nabucco)

Маршрут: Туркменістан-Каспійське море-Азербайджан-Грузія-Туреччина-Болгарія-Румунія-Угорщина-Австрія
Власники газу: Азербайджан, Туркменістан
Пропускна спроможність: 31 млрд. м³
Протяжність: 3 300 км
Повне введення в експлуатацію – 2019р.
Стан проекту: розробка ТЕО

Трансадриатичний газопровід (ТАГ)

Маршрут: Греція-Албанія-Адріатичне море-Італія
Власник газу: Азербайджан
Пропускна спроможність: 10 млрд. м³
з можливістю збільшення до 20 млрд. м³
Протяжність: 800 км
Повне введення в експлуатацію – 2019р.
Стан проекту: розробка ТЕО

“Південний потік”

Маршрут: Росія-Чорне море-Болгарія-Сербія-Угорщина-Австрія; відгалуження Болгарія-Греція-Іонічне море-Італія
Власник газу: Росія
Пропускна спроможність: 63 млрд. м³
Протяжність: не визначено
Повне введення в експлуатацію – 2015р.
Стан проекту: розробка ТЕО

Туреччина-Греція-Італія

Маршрут: Азербайджан-Грузія-Туреччина-Греція-Адріатичне море-Італія
Власник газу: Азербайджан
Пропускна спроможність 11,7 млрд. м³, у т.ч. 8 млрд. м³ – для Італії; 2 млрд. м³ – для Греції; 1,7 млрд. м³ – для Туреччини
Протяжність: 805 км, у т.ч. 600 км сухоходом, 205 км під водою
Повне введення в експлуатацію – 2013р.
Стан проекту: частково реалізований

Головні характеристики МТП “Южний”

Порт розташований в акваторії Малею Аджалицького лиману в північно-західній частині Чорного моря в 30 км на схід від Одеси.

- причальна лінія порту – 5,5 км
- довжина підхідного каналу – 3 км
- глибина підхідного каналу – 15,5 м
- глибина біля причалів – 14-15 м
- якорна стоянка – розрахована на 24 судна на зовнішній акваторії порту
- рейдовий причал – розташований на внутрішній акваторії порту

Управління портом здійснює Державне підприємство МТП “Южний”, яке планує до 2015р. виконати програму з нарощування пропускної спроможності порту вартістю \$910 млн. Також передбачається провести днопоглиблювальні роботи для збільшення глибини порту з 15,5 до 19 м, що потребуватиме близько \$375 млн. Це дозволить приймати танкери дедвейтом до 150 тис. т та істотно підвищить економічну ефективність транспортування СПГ метановозами.

А Л Ж И Р

С Е Р Е Д З Е М Н Е М О Р Е

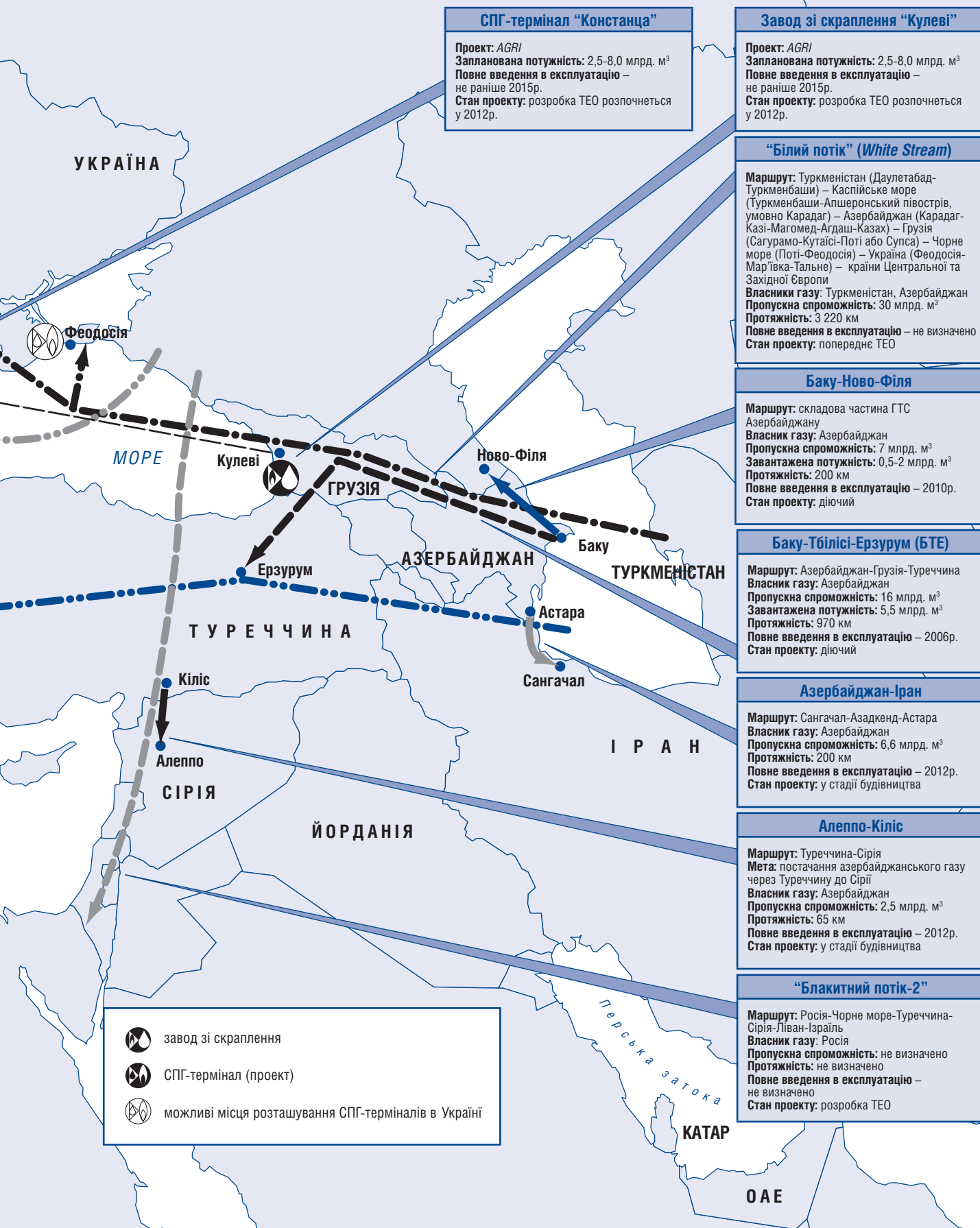
Л І В І Я

Є Г И П Е Т

Порівняльні характеристики потенційних джерел постачання газу в Україну

	Азербайджан	Туркменістан	Алжир	Лівія	Єгипет	Катар	ОАЕ
Доведені запаси природного газу на кінець 2010р., трлн. м ³	1,30	8,00	4,50	1,50	2,20	25,3	6,00
Видобуток природного газу у 2010р., млрд. м ³	15,10	42,40	80,40	15,80	61,30	116,70	51,00
Прогноз видобутку природного газу, млрд. м ³	40 у 2020р., 45 у 2030р.	100 у 2020р., 150 у 2030р.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Наявна потужність заводів зі скраплення, млрд. м ³	На цей час не володіє інфраструктурою зі скраплення газу	На цей час не володіє інфраструктурою зі скраплення газу	32,96	1,22	16,59	94,00	7,34
Потужність заводів зі скраплення на стадії проектування та розробки, млрд. м ³			6,12	–	7,48	–	–
Загальний експорт природного газу у 2010р., млрд. м ³	6,45	19,73	55,79	9,75	15,17	94,90	7,90
у т.ч. СПГ, млрд. м ³	–	–	19,31	0,34	9,71	75,75	7,90
Відстань до України, км	2 300	2 600	4 200	3 600	2 200	7 800	7 900

Р О С І Я



У серпні 2010р. Комітет економічних реформ при Президентові України надав проекту будівництва СПГ-терміналу (проект “LNG термінал”) статус Національного (під №1 в рамках Національного пріоритету “Нова енергія”)⁵⁰ (врізка “Національні проекти: принципи формування та реалізації”⁵¹).

НАЦІОНАЛЬНІ ПРОЕКТИ: ПРИНЦИПИ ФОРМУВАННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЇ

За допомогою Національних проектів держава планує залучати інвестиції за напрямками, які мають ключове значення для національної безпеки і проведення реформ.

Принципи формування та реалізації національних проектів:

- проекти формуються, виходячи з національних пріоритетів соціально-економічного розвитку країни, визначених Президентом України, мають бути не тільки спрямованими на здійснення економічних реформ у країні, але й забезпечувати їх практичну основу;
- обсяги інвестицій повинні забезпечити зростання ВВП більш ніж на 4,7%;
- термін реалізації обмежується 4 роками;
- пріоритет інвестиційних коштів над бюджетними (понад 80% коштів повинні залучатися з ринку), використовується модель державно-приватного партнерства;
- застосування проектного менеджменту в державному управлінні та партнерство з кращими світовими компаніями;
- публічність прийняття рішень та персональна відповідальність за результат.

Функції з підготовки та реалізації Національних проектів покладені на **Державне агентство з інвестицій та управління національними проектами** (Укрнацпроект)⁵².

Однак, надалі просування проекту було загальмоване. Насамперед – через неодноразове відкладання термінів тендеру з розробки його техніко-економічного обґрунтування (ТЕО). Відповідно до згаданого вище Розпорядження КМУ №992 від 29 березня 2010р. планувалося провести тендер у IV кварталі 2010р., потім голова Укрнацпроект В.Касків заявляв, що тендер відбудеться 19 січня 2011р., але лише 1 липня 2011р. було оголошено про його проведення в серпні 2011р.⁵³ (врізка “Тендер з розробки ТЕО проекту “LNG термінал”⁵⁴).

Однією з причин затримки тендеру майже на рік була відсутність затвердженого порядку використання державних коштів Укрнацпроектом. Тобто, **вже на початку реалізації важливого для держави проекту спостерігається невиправдане його гальмування, викликане неузгодженими діями органів державної влади.**

На сьогодні попередньо визначені базові параметри проекту (врізка “Базові параметри проекту “LNG термінал”...⁵⁵). Здійснюється порівняльний аналіз потенційних місць розташування терміналу (від чого залежить, зокрема обсяг необхідних інвестицій); розглядаються можливі джерела постачання СПГ.

Українцями актуальними є також проблеми порівняльного аналізу та вибору (розробки нових або адаптації наявних у світовій практиці) будівельних стандартів

ТЕНДЕР З РОЗРОБКИ ТЕО ПРОЕКТУ “LNG ТЕРМІНАЛ”

Тендер відбувся у два етапи. До першого етапу тендеру конкурсна комісія з близько 50 учасників, які подали заявки, допустила дев'ять. Для участі у другому етапі було відібрано п'ять компаній: *Ramboll Oil&Gas* (Данія), *Socoin, Sener, Foster Wheeler Iberia* (усі – Іспанія), *Technique Italy* (Італія).

Переможцем визначено іспанську компанію *Socoin*, яка працює у сфері проектування та консультацій СПГ-проектів з 1989р. та на цей час виконала дев'ять договорів у цій сфері.

Головними критеріями оцінки пропозицій були: ціна, досвід і якість виконання відповідних робіт, наявність кваліфікованих фахівців, термін виконання. Ціна пропозиції компанії переможця була найнижчою – €285 тис., термін виконання – 120 діб. До проведення тендеру керівництво Держінвестпроекту розраховувало, що вартість розробки ТЕО складе \$1,5 млн., а термін виконання – мінімум 6 місяців.

У лютому-березні 2012р., із врахуванням результатів ТЕО, планується провести інвестиційний конкурс для визначення стратегічного партнера з реалізації проекту “LNG термінал” та вирішення питання постачальника СПГ.

БАЗОВІ ПАРАМЕТРИ ПРОЕКТУ “LNG ТЕРМІНАЛ”

(за попередніми оцінками)

Стратегічна мета – підвищення рівня енергетичної безпеки держави за рахунок диверсифікації джерел поставок природного газу, інтеграція у міжнародні проекти з видобування та транспортування вуглеводнів.

Економічна доцільність – зниження на 15-20% вартості імпортованого природного газу. Окупність проекту – 5-7 років.

Орієнтовна потужність терміналу – 10 млрд. м³ (дві черги по 5 млрд. м³).

Термін реалізації – 4 роки.

Загальний обсяг фінансування – орієнтовно 8 млрд. грн.

і нормативів на проектування та експлуатацію інфраструктури СПГ-терміналу (врізка “Позиції експертів: До питання будівельних стандартів і нормативів...”).

Вибір місця розташування СПГ-терміналу. Розглядаються п'ять майданчиків для будівництва терміналу, серед яких порт Очаків, Феодосійський морський порт і морський торговельний порт “Южний” (МТП “Южний”). Саме останній видається найбільш пристосованим для спорудження терміналу – оскільки він є найбільш глибоководним універсальним незамерзаючим українським портом, що дозволяє йому цілорічно приймати великотоннажні судна.

Крім того, за попередніми оцінками ТОВ “Нафтогазбудінформатика”, для будівництва СПГ-терміналу в МТП “Южний”, обсяг необхідних інвестицій складає \$1045-1210 млн., тоді як в Очакові – \$1850 млн., у Феодосійському морському порту – \$1 170-1 280 млн.⁵⁶

Уточнення обсягу інвестицій та остаточний вибір місця розташування СПГ-терміналу буде зроблено за результатами розробки ТЕО та бізнес-плану інвестиційного проекту постачання СПГ до України.

⁵⁰ Рішенням від 25 серпня 2010р.

⁵¹ Джерело: Касків В. Для чого потрібні національні проекти України. – Комітет з економічних реформ, http://www.president.gov.ua/docs/D_N_Poj011.pdf

⁵² Утворене згідно з Постановою КМУ №570 від 30 червня 2010р.

⁵³ Така затримка призвела до порушення термінів, визначених Розпорядженням КМУ “Про затвердження плану першочергових заходів щодо підготовки і реалізації національного проекту “LNG термінал” – морський термінал з прийому скрапленого природного газу” №2360 від 8 грудня 2010р.

⁵⁴ ТЕО для будівництва “LNG терміналу” розробить іспанська компанія Сокоін. – Держінвестпроект, 16 вересня 2011р., <http://ukrproject.gov.ua>

⁵⁵ Джерело: Офіційне інтернет-представництво Президента України. – http://www.president.gov.ua/content/national_projects.html; Національний проект “LNG термінал”. – Державне агентство з інвестицій та управління національними проектами, <http://www.ukrproject.gov.ua/project/lng-terminal>

⁵⁶ Уніговський Л., Частухін В., Лактіонов О., Федоренко С. Диверсифікація джерел і маршрутів газопостачання: вибір для Європи та України. – Національна безпека і оборона, 2009, №6, с.59-64.

ПОЗИЦІЯ ЕКСПЕРТІВ

Леонід УНІГОВСЬКИЙ,
Володимир ЧАСТУХІН,
Олександр ЛАКТИОНОВ

ДО ПИТАННЯ БУДІВЕЛЬНИХ СТАНДАРТІВ І НОРМАТИВІВ НА ПРОЕКТУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЮ ОБ'ЄКТІВ ІНФРАСТРУКТУРИ СПГ-ТЕРМІНАЛУ В УКРАЇНІ

Проект будівництва терміналу для приймання скрапленого природного газу (СПГ) – для України є чи не єдиним способом диверсифікації джерел і маршрутів постачання газу. Проект дозволить підвищити рівень енергетичної безпеки країни через організацію газопостачання з альтернативних джерел, що підкреслює стратегічне значення цього об'єкта для України.

Незважаючи на тривалі наслідки кризи в економіках більшості країн світу, які до того ж ускладнились у 2011р. іншими форс-мажорними подіями, будівництво подібного об'єкта в Україні залишається актуальним.

Для реалізації СПГ-проєкту в Україні великого значення набуває підготовка пакета нормативних документів, необхідних для його проектування та експлуатацію об'єктів важливого етапу робіт, поки що недооцінено, однак він є абсолютно необхідним.

Що треба робити

Одночасно з виконанням ТЕО проєкту потрібно виконати ще низку робіт, серед яких важливе місце посідає розробка/прийняття/узгодження/адаптація будівельних стандартів і нормативів на проектування та експлуатацію об'єктів інфраструктури приймального терміналу.

У вітчизняній практиці сучасних стандартів та іншого нормативного забезпечення для розбудови об'єктів СПГ-терміналу немає. Це зумовлює актуальність аналізу світових стандартів і норм та їх адаптації до вітчизняних норм, або поширення цих норм на українське нормативне поле, що потребуватиме значного часу.

Дослідження чинної нормативної бази України, виконане фахівцями ТОВ “Нафтогазбудінформатика” показало, що зараз у країні існує лише один нормативний документ, що стосується технічних умов, обмежень і вимог до реалізації технологічних процесів скраплення і регазифікації природного газу – відомчі норми Мінгазпрому колишнього СРСР, що набули чинності в 1988р. – ВНТП 51-1-88: “Відомчі норми на проектування установок з виробництва та зберігання скрапленого природного газу, ізотермічних сховищ і газозаправних станцій”.

Аналіз ВНТП 51-1-88 показав, що цей нормативний документ має ряд суттєвих недоліків, які унеможливають його застосування для реалізації СПГ-проєкта в Україні. Ці норми розроблялися не для приймання СПГ, а для об'єктів інфраструктури з виробництва скрапленого нафтового газу, тому важливих елементів приймальної інфраструктури у стандарті немає. Крім того, норми базувалися на застарілих технологіях і технологічних параметрах інфраструктури терміналу, що зокрема, впливає на визначення площі об'єкта.

Підсумки аналізу дозволили зробити висновки стосовно:

- неможливості безпосереднього використання ВНТП 51-1-88 для реалізації проєкту постачання СПГ до України;
- недоцільності доопрацювання ВНТП 51-1-88 і приведення їх у відповідність до сучасних технологій;
- необхідності використання зарубіжних стандартів для реалізації проєкту постачання СПГ до України.

Аналіз зарубіжних нормативних документів показав, що для проектування та будівництва СПГ-потужностей у світі використовується переважно два стандарти: *північноамериканський* – NFPA 59A “Стандарт на виробництво, зберігання та операції

зі скрапленням природним газом” та *європейський* – EN 1473 “Установки та обладнання для скрапленого природного газу. Проектування берегових установок”. Крім зазначених, у країнах світу поширені також інші стандарти (таблиця “Основні стандарти...”).

Основні стандарти, що використовуються для проектування та будівництва СПГ-потужностей

Позначення стандарту	Країна-розробник	Назва стандарту
49 CFR 193 (49 CFR, part 193)	США	СПГ-потужності: Федеральний стандарт безпеки
NFPA 59A	США	Стандарт для виробництва, зберігання та управління СПГ
EN 1473	ЄС	Монтаж та обладнання для СПГ – проектування наземних установок
CSA Z276	Канада	СПГ – виробництво, зберігання та управління
AS 3961	Австралія	Зберігання та управління СПГ. Стандарт Австралії

Стандарти NFPA, EN, API та інші вимагають або рекомендують використовувати результати моделювання для перевірки безпеки розміщення СПГ-потужностей, місць розташування будівель і споруд, розташування та висоти факела. Результати моделювання, відповідно до зазначених норм, необхідні також для прогнозування наслідків потенційного інциденту для досягнення оптимальних параметрів проектування.

Регулюючі органи в СПГ-галузі намагаються зменшити ризики для довкілля, уникнути загрози пошкодження устаткування, об'єктів або суден, і, що найголовніше, людських жертв. Це досягається в різних частинах світу за допомогою різних засобів (таблиця “Стандарти для будівництва СПГ-об'єктів...”). У Європі заявлений СПГ-проєкт повинен мати попередньо проведenu оцінку ризику безпеки проєкту відповідно до прийнятої методології та передати результати цих досліджень до органів, що видають дозволи на перевірку. Європейські норми, як правило, зосереджені на результатах таких досліджень, а не на конкретних шляхах досягнення бажаного рівня безпеки.

Крім відзначених стандартів і норм, для окремих об'єктів СПГ-інфраструктури можуть застосовуватися також норми спеціалізованих компаній (наприклад, Shell, Chicago Bridge & Iron Company, ExxonMobil), які здобули великий галузевий досвід, а стандарти, які вони розробляли, – міжнародне визнання. Зокрема, стандарти компанії Shell було застосовано в Росії під час будівництва першого в країні СПГ-заводу (проєкт “Сахалін-2”).

Попередній порівняльний аналіз стандартів NFPA 59A та EN 1473 показав, що вони відрізняються не суттєво й кожен має переваги та недоліки. Однак, враховуючи те, що Україна прагне приєднатися до європейської спільноти та адаптує національне законодавство до європейського, на наш погляд, доцільним є використання саме європейського стандарту.

Але й у цьому випадку для запровадження європейських норм необхідно буде адаптувати близько 15 європейських документів.

Враховуючи значний період часу, необхідний для адаптування європейського стандарту та інших документів, насамперед, потрібно здійснити адаптацію основних стандартів – EN 1473 та EN 1620, потреба в яких виникне вже зараз – на стадії розробки ТЕО проєкту.

Стандарти для СПГ-об'єктів та країни їх застосування

Країни Європи	Директива 96/82/EC <i>Seveso II</i> від 9.12.1996р. “Контроль великих аварій, пов'язаних з небезпечними речовинами”; EN 1473 та NFPA 59A; 49 CFR Частина 127 “Берегові об'єкти, що займаються оперуванням скрапленням природним газом і скрапленням небезпечним газом”.
США	NFPA 59A та 49 CFR.
Японія	Стандарти Японської газової асоціації (<i>The Japan Gas Association, JGA</i>)
Китай	NFPA 59A, EN 1473, деякі китайські норми і стандарти для терміналів.
Індія	Власний стандарт Директорату з безпеки в нафтовій промисловості (<i>Oil Industry Safety Directorate, OISD</i>) 194 – “Зберігання та поводження з СПГ”, який ґрунтується на стандартах NFPA 59A та EN 1473.
Тайвань	NFPA, API, стандарти Великої Британії, EN 1473, JGA.
Південна Корея	Корейські стандарти і нормативи (<i>KGS Codes</i>), зокрема, для резервуарів: KGS AC 115, KGS PV 015, KGS PV 000.

Потенційні джерела надходження СПГ до України⁵⁷

До кола потенційних джерел надходження СПГ, з огляду на відстань транспортування, доведені запаси газу, рівень видобутку, розвинутість інфраструктури скраплення та наявність вільних обсягів, слід насамперед віднести країни Північної Африки (Алжир, Єгипет, Лівію) і Близького Сходу (Катар, ОАЕ).

До цього переліку слід внести Азербайджан, який хоч і не володіє наразі технологічними об'єктами для поставок СПГ, але має великі запаси газу і значну перевагу в географічному розташуванні: доставка газу з Азербайджану Чорним морем не потребує проходження метановозами Турецьких проток (врізка *“Турецькі протоки: правові та технічні особливості проходження”*⁵⁸). На додаток, Азербайджан, на відміну від усіх інших потенційних країн-постачальників СПГ до України не є членом ФКЕГ.

Узагальнені кількісні показники, що характеризують можливість потенційних постачальників і рівень їх прийнятності для України, з точки зору відстані, наведені в таблиці на згаданій вище карті *“Газопровідні та СПГ-проекти...”* (с.18-19).

ТУРЕЦЬКІ ПРОТОКИ: ПРАВОВІ ТА ТЕХНІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПРОХОДЖЕННЯ

До найбільш складних місць у технічному і правовому аспектах транспортування СПГ метановозами до України слід віднести Турецькі протоки (Босфор і Дарданелли) та Мармурове море, розташовані в кордоннах Туреччини. Вони утворюють єдиний водний шлях між Середземним і Чорним морями, що й зумовлює їх важливе міжнародне значення.

Останніми роками показник завантаженості Турецьких проток наблизився до максимально допустимого рівня – понад 50 тис. суден щорічно загальним дедейтом близько 230 тис. т.

Правила проходження метановозів через Турецькі протоки регулюються Конвенцією Монтре про режим проток (1936р.), яка надала Туреччині право суверенітету над протоками Босфор і Дарданелли взамін на взяті нею зобов'язання дотримуватися принципів міжнародного морського права. Конвенція зобов'язує Туреччину зберігати право вільного проходу суден, як у мирний, так і військовий час, але передбачає різний порядок проходження проток для військових суден чорноморських та нечорноморських держав, а також встановлює порядок та обсяги мит і зборів з суден. Україна приєдналася до Конвенції у квітні 1992р.

Проходження суднами Турецьких проток регулюється також нормативно-правовими актами Туреччини у сфері безпеки, які не суперечать умовам Конвенції. Згідно з турецькими правилами, для СПГ-танкерів довжиною до 300 м рух дозволяється винятково у світлий час доби та за умови супроводу спеціальними суднами. Вибір дедейту метановозу обмежується висотою мостових прольотів (58 м) і не може перевищувати 150 тис. т.

Крім витрат на мита і збори, можуть виникати додаткові фінансові витрати під час транспортування СПГ внаслідок затримок проходження проток, зумовлених їх надмірною завантаженістю в окремі періоди.

Країни Північної Африки (Алжир, Єгипет, Лівія). Серед країн Північної Африки найбільшими доведеними запасами природного газу (4,5 млрд. м³) володіє **Алжир**, який водночас є лідером у видобутку газу (понад 80 млрд. м³/рік). Якщо взяти до уваги також вільні потужності зі скраплення газу (7,9 млрд. м³/рік), то навіть із врахуванням найдовшої протяжності морського маршруту для метановозів з Алжиру до Чорноморського узбережжя України, поставки СПГ з цієї країни за техніко-економічними показниками мають відчутну перевагу, порівняно з поставками з Єгипту та Лівії.

На другому місці за комерційною привабливістю поставок СПГ до України – **Єгипет**, який хоч і володіє запасами, вдвічі меншими за алжирські, але видобуває достатньо багато (близько 61 млрд. м³/рік), має 6,9 млрд. м³ вільних потужностей заводів зі скраплення та найбільш економічний транспортний маршрут.

Лівія за всіма показниками поступається Алжиру та Єгипту (крім протяжності маршруту, порівняно з Алжиром). Крім того, суттєвим ризиком поставок СПГ з Лівії є її нинішня політична нестабільність, що досягла рівня збройного протистояння.

Країни Близького Сходу (Катар, ОАЕ). Найбільші доведені запаси природного газу на Близькому Сході має **Катар** (на найкрупнішому газовому родовищі планети – Північне – доведені запаси становлять 25 трлн. м³. Видобуток газу складає близько 117 млрд. м³/рік (другий показник у регіоні після Ірану); сумарна потужність заводів зі скраплення – 94 млрд. м³/рік. Катар володіє найбільшими вільними потужностями СПГ (понад 18 млрд. м³/рік), тому його можна розглядати як одне із найпривабливіших потенційних джерел поставок до України, навіть попри велику відстань морського маршруту.

Однак, варто враховувати, що такий значний обсяг вільних потужностей є тимчасовим явищем, оскільки контракти на їх завантаження будуть досить швидко укладатися, що зумовлено необхідністю комерційного використання нових регазифікаційних терміналів у Європі та Північно-Східній Азії. В цьому контексті слід відзначити вигідне розташування Катару – на перехресті маршрутів до найбільших світових ринків СПГ, що сприяє високій маневреності поставок, залежно від ринкової кон'юнктури.

ОАЕ в 1977р. стали першими виробниками СПГ на Близькому Сході, проте сьогодні вони, порівняно з Катаром, за всіма показниками посідають набагато скромніші позиції у газовій галузі. Насамперед це стосується доведених запасів газу, які є більш ніж учетверо меншими за катарські, та номінальної потужності заводів зі скраплення (в 11 разів менші), водночас вільних потужностей зі скраплення ОАЕ наразі практично не має.

Азербайджан. З огляду на суттєві доведені запаси природного газу (1,3 трлн. м³) та високі темпи розвитку газовидобувної галузі в 2005-2010рр., коли видобуток газу збільшився майже втричі – з 5,2 млрд. м³ до 15,1 млрд. м³, Азербайджан слід віднести до найперспективніших джерел поставок СПГ до України⁵⁹. Істотною перевагою отримання СПГ з Азербайджану, як зазначалося вище, є можливість його постачання без проходження метановозами Турецьких проток.

⁵⁷ Див. також статтю Р.Опімаха *“Визначення пріоритетних постачальників СПГ до України та умов торгівлі ним”*, вміщену в цьому журналі.

⁵⁸ *Джерела:* Конвенція Монтре про режим проток. – Офіційний сайт Верховної Ради України, <http://zakon.rada.gov.ua>; Практичні аспекти впровадження проектів інфраструктури з постачання скрапленого природного газу (СПГ) в Україну...; Унігівський Л. LNG-термінал. Що далі? – Дзеркало тижня, 16 жовтня 2010р., <http://dt.ua>

⁵⁹ Тут наводяться дані про товарний газ – тобто реалізований на ринку. Через особливості родовищ Азербайджану значні обсяги видобутого газу закачують в пласти для підвищення коефіцієнту вилучення нафти, тому статистичні дані стосовно видобутку газу, наприклад, *BP Statistical Review of World Energy* та офіційних органів Азербайджану можуть не збігатися. Див.: Азербайджан хоче подвоїти видобуток газу до 2020р. – Інтернет-портал *“Українська Енергетика”*, 16 лютого 2011р., <http://ua-energy.org/post/5738>

На економічному форумі в Давосі 28 січня 2011р. представники урядів обох держав підписали Меморандум про співпрацю щодо організації поставок скрапленого газу до України, що передбачає поставки СПГ з Азербайджану у 2014р. – обсягом 2 млрд. м³, а з 2015р. – 5 млрд. м³⁶⁰. Утім, Меморандум має рамковий характер і його положення не є зобов'язуючими для сторін.

Крім того, можливість Азербайджану бути джерелом поставок СПГ до України залежить від його реальних спроможностей задовольнити потреби численних газопровідних проєктів, зорієнтованих на азербайджанський газ (врізка *“Проекти, розраховані на азербайджанський газ, і ризики їх виконання”*⁶¹). Також слід зважати на фундаментальні принципи енергетичної політики Азербайджану, які полягають в уникненні монопольної залежності від будь-якого експортного маршруту, забезпеченні максимальної маневреності поставок газу на міжнародні ринки, а також – в уникненні жорстких довгострокових зобов'язань щодо обсягів і цінових параметрів продажу газу.

Дані, наведені в таблиці *“Прогноз обсягів потреб в експорті азербайджанського газу до 2017р.”*, свідчать, що для реалізації усіх згаданих газотранспортних проєктів знадобиться 44,5-61,6 млрд. м³, тоді як у 2010р. обсяги його видобутку склали 27 млрд. м³ (із врахуванням газу, закачаного у пласти для підвищення коефіцієнту вилучення нафти), а експорту – близько 6 млрд. м³.

Прогноз обсягів потреб в експорті азербайджанського газу до 2017р.

Країна/Проект	Обсяг передбачуваних поставок, млрд. м ³ на рік	Терміни поставок
Грузія	0,7-0,8	з 2007р.
Туреччина	До 6,6	з 2007р.
Росія	Від 2	з 2009р.
Греція	Від 0,7	з 2010р.
Іран	1-1,8	2011-2015pp.
Сирія	1-1,5	з 2012р.
Йорданія	1	Після 2012р.
<i>Nabucco</i>	21	з 2017р.
<i>ITGI</i> або <i>TAP</i>	8-10	Можливо, з 2017р.
<i>AGRI</i>	2,5-8	Можливо, з 2015-2017pp.
Україна	2-7	Можливо, з 2014р.
Загалом	44,5-61,5	з 2017р.

За прогнозами керівника Центру нафтових досліджень Азербайджану І.Шабана, експлуатація родовища Шах-Деніз (обох черг) разом з освоєнням газових покладів Абшерона та Уміда дозволить наростити до 2020р. експорт газу до 30 млрд. м³/рік, чого вистачить лише на наповнення газопроводу *Nabucco*.

ПРОЕКТИ, РОЗРАХОВАНІ НА АЗЕРБАЙДЖАНСЬКИЙ ГАЗ, І РИЗИКИ ЇХ ВИКОНАННЯ

Особливі надії в контексті проведення політики, спрямованої на зменшення енергетичної залежності від Росії, на азербайджанський газ покладає ЄС. Підписання декларації у січні 2011р. між Головою Єврокомісії Ж.Баррозо і Президентом Азербайджану І.Алієвим про створення “Південного коридору” оцінюється Брюсселем як якісно новий етап втілення стратегічних газопровідних проєктів.

“Південний коридор” – це пріоритетна для ЄС сукупність газопровідних проєктів, призначених розширити джерела надходження газу та посилити енергетичну безпеку Спільноти: *Nabucco*, *ITGI* (Інтерконектор Туреччина-Греція-Італія), Транс’адриатичний газопровід (ТАГ), *White Stream* (газопровід Грузія-Україна-ЄС)¹.

Найбільш важливим, безумовно, є будівництво заявленого ще у 2002р. газопроводу *Nabucco* проєктною потужністю 31 млрд. м³. Після російсько-українського газового конфлікту в січні 2009р. країни ЄС помітно активізували його просування, однак головна проблема – забезпечення ресурсом, досі не розв’язана; значення згаданої вище декларації між ЄС та Азербайджаном не варто перебільшувати, оскільки вона не містить гарантій.

Водночас, посилення взаємодії Азербайджану з ЄС викликало серйозне занепокоєння в російському політикумі, і вже через тиждень після підписання декларації до Баку прибув голова ВАТ “Газпром” О.Міллер з місією нейтралізації європейського вектору азербайджанської політики. **Російський Уряд добре усвідомлює, що проєкти “Південний потік” та *Nabucco* є взаємовиключними, тому блокування проєкту ЄС є першорядним питанням політики РФ у Каспійському регіоні.**

Хоч О.Міллеру та голові Державної нафтової компанії Азербайджанської Республіки (ДНКАР) вдалося домовитися про збільшення закупівель азербайджанського газу з 0,8 млрд. м³ у 2010р. до 2 млрд. м³ у 2011р. з подальшою можливістю необмежених обсягів поставок згідно з європейською “формулою ціни”, письмових зобов’язань на період після 2011р. стосовно експорту газу ДНКАР на себе не взяла. Тим самим Азербайджан вкотре підтвердив базовий принцип своєї енергетичної політики: уникнення залежності від єдиного експортного каналу.

Крім поставок газу до республік Північного Кавказу Росії газопроводом Баку-Ново-Філа та до Європи через *Nabucco*, Азербайджан має широкий вибір експортних маршрутів. З 2007р. газопроводом Баку-Тбілісі-Ерзерум (БТЕ) поставляється щорічно до 6,6 млрд. м³ палива до Туреччини та близько 0,7 млрд. м³ – до Грузії, плануються поставки 0,7 млрд. м³ до Греції. Згідно з п’ятирічним контрактом між ДНКАР та іранською компанією *NIGEC* передбачається газопроводом Азербайджан-Іран збільшення поставок газу з 0,7 млрд. м³/рік у 2010р. до 1,8 млрд. м³/рік після 2012р.

Певний інтерес до азербайджанського газу останнім часом виявляють Сирія та Йорданія – ці країни розглядають можливість придбання палива з Азербайджану сумарним обсягом 2-2,5 млрд. м³ за допомогою газопроводу Алеппо-Кіліс, який після введення в експлуатацію у 2011р. поєднає турецьку й сирійську газопровідні системи.

Наразі розгорнулася гостра боротьба за азербайджанський газ між операторами конкуруючих проєктів ТАГ і *ITGI* потужністю 8-10 млрд. м³/рік кожен – призначені для поставок до Італії через Туреччину і Грецію.

Реалізація таких амбіційних планів з експорту азербайджанського газу потребує розширення пропускної спроможності газопроводу БТЕ до 2017р. на 16 млрд. м³/рік – коли планується ввести в експлуатацію II чергу найбільшого газоконденсатного родовища Азербайджану Шах-Деніз.

У вересні 2010р. ДНКАР, румунська компанія *Romgas* та Нафтогазова корпорація Грузії уклали угоду про створення СП для реалізації **газотранспортного СПГ-проєкту *AGRI*** потужністю 2,5-8,0 млрд. м³/рік. Наразі проєкт перебуває на стадії підготовки ТЕО, яке планується завершити до 1 квітня 2012р., водночас ведуться переговори з потенційними інвесторами проєкту.

¹ Техніко-економічні характеристики проєктів див.: Диверсифікаційні проєкти в енергетичній сфері України: стан, проблеми і шляхи реалізації..., с.19-20.

⁶⁰ Україна та Азербайджан підписали меморандум про скрапений газ та угоду про транзит нафти. – Інтернет-портал “Українська Енергетика”, 28 січня 2011р., <http://ua-energy.org/post/5258>

⁶¹ Джерело: Тарнавський В. Азербайджанський газ нужен всем. – Мониторинг журналу Энергобизнес, 15 февраля 2011г.



Прогнози компанії ДНКАР є дещо більш оптимістичними – передбачають зростання експортних можливостей до кінця поточного десятиліття до 35 млрд. м³, проте й вони не дають надії навіть на мінімально необхідне забезпечення азербайджанським газом усіх газотранспортних проектів.

Таким чином, для того, щоб Україна могла розраховувати на поставки азербайджанського газу на СПГ-термінал в умовах гострої конкуренції за його обсяги, Уряду необхідно прискорити пошук інвесторів, у т.ч. використовуючи механізми з приєднання до проекту AGRI або координації планів між українським проектом, будівництвом газопроводу від каспійських родовищ до Чорноморського узбережжя Грузії і розбудовою інфраструктури зі скраплення газу у грузинському морському порту Кулеві. Разом з тим, доцільно опрацювати можливість залучення акціонерів II черги розробки родовища Шах-Деніз до інвестування будівництва українського СПГ-терміналу на основі укладання довгострокових угод.

Високий рівень конкуренції між газопровідними проектами не дозволяє Україні сподіватися на низьку ціну азербайджанського газу в рамках СПГ-проекту, але надходження палива з Каспію за ринковими цінами відчутно ослабить енергетичну залежність від Росії, що сприятиме підвищенню рівня енергетичної безпеки України та посиленню її переговорних позицій у двосторонніх відносинах.

Додатковими перевагами виконання Україною Проекту “LNG термінал” може бути формування крупних замовлень для національних будівельних, металургійних (і, можливо, в перспективі – суднобудівних) підприємств, а з тим – створення нових робочих місць.

Тому, розглядаючи проблему джерел надходження СПГ до України, доцільно проводити відповідну роботу не лише з Азербайджаном, але й з Алжиром, Єгиптом і Катаром.

ВИСНОВКИ

За 40 років комерційної торгівлі СПГ успішно довів свою конкурентоспроможність на міжнародних ринках енергоносіїв. У 2009-2010рр. розпочався принципово новий етап розвитку світової торгівлі СПГ, зумовлений істотним збільшенням видобутку сланцевого газу в США і глобальним зростанням потужностей скраплення газу після введення в експлуатацію нових технологічних ліній у Катарі, Ємені, Перу та Росії. Це призвело до суттєвого зниження цін на СПГ на світових ринках та утворення сприятливих економічних передумов для реалізації проекту будівництва СПГ-терміналу в Україні.

У цілому, очікується зростання поставок СПГ до 2030р., порівняно з поставками газу трубопровідним транспортом, однак варто враховувати можливість виникнення окремих несприятливих періодів для купівлі СПГ через цінові коливання. Слід також мати на увазі ризики загострення конкуренції країн-імпортерів за вільні обсяги СПГ та ризики для України, що можуть походити від політики ФКЕГ у випадку посилення його впливу на світові газові ринки.

У будь-якому випадку, проект будівництва СПГ-терміналу є стратегічно важливим для України, оскільки його реалізація дозволить вирішити в комплексі два ключових завдання енергетичної безпеки країни: *по-перше*, диверсифікації джерел поставок газу та його купівлі за сприятливими ринковими цінами, *по-друге*, зниження ризиків політичного тиску з боку Росії. Однак, попри внесення проекту до переліку Національних, уже на початку його реалізації спостерігається невідправдане гальмування, зумовлене неузгодженими діями органів державної влади та загалом низьку якість державного управління.

За попередніми оцінками, в Україні варто споруджувати СПГ-термінал наземного базування загальною потужністю 10 млрд. м³ у два етапи, пропускну здатністю кожного 5 млрд. м³/рік. При цьому, держава не повинна брати на себе більшу частку фінансових і ресурсних ризиків, пріоритет має бути наданий залученню інвестиційних коштів приватних компаній на основі використання моделі державно-приватного партнерства.

Аналіз світової практики свідчить, що для нових проектів з будівництва СПГ-терміналів найбільш прийнятною моделлю поставок вбачається закупівля не менше 80% обсягів газу на основі довгострокових контрактів або системи самоконтрактування, що дозволяє мінімізувати ризики у вирішенні проблем завантаження СПГ-терміналу та повернення інвестицій.

На етапі окупності інвестицій у будівництво СПГ-терміналу доцільно надавати перевагу застосуванню інтегрованої або толінгової договірно-правової моделі відносин між учасниками проекту. Натомість комерційна модель має переваги на наступних етапах його інвестиційно-експлуатаційного циклу, оскільки вона більшою мірою сприяє диверсифікації джерел поставок СПГ і краще реагує на зміни ринкової кон'юнктури.

Порядок доступу використання потужностей СПГ-терміналу третіми сторонами в Україні має забезпечуватися згідно з вимогами Директиви ЄС 2009/73/ЄС та враховувати певні обмеження в разі, коли цього потребує інвестиційний процес. ■

2. РОЗВИТОК РИНКІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ У СВІТІ ТА ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНИ

Як зазначалося вище, впродовж останніх 20 років світовий попит на газ зростає високими темпами, що призвело до стрімкого нарощування видобутку і збільшення інвестицій в удосконалення технологій освоєння родовищ. Підвищення цін на паливо зробили ці технології рентабельними та дозволили розробляти не лише звичайні поклади природного газу, але й видобувати нетрадиційний газ, наявний у багатьох країнах світу.

Значні прогнози ресурси нетрадиційного газу відкривають для України певні перспективи для збільшення власного видобутку. Однак, необхідно враховувати, що його собівартість через технологічні та екологічні проблеми є суттєво вищою, ніж традиційного газу. Це створює високі додаткові комерційні ризики і ставить перед державою завдання вдосконалення законодавства у сфері надрокористування, що є необхідною умовою залучення інвестицій.

У цьому розділі наводиться стислий аналіз проблем і перспектив нарощування видобутку т.зв. нетрадиційного газу (сланцевого газу, метану вугільних пластів, газу щільних колекторів), а також робиться загальна оцінка можливостей освоєння родовищ газогідратного газу у світі та в Україні (дані про поклади та видобуток нетрадиційного газу наводяться на карті “Нетрадиційний газ у світі та Україні”, с.24-25¹).

2.1. СВІТОВІ РИНКИ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ: ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД

Першою країною у світі, якій вдалося подолати значні технологічні, екологічні та економічні проблеми реалізації проєктів видобутку нетрадиційного газу, стали США, що дозволило їм посісти позицію світового лідера з газовидобутку і майже повністю задовольняти внутрішній попит власними ресурсами.

Успішний досвід США та показники прогнозних запасів нетрадиційного газу в більшості регіонів світу свідчать про реальні можливості розвитку цього виду енергозабезпечення. Однак, це стосується, насамперед, енергозалежних країн з відповідними природними умовами та незначною щільністю населення в районах залягання покладів, оскільки, як буде показано нижче, нинішні технології видобутку нетрадиційного газу потребують відведення великих площ і дотримання високих стандартів екологічних вимог.

Запаси нетрадиційного газу. Доведені світові запаси природного газу складають, за різними оцінками, від 177 до 213 трлн. м³, показник оцінених видобувних запасів є вчетверо більшим – 850 трлн. м³, у т.ч. нетрадиційного газу – 380 трлн. м³².

Прогнози світові ресурси нетрадиційного газу, за даними МЕА, є колосальними – 920 трлн. м³, теоретично їх може вистачити на 250 років³.

Останні дослідження ресурсів сланцевого газу, проведені у 2008-2010рр. Управлінням енергетичної

ПРИРОДНИЙ ТА НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ: ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМІНІВ

Природний газ (англ. *gas*) – суміш метану та інших газоподібних вуглеводнів (етану, пропану, бутану тощо), яка утворилася в надрах землі внаслідок розкладання органічних речовини без надходження кисню. Природний газ може перебувати:

- у газоподібному стані у вигляді окремих скупчень (газових покладів) чи газової шапки нафтогазових родовищ (*conventional non-associated gas*);
- у розчиненому стані в нафті чи воді у вигляді супутнього газу (*conventional associated gas*);
- у твердому кристалічному стані у вигляді природних газогідратів (*gas clathrates, gas hydrates*).

Нетрадиційним (*unconventional gas*) називають природний газ:

- глинистих сланцевих порід (органічно збагачених сланців; *gas-rich shale, shale gas*);
- вугільних пластів; метан (*coalbed methane*);
- щільних колекторів (центрально-басейновий; щільних пісковиків; ущільнених порід; *tight gas sands*).

Іноді додатково вирізняють газ глибокого залягання (*deep natural gas*) і геологічних зон під тиском (*geopressurized zones*).

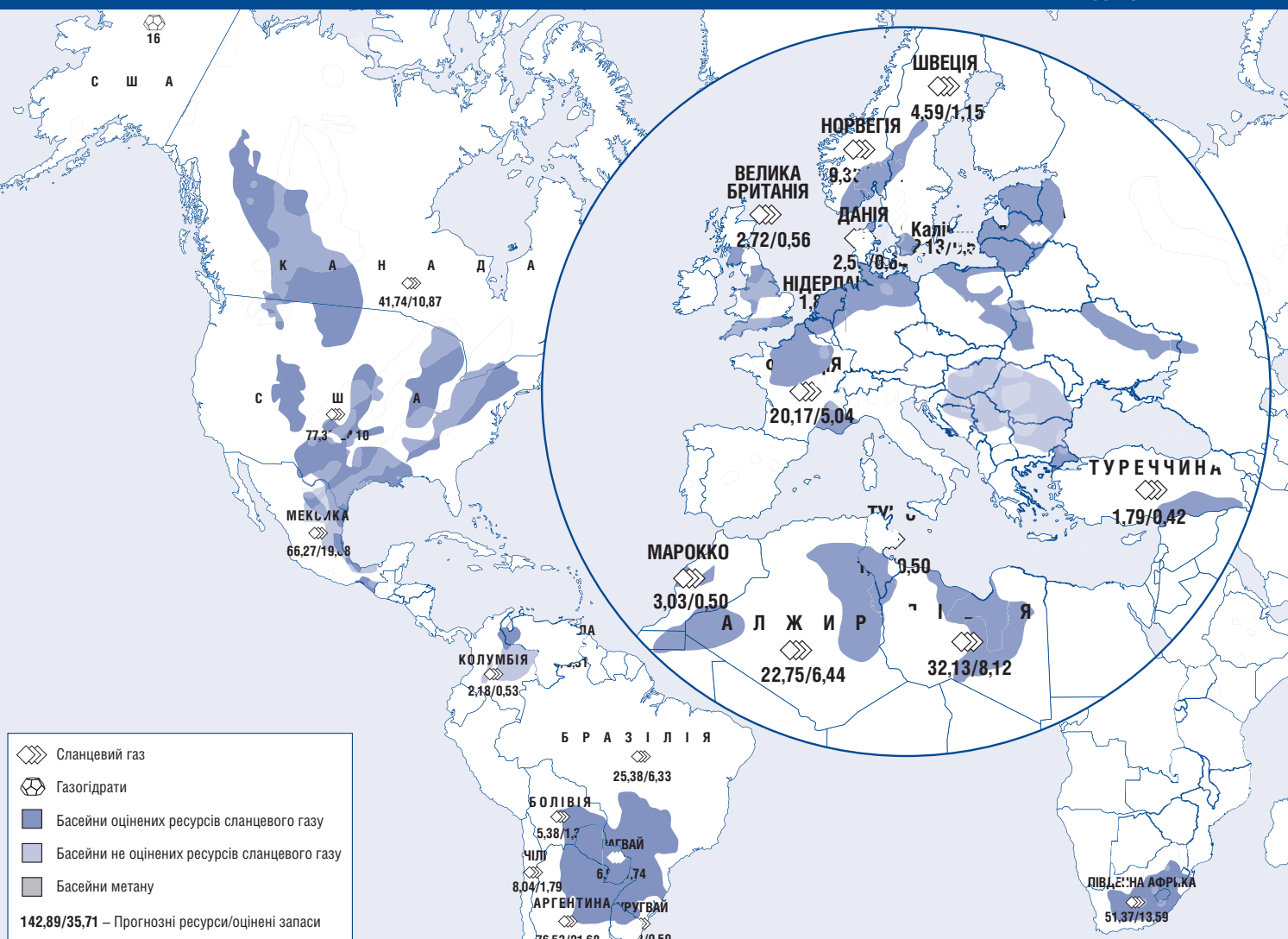
З 2010р. Міністерство енергетики США використовує для визначення газу з нетрадиційних джерел термін “газ колекторів низької проникності” (*low-permeability reservoirs gas*).

інформації Міністерства енергетики США (EIA) та незалежною консалтинговою компанією *Advanced Resources International, Inc. (ARI)* на 48 басейнах у 32 країнах світу, засвідчили, що прогнози ресурси, зокрема сланцевого газу є значно більшими, ніж

¹ Джерела: *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United State*. – EIA, April 2011, Tables 1, Figure 1, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>; *World Energy Outlook 2011*. – DOE/IEA-0383(2011), April 2011, p.143, http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WE02009_es_russian.pdf; *Unconventional Gas: Topic Paper №29*. – Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study, July 18, 2007, http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/29-TTG-Unconventional-Gas.pdf

² *World Energy Outlook 2009*. – IEA, 2009, p.12, http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WE02009_es_russian.pdf

³ МЕА: Мировых запасов природного газа хватит на 250 лет. – Интернет-портал “РБК”, 21 января 2011г., <http://www.rbc.ru/rbcfreenews/20110121012410.shtml>



СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ

Прогнозні ресурси сланцевого газу в Україні – 1 200 млрд. м³
 Глибина залягання пластів – 2,5-4,0 км
 Вихід породи – 1 350 м³/кластер або 4 725 м³/км²
 Найбільш перспективні газонасні пласти – Тернопільська, Івано-Франківська і Львівська обл. (Олеська площа)

МЕТАН

Прогнозні ресурси – 12 000-25 400 млрд. м³
 • у т.ч. в Донецькому й Львівсько-Волинському вугільних басейнах – до 22 000 млрд. м³
 Сумарні запаси метану вугільних пластів на полях діючих шахт Донецького й Львівсько-Волинського басейнів – 900 млрд. м³
 Газонасиченість шахт – 20 м³/т
 Запаси метану (Державний баланс корисних копалин України, станом на 1 січня 2010р.) – 314 млрд. м³
 3 них: Донецький вугільний басейн – 303 млрд. м³
 • у т.ч. перебуває в дослідно-промисловій розробці – 140 млрд. м³
 Запаси метану в газових шапках вугільних родовищ Донбасу – 400 млрд. м³
 • у т.ч. до глибини 1,2-2 км – 150-200 млрд. м³
 Вибудовано метану у 2010р.: 52,3 млн. м³

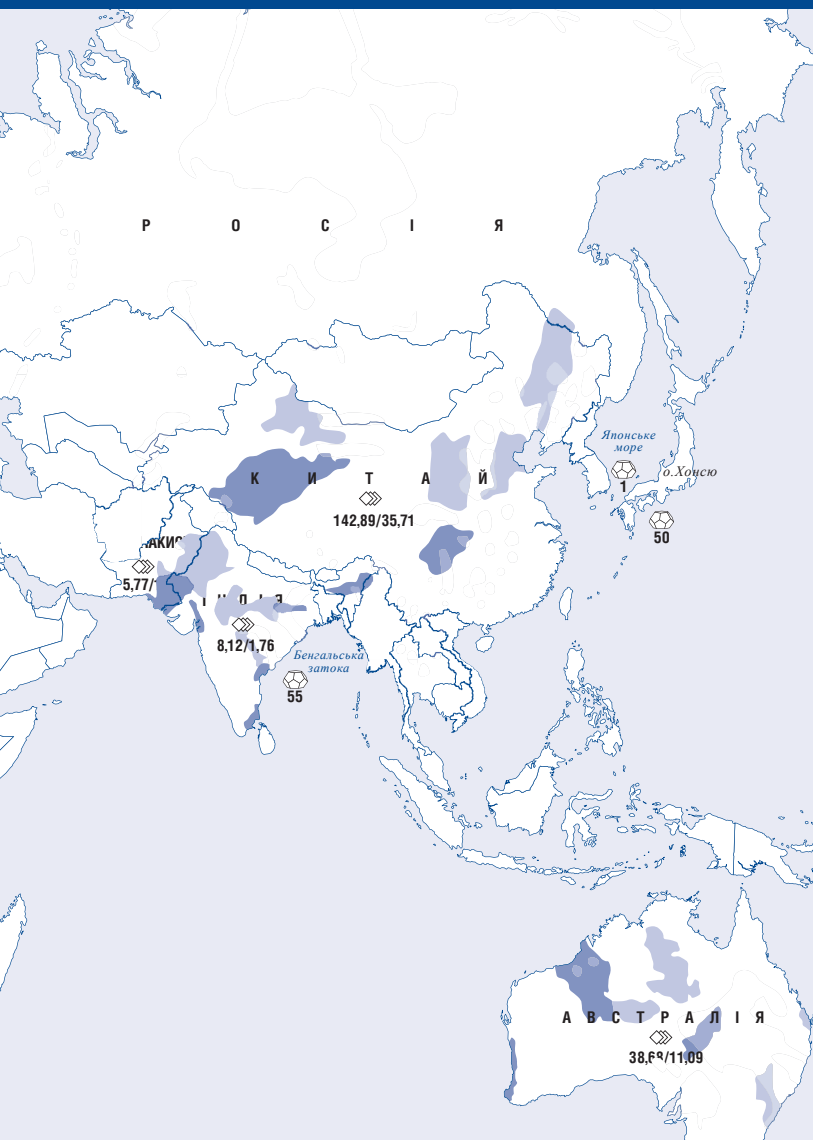
ПЕРСПЕКТИВНІ РЕСУРСИ ГАЗУ ЩІЛЬНИХ КОЛЕКТОРІВ (ЗА ПОПЕРЕДНІМИ ОЦІНКАМИ УКРДГРІ МІНПРИРОДИ УКРАЇНИ)

Центральна і південно-східна частини Донецько-Дніпровської западини – 8 500 млрд. м³
 • у т.ч. Серпухівський продуктивний комплекс – 1 400 млрд. м³
 • у т.ч. Шебелинське газоконденсатне родовище – 1 000 млрд. м³
 Щільність ресурсів – 50-300 млн. м³/км²
 Глибина залягання (4% загальної кількості газу щільних колекторів) – 2,0-3,0 км
 Глибина залягання (>50% загальної кількості газу щільних колекторів) – 4,0-4,5 км

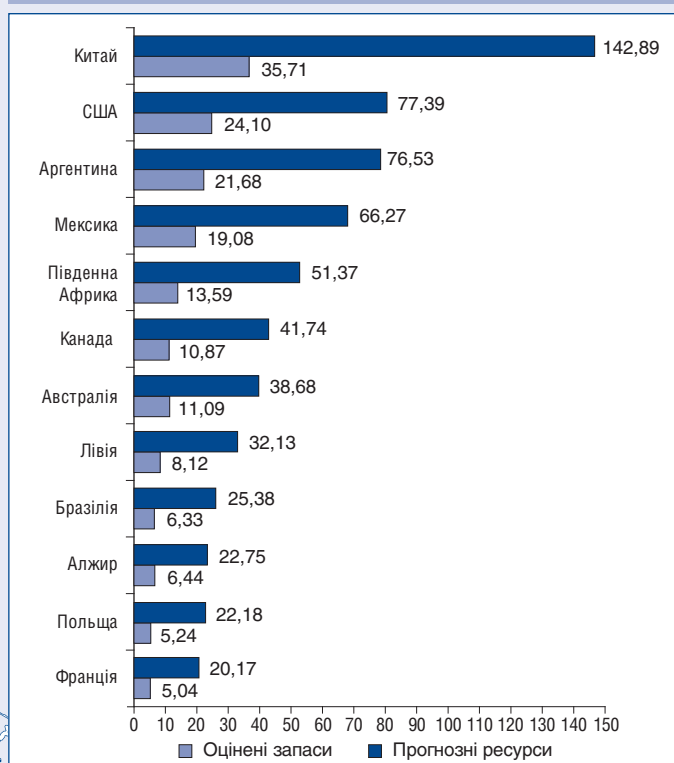
ГАЗОГІДРАТИ

Прогнозні ресурси метану в чорноморських газогідратах, зосереджених на глибині 30-300 м під морським дном – 25 000-1 00 000 млрд. м³
 • у т.ч. центральної глибоководної частини Чорного моря – 20 000-25 000 млрд. м³

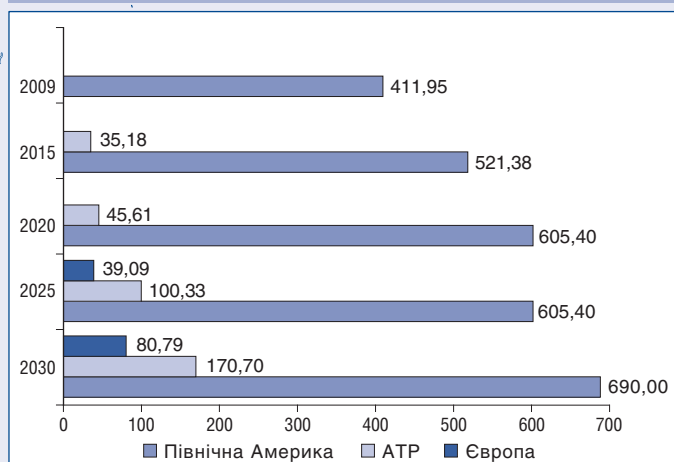




12 провідних країн світу за показниками прогнозних та оцінених запасів сланцевого газу, трлн. м³



Прогноз видобутку нетрадиційного газу у світі до 2030р., млрд. м³



Світові прогнозні ресурси нетрадиційного газу¹

	Глинисті сланці, трлн. м³	Частка у світових ресурсах, %	Вугільні родовища, трлн. м³	Частка у світових ресурсах, %	Шаліні колектори, трлн. м³	Частка у світових ресурсах, %	Усіх газонасних пластів, трлн. м³
Північна Америка	185,4	24,51	84,48	34,97	38,39	18,65	308,27
Північно-Східна Азія	143,00	18,90	34,02	14,08	9,88	4,80	186,90
Країни СНД	17,56	2,32	110,80	45,86	25,23	12,26	153,59
Латинська Америка	127,98	16,92	1,09	0,45	34,69	16,85	163,76
Близький Схід і Північна Африка	71,34	9,43	—	—	23,04	11,19	94,38
Країни ОЕСР	64,76	8,56	1,32	0,55	19,70	9,57	85,78
Африка на південь від Сахари	51,37	6,79	1,09	0,45	21,95	10,66	74,41
Західна Європа	42,15	5,57	4,40	1,82	9,88	4,80	56,43
Тихоокеанський регіон (крім країн ОЕСР)	8,79	1,16	—	—	15,37	7,47	24,16
Центральна і Східна Європа	30,30	4,01	3,30	1,37	2,18	1,06	35,78
Південна Азія	13,89	1,84	1,09	0,45	5,49	2,67	20,47
Загалом	756,54	100,00	241,58	100,00	205,86	100,00	1 203,98

¹ За виключенням газогідратів. Сума складових може не збігатися з підсумковим показником через округлення.



вважалося⁴. Відповідно, за результатами цих досліджень, прогнозовані ресурси нетрадиційного газу загалом оцінено у близько 1 200 трлн. м³ (таблиця на карті “Світові прогнозовані ресурси нетрадиційного газу”, с.25).

Оскільки розробка покладів нетрадиційного газу до недавнього часу не викликала (за винятком США) серйозної зацікавленості у світі, їх пошук обмежувався головним чином територією цієї країни⁵. Тому детальна оцінка запасів нетрадиційного газу за межами Північної Америки досі не зроблена.

Вважається, що деякі країни, зокрема: Австралія, Австрія, Індія, Китай Німеччина, Польща, Франція, Швеція, а також Україна мають великі запаси нетрадиційного газу, переважно наближені до основних центрів споживання.

Доречно зауважити, що у світі інтерес до розвідки та вивчення покладів нетрадиційного газу виник відносно недавно завдяки т.зв. “сланцевій революції” у США. Її результати виразно виявилися у 2009р. і справили відчутний вплив на світові, в т.ч. європейські газові ринки. Проте, освоєнню нетрадиційного газу у США сприяли особливі умови⁶ (не враховуючи природних), зокрема: відсутність державної монополії на освоєння надр (буріння), доступність дешевих довгострокових кредитів на проведення відповідних робіт, а також наявність потужної інноваційної складової національної економіки, що дозволило розробити відповідні технології видобутку (врізка “Сланцева революція” у США⁷).

Особливості видобутку нетрадиційного газу. Усі види нетрадиційного газу класифікують як важко видобувні (схема “Особливості залягання видів природного газу”⁷). Комерційна прибутковість кожного проекту визначається не лише газовіддачею кожної свердловини та її вартістю, але й стабільністю законодавчої бази та порядком оподаткування.

Особливості залягання видів природного газу



Освоєння покладів нетрадиційного газу пов'язане зі значними труднощами, а саме:

- недостатньою вивченістю покладів, з точки зору геології і собівартості видобутку;
- обмеженим фізичним доступом до ресурсів (розпорошеність, велика глибина залягання);

“СЛАНЦЕВА РЕВОЛЮЦІЯ” У США

Технологічному прориву сприяла та обставина, що в США немає монополії на буріння. Тому окремі приватні компанії в 1990-х роках провадили відповідні дослідження. Найуспішнішою виявилася компанія *Chesapeake Energy*, яка запатентувала технологію горизонтального буріння (*horizontal directional drilling – HDD*).

У 2002р. на родовищі *Barnett Shale* в південному Техасі було пробурено першу горизонтальну свердловину, після чого почався масштабний промисловий видобуток сланцевого газу¹. У 2006р. тут було видобуто 20 млрд. м³ газу, у 2007-2008рр. – уже 43 млрд. м³, що дозволило говорити про сланцевий газ як про альтернативу природному, який видобувається традиційним способом². Особливості американського ринку забезпечили синергетичний ефект розвитку нової галузі. Стрімкому зростанню видобутку сланцевого газу в США сприяли, зокрема, такі чинники:

- високі ціни на газ (коли технології перебували на стадії розвитку) за нестачі власних енергоресурсів;
- значні запаси, великі й відносно неперушені геологічні басейни; високий ступінь вивченості родовищ, відкритий доступ до наявних геологічних даних; відносно невелика глибина залягання газоносних пластів (іноді 400-500 м);
- податкова та законодавча стабільність; порівняно ліберальне екологічне законодавство; стимулювання розвитку галузі на рівні держави (спеціальний податковий режим) і як результат – готовність бізнесу брати на себе більшу частину комерційних ризиків;
- сприятливий режим доступу до довгострокових кредитів з низькою ставкою;
- розвинута інноваційна галузь надання бурових і транспортних послуг; висока конкуренція серед компаній, що спеціалізуються на обслуговуванні газовидобутку (розвідці і бурінні свердловин), велика кількість бурових установок; постійне вдосконалення технологій буріння;
- розвинута інфраструктура газотранспортних мереж (будь-який виробник може бути певний, що в радіусі 10-20 км він зможе легко приєднатися до діючого газопроводу);
- значні площі малозаселених територій;
- приватна власність на надра (створено механізм забезпечення зацікавленості фермерів в одержанні додаткових \$2 000-3 000 на місяць за буріння на їх ділянці);
- незалежний нафтогазовий сектор; конкурентний ринок збуту.

Закономірним етапом видобутку сланцевого газу в США є прихід на зміну невеликим незалежним компаніям великих видобувних холдингів, що зумовило процеси корпоративних об'єднань і поглинань³.

Процеси корпоративних об'єднань та поглинань у США

Найбільшою угодою стало придбання більш ніж за \$41 млрд. компанією *ExxonMobil* лідера американського ринку видобутку сланцевого газу *XTO Energy* (вартість акцій якої у 2009р. зросла вдвічі) – переважно заради технологій і кваліфікованого персоналу, ніж ресурсної бази компанії. Ця угода свідчить про ступінь зацікавленості американського гіганта в диверсифікації бізнесу для підвищення своєї ваги на фондових біржах.

У листопаді 2010р. корпорація *Chevron* уклала угоду про купівлю за \$4,3 млрд. американської *Atlas Energy Inc.*, що розробляє запаси сланцевого газу (їй належить 60% проекту з розробки родовища сланцевого газу *Marcellus* в Аппалачських горах; компанія є оператором блоку площею близько 120 тис. га; інші 40% належать індійській *Reliance Industries*).

На американський ринок вийшли французький енергетичний концерн *Total* і норвезька компанія *Statoil Hydro* (спільні проекти з американською видобувною компанією *Chesapeake Energy*). Зокрема, *Total* інвестував у спільне з *Chesapeake* підприємство \$2,25 млрд. Запланували придбання американських активів азійської *Temasek Holdings Pte Ltd* і *Hopu Investment Management Co.* Корпорація *Royal Dutch Shell* вибрала як об'єкт поглинання *East Resources Inc.* Займатися видобутком сланцевого газу вирішили *British Gas*, *ConocoPhillips*, *Mitsui*, *British Petroleum* та *Eni*.

Зокрема, у 2009р. британська *British Gas* внесла \$1,3 млрд. як 50% частку в СП на родовищі *Haynesville*. Норвезька *Statoil Hydro* створила СП з *Chesapeake Energy*, вклавши \$3,4 млрд.

У лютому 2010р. японська *Mitsui bussan* інвестувала \$5,4 млрд. в освоєння родовища *Marcellus Shale* в Пенсільванії. Цей проект американської корпорації *Anadarko Petroleum* очікується в понад \$25 млрд. – пік видобутку очікується до 2020р., уся продукція буде реалізовуватися у США.

⁴ Майже 15 років усі джерела спиралися на дослідження Г.Рогнера (1997р.) *An Assessment of World Hydrocarbon Resources* (<http://hassler-j.iies.su.se/courses/climate/Rogner.pdf>), де подано оцінку запасів газоносних пластів і колекторів нетрадиційного газу (*unconventional gas reservoirs*), попри те, що сам автор, вважав, що його дані про 900 трлн. м³ прогнозних ресурсів (у т.ч. – 450 трлн. м³ газоносних пластів сланцевого газу) є суто гіпотетичними і “спекулятивними”. Проте, зазначене дослідження 2008-2010рр. не лише підтвердило оцінки Г.Рогнера стосовно колосальних ресурсів сланцевого газу, але й збільшило їх прогнозний показник на 68%.

⁵ Саме цим фактом можна пояснити дані *Cedigaz* про те, що нетрадиційними є лише 4% підтверджених світових запасів природного газу.

⁶ Докладно див. статтю Д.Нойхауса “Перспективи нетрадиційного газу в Україні та у світі”, вміщену в цьому журналі.

⁷ Schematic Geology of Natural Gas Resources. – http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html



Індійська нафтопереробна компанія *Reliance Industries Ltd (RIL)* також придбала кілька видобувних підприємств на території США. Про можливу покупку сланцевих активів у США заявив БАТ "Газпром"⁴. Головною метою керівники згаданих компаній вважають набуття досвіду та опанування технологій видобутку⁵.

Сучасна технологія видобутку

Технологія видобутку сланцевого газу складається з трьох основних етапів:

- вертикального буріння до газоносного пласта (1-4 км);
- горизонтального буріння вздовж пласта (до 3 км);
- гідроудар, що спричиняє гідравлічний розрив пласта в радіусі 150-200 м навколо магістрального каналу.

Технологія **горизонтального буріння** полягає в тому, що замість безлічі окремих вертикальних свердловин бурять одну, від якої потім на великій глибині бурять горизонтальні свердловини завдовжки до 2-3 км. Потім у горизонтальній частині свердловин у пробурені породи під тиском закачують суміш води, піску і спеціальних домішок. **Гідроудар** руйнує породи газових "кишень", утворюючи тріщини, які розходяться від стовбура свердловини в товщу пласта, який розробляється (*гідророзрив – hydraulic fracturing*). Згодом тиск скидається, що надає змогу рідині перетікати назад у свердловину, а пісок залишається у тріщинах і перешкоджає їм закритися. Це дозволяє збирати запаси газу та відкачувати їх крізь вертикальний стовбур свердловини.

З 2007р. американські компанії використовують новий метод, який полягає в бурінні 6 вертикальних свердловин на відстані 5-8 м із середньою площею утвореного кластеру до 1,5-2,0 га (3,5 кластерів на 1 км² площі видобутку). Місце для кластеру визначають за допомогою технології 3D-сейсміки, яка дозволяє побудувати тривимірну модель пласта і значно підвищити точність буріння.

Кластерне буріння вертикальної (глибиною 2 км) і горизонтальної (1,2 км) частин свердловини утворює близько 840 м³ відвалу породи (майже в 10 разів більше, ніж традиційна газова свердловина).

В Україні газоносні пласти залягають на глибині 2,5-4,0 км, отже вихід породи становитиме близько 1 350 м³ на кластер (4 725 м³/км²).

Для підготовки одного кластеру з 6 свердловин потрібно 54-174 тис. м³ води (залежно від довжини вертикальної частини свердловини) та 1 000-3 500 м³ хімічних реагентів. Після гідророзриву пласту відкачують близько третини розчину, який зберігають у резервуарах завглибшки до 3 м та місткістю близько 3 000 м³, після чого його вивозять та утилізують. Щоб запобігти надходженню розчину у водоносні пласти, в більшості штатів США газодобувні компанії законодавчо зобов'язані бетонувати вертикальний стовбур свердловини.

Кількість рейсів автотранспорту, який використовує на підготовчому етапі створення одного кластера, становить 4 300-6 000, причому 90% рейсів здійснюється на етапі гідророзриву для заведення води та хімічних сполук.

Історична довідка

Перша комерційна газова свердловина у сланцевих пластах пробурена в 1821р. у Фрідонії (штат Нью-Йорк, США) У.Хартом, якого вважають "батьком природного газу". Проте залягання сланцевого газу в невеликих ізольованих "кишенях", висока щільність і низька пористість породи, а також неефективність технологій буріння загальмували розвиток його видобутку більш ніж на півтора століття.

Про цей ресурс згадали лише після нафтової кризи 1970-х років. У результаті інтенсивних пошукових робіт були відкриті найбільші родовища, серед яких – *Barnett Shale, Haynesville Shale, Fayetteville Shale, Marcellus Shale i Woodford*. Однак у 1980-х роках криза завершилась, а тогочасний рівень технологій не дозволяв зробити видобуток економічно рентабельним. Проте, як зазначено вище, окремі компанії продовжували як пошукові роботи, так і роботи з удосконалення технології видобутку.

¹ Тарнавский В. Сланцевый газ: революционный энергоисточник или мыльный пузырь? – Интернет-портал "Українська Енергетика", 30 листопада 2009р., <http://ua-energy.org>

² Агламишьян В. Тихая газовая революция. – Известия, 15 марта 2010г., <http://www.izvestia.ru>

³ Геллер Е., Мельникова С. Другой газ. – Россия в глобальной политике, 2010, №2, <http://www.globalaffairs.ru/number/Drugoi-gaz-14865>

⁴ Вдовенкова В. Газпром ищет сланец. – Взгляд, 9 июня 2010г., <http://vz.ru/economy/2010/6/9/409229.html>

⁵ Мазнева Е. Говорит о деньгах незлегантно. – Ведомости, 26 мая 2010г., <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article/235445>

- екологічними обмеженнями (охоплення видобутком великих площ, значне порушення цілісності надр, потреба у великих обсягах води).

Відповідно – його видобуток, порівняно з традиційним газом, пов'язаний з додатковими витратами, зумовленими:

- великими площами залягання покладів – до 12 тис. км². Економічно вигідною є розробка винятково в зонах підвищеної продуктивності (*sweet spots*), які становлять 10-20% загальної площі; щоб визначити їх, компаніям потрібно отримати доступ до великих земельних ділянок;
- необхідністю будівництва великої кількості свердловин (у 50-100 разів більшої, ніж для традиційного газу), вартість яких, як правило, є вищою, ніж звичайних; для доведення економічної доцільності площі потрібно пробурити 10-20 розвідувальних свердловин;
- потребою залучення значних інвестицій протягом 30 і більше років;
- великим періодом окупності початкових інвестицій (15-20 років), необхідністю постійної технічної оптимізації і скорочення витрат;
- розробкою окремих технічних рішень для кожного газоносного пласта.

Через наведені вище чинники видобуток нетрадиційного газу досі стримується. Водночас, попри всі труднощі, в умовах зростання попиту на енергоресурси та збільшення собівартості традиційного видобутку, цей напрям газозабезпечення має великий потенціал розвитку.

Перспективи видобутку

Загальні дані. Згідно з базовим сценарієм МЕА, передбачається збільшення видобутку нетрадиційного газу (насамперед за рахунок удосконалення технологій) з 367 млрд. м³ у 2007р. до 940 млрд. м³ у 2030р.; частка нетрадиційного газу в загальному світовому обсязі видобутку природного газу збільшиться з 12% до 15%.

Лідерами за обсягами видобутку й надалі залишатимуться США та Канада. Частка газу з нетрадиційних джерел у загальному обсязі видобутку у США підвищиться з 63% у 2009р. до близько 79% у 2030р⁸.

Прогнозується зростання видобутку і в Азійсько-Тихоокеанському регіоні (де найкращі перспективи має Китай) та Європі. Проте частка газу з нетрадиційних джерел у загальних обсягах видобутку тут залишиться помітно меншою, ніж у Північній Америці.

Особливо це стосується Європи, оскільки тут запаси та умови його видобутку суттєво відрізняються від американських. Це ілюструє прогноз газових балансів до 2030р., зроблений компанією *ExxonMobil* (діаграма на карті "Прогноз видобутку нетрадиційного газу у світі до 2030р.", с.25⁹). Головним стимулом розробки покладів нетрадиційного газу в європейських країнах є їх прагнення зменшити залежність від імпорту традиційного газу, яка, за прогнозами, зросте з 65% у 2009р. до 90% у 2030р.

Перспективи для Європи. Для визначення перспектив видобутку нетрадиційного газу в Європі необхідно брати до уваги геологічні, правові, екологічні та економічні чинники. А саме:

⁸ Тут і далі, якщо не вказано інше, використовуються дані: *World Energy Outlook 2011.* – DOE/IEA-0383(2011), April 2011, p.143, http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WE02009_es_russian.pdf

⁹ Джерело: *Outlook for Energy: A View to 2030.* – ExxonMobil, http://www.exxonmobil.com/Corporate/files/news_pub_eo_2009.pdf

- вивчення покладів нетрадиційного газу в Європі перебуває на початковому етапі;
- ліцензійна система надання дозволів на користування надрами є недостатньо розвинутою;
- висока щільність населення ускладнює освоєння природних ресурсів;
- вимоги європейського екологічного законодавства є значно жорсткішими, ніж у США;
- у країнах ЄС немає великих обсягів води, необхідних для видобутку майже всіх видів нетрадиційного газу;
- в Європі немає значної кількості невеликих і мобільних сервісних (бурових) компаній;
- у європейських компаній немає власних технологій (всіма технологіями видобутку нетрадиційного газу на цей час володіють американські компанії);
- податкове законодавство ЄС не адаптоване до масштабних робіт з видобутку нетрадиційного газу;
- будівництво свердловин в Європі є значно дорожчим, ніж у США.

Пошук та освоєння покладів нетрадиційного газу вимагає розв'язання істотно складніших технологічних, економічних, екологічних і правових проблем, порівняно з реалізацією газовидобувних проєктів традиційного газу. Проте успішний досвід США засвідчив, що цей напрям енергозабезпечення є принципово можливим та економічно життєздатним у разі створення сприятливого інвестиційного клімату для впровадження технічних інновацій.

2.2. РИНОК СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ: СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ

Серед усіх видів нетрадиційного газу найбільше значення має сланцевий газ, оскільки його частка в загальних світових прогнозних ресурсах складає 63%.

Початку “сланцевої революції” (насамперед у США) передувало посилення впливу на світовому ринку країн-постачальників традиційного природного газу, коли у 2008р. найбільші газовидобувні країни світу утворили описаний вище ФКЕГ. Американські експерти були переконані, що нарощування видобутку сланцевого газу сприятиме:

- протидії виникненню нових картелів;
- перерозподілу сил на енергетичному ринку на користь країн, що видобуватимуть сланцевий газ;
- обмеженню можливостей постачальників (насамперед Росії, Ірану та Венесуели) диктувати умови імпортерам енергоресурсів;
- появі на ринку надлишку пропозиції, що стримує підвищення цін¹⁰.

Сланцевий газ (shale gas) – природний газ, який видобувається зі сланцю (осадової глинистої, вапнякової чи піщанистої гірської породи, що містить 10-50% органічних сполук), і складається переважно з метану.

Особливостями сланцевих родовищ є невисока проникність пластів, що зазвичай залягають на глибині 450-2 000 м, і невеликий вміст газу в параметрах як площі видобутку, так і одиниці об'єму (відповідно, 0,2-3,2 млрд. м³/км² та до 0,3-0,4 м³/м³). Потужність (товщина) пласта змінюється від 12 до 270 м. Обсяг метану у пласті становить близько 0,3%. Через невисоку проникність породи, обсяг газу, освоюваний однією свердловиною, є незначним. За коефіцієнта газовіддачі 20%, видобувні запаси газу в середньому становлять 0,04-0,60 млрд. м³/км², що в 50-100 разів менше, ніж у традиційних родовищах газу, але завдяки великим площам покладів (до 13 тис. км²) у зонах підвищеної продуктивності (sweet spots) його видобуток може бути економічно доцільним.

Запаси сланцевого газу. Як зазначалося, перше місце за показником прогнозних ресурсів належить сланцевому газу – близько 757 трлн. м³ (або 63%), оцінені запаси є вчетверо меншими і становлять 185,4 трлн. м³¹¹. Вважається, що основні *прогнозовані* ресурси сланцевого газу зосереджено в Північній Америці – 185 трлн. м³ (або майже 25% світових покладів) та Китаї – 143 трлн. м³ (19%).

Відповідно, лідируючі позиції за цим показником посідають країни Північної Америки та Азії: **Китай** – якому належить світове лідерство за обсягами покладів (оцінені ресурси – 36 трлн. м³), **США** (прогнозовані – 77,4 трлн. м³, оцінені – 24 трлн. м³), а також **Аргентина, Мексика, Канада**. Значні прогнозовані запаси мають також **Австралія** та окремі африканські країни – **Алжир і Південна Африка** (діаграма на карті “12 провідних країн світу...”, с.25).

Наразі найбільш активно оцінка потенціалу перспективних газоносних сланців здійснюється у країнах Європи (особливо в Польщі¹²). У європейських державах створено не менше 40 науково-дослідних колективів, а провідні газові компанії світу отримують ліцензії на геологорозвідувальні роботи¹³.

Значну увагу створенню умов реалізації проєктів з освоєння родовищ сланцевого газу надає **Китай**. Показник прогнозних ресурсів сланцевого газу в Китаї дозволив *Wood Mackenzie* спрогнозувати досягнення до 2030р. рівня обсягів видобутку сланцевого газу в понад 110 млрд. м³/рік. Таким чином, КНР зможе за рахунок власних джерел забезпечити 25% власних потреб у газі¹⁴. США розглядають Китай як перспективного союзника в конкурентній боротьбі з країнами-експортерами нафти й газу¹⁵.

Прогнозовані ресурси та оцінені запаси в європейських країнах відчутно поступаються китайським і північноамериканським, але вони теж є дуже великими – 72 трлн. м³ та 17 трлн. м³, відповідно (діаграма “Прогнозовані ресурси та оцінені запаси сланцевого газу в Європі”¹⁶). Перспективні сланцеві поля зосереджено насамперед у Балтійському басейні Польщі та Паризькому – у Франції, а також – у Німеччині, Норвегії, Швеції та в Україні (західні області).

Європейські родовища перебувають на ранній стадії освоєння й погано вивчені з точки зору геології

¹⁰ Jaffe A. M. *Shale Gas Will Rock the World*. – The Wall Street Journal, 10 may 2010.

¹¹ *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United State*. – EIA, April 2011, Tables 1-2, 1-3, <http://www.eia.gov>

¹² Сланцевий газ должен сделать из Польши Норвегию. – World News Daily, 29 августа 2010г. <http://www.wnd.ru>

¹³ Нефтяные гиганты ищут сланцевый газ в Европе. – Империя, 19 февраля 2010г., <http://www.imperiya.by>

¹⁴ *China Gas Study: Strong Demand Growth Will Persist but Exporters Should Secure Contracts Before Unconventional Gas Constrains New LNG Imports*. – Wood Mackenzie, 26 July 2010, <http://www.woodmacresearch.com>

¹⁵ На думку американських експертів, видобуток сланцевого газу в КНР може допомогти інтегрувати Пекін у світову систему *Pax Americana*. Чим менше Китай імпортуватиме енергоносіїв, тим з більшою імовірністю він підтримуватиме санкції чи інші заходи, спрямовані проти нафтових держав, які не дотримуються прав людини або проводять агресивну політику. Див.: Jaffe A. M. *Shale Gas Will Rock the World*. – The Wall Street Journal, 10 may 2010, <http://online.wsj.com>

¹⁶ *Джеппено: World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United State*. – EIA, April 2011, p. Tables 1-2, 1-3, <http://www.eia.gov>

Прогнозні ресурси та оцінені запаси
сланцевого газу в Європі,
млрд. м³



і собівартості видобутку. Крім того, на відміну від США, правами на розробку корисних копалин у Європі володіє держава, що накладає низку обмежень, пов'язаних з одержанням ліцензій і додатковими соціальними та екологічними зобов'язаннями компаній. На додаток, реалізацію газовидобувних проєктів ускладнюватиме висока щільність населення, оскільки, як зазначалося вище, розробка родовищ сланцевого газу потребує великих площ.

Видобуток. Сьогодні сланцевий газ промислово розробляють лише у США та Канаді: обсяги його видобутку у 2009р. становили, відповідно, 116 та 1 млрд. м³. При цьому, у США частка сланцевого газу в загальному видобутку стабільно зростає винятково через постійне збільшення кількості експлуатаційних свердловин.

США, завдяки “сланцевій революції”, у 2009р. очолили список найбільших газовидобувних країн, випередивши Росію (у 2000-2009рр. частка сланцевого газу в газовидобутку США зросла з 2% до 15%)¹⁷. Внаслідок цього вони скоротили обсяги видобутку газу з глибоководних свердловин Мексиканської затоки й відмовилися від постачань СПГ з Близького Сходу (насамперед, з Катару).

У 2009р. пер-секретар Білого дому заявив, що використання сланцевого газу значно підвищить енергетичну безпеку США й допоможе знизити забруднення парниковими газами¹⁸. Прогнози перспектив розвитку американського ринку сланцевого газу є досить оптимістичними. На думку російських експертів, у 2015р. у США видобуватиметься понад 180 млрд. м³ ресурсу на рік, що становитиме 27% загального обсягу газовидобутку у країні¹⁹. За прогнозами *Annual Energy Outlook 2011*, видобуток сланцевого газу у США до 2030р. зросте, порівняно з 2009р., більш ніж утричі – із 116 до 385 млрд. м³. За розрахунками Міністерства енергетики США, видобуток має збільшуватися із середньорічним приростом 5,2%, тоді як імпорту газу – знижуватися щорічно на 2,6%.

Тому США активно займаються розвідкою сланцевих родовищ, поклади газоносної породи виявлено вже у 23 штатах²⁰. У країні більшість запасів пов'язані з басейнами *Barnett Shale* та *Haynesville Shale* (штат Техас) та *Marcellus Shale* (штат Огайо).

Канада у 2006-2007рр. започаткувала буріння на сланцевому полі *Horn River* (провінція Британська Колумбія); роком пізніше – на родовищах *Montney* (Альберта) та *Utica* (Квебек). У 2010р. компанія *TransCanada Corp.* розпочала будівництво першого газопроводу для транспортування сланцевого газу з цього родовища до магистральної мережі²¹. До 2020р. в Канаді, на думку фахівців *National Energy Board*, видобуток сланцевого газу й газу щільних колекторів досягне 200 млрд. м³/рік, зокрема, на родовищі *Horn River* – 40 млрд. м³.

Перспективи видобутку в Європі. У 2009р. “сланцева революція” досягла ЄС. Європейські компанії почали купувати ліцензії на видобуток сланцевого газу в Австрії, Польщі, Німеччині, Швеції, виявляючи цікавість і до України. Найбільш вдалим вишукуванням виявились у Швеції (поклади *Alum Shale*) та Польщі (*Silurian Shale*), де виявлено найбільші в Європі оцінені запаси – 5,2 трлн. м³ (врізка “Польща: перспективи видобутку сланцевого газу”).

Сланцевою темою в Європі активно займаються компанії *ExxonMobil* (веде роботи в Німеччині), *Shell* (шведські родовища), *OMV* (Австрія), *ConocoPhillips*, *Chevron Corp.*, *Marathon* (Польща) та ін. Американські компанії *Chevron Corp.* і *Integrity Towers Inc.* мають намір укласти контракти з видобутку сланцевого газу на території **Болгарії**. За інформацією Міністерства економіки, енергетики і туризму Болгарії, Софія веде підготовчі процедури з проведення тендеру на розробку низки родовищ.

ПОЛЬЩА: ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

Як зазначалося вище, найбільші в Європі оцінені запаси сланцевого газу виявлено в північних і центральних районах **Польщі**. Оскільки за своєю геологічною будовою польські родовища газоносних сланців є схожими на техаські, інтерес до польських родовищ виявили *ConocoPhillips*, *Chevron Corp.* і *ExxonMobil*.

Протягом 2009-2010рр. Міністерство навіколишнього середовища Польщі надало понад 80 концесій на розвідку (більшість – одночасно на традиційний і нетрадиційний газ), у т.ч. компаніям *Chevron*, *Marathon Oil*, *ExxonMobil*, *ConocoPhillips*. Деякі з них (зокрема *ConocoPhillips*) уже почали пробне буріння, висловлюючи стриманий оптимізм, а британська компанія *3Legs Resources plc.* у червні 2011р. вже зробила заяву про виявлення покладів сланцевого газу під час пробного буріння на південному заході Польщі¹. Перший звіт щодо попередніх результатів роботи газових компаній з пошукових робіт Польський геологічний інститут планує оприлюднити до кінця 2011р.

Попри існуючу невизначеність, зростання інтересу до розвідки сланцевого газу в Польщі свідчить, що країна за цим напрямом стає найперспективнішою в ЄС. Власне, розвиток подій у Польщі, яка є своєрідним випробувальним полігоном, може визначити майбутнє сланцевого сектору в усій Європі². Проте, навіть якщо попередні оцінки запасів виявляться вірними, а видобуток – економічно вигідним, не варто очікувати таких його темпів нарощування, як це відбувалось останніми роками у США, хоча роль сланцевого газу для європейських країн поступово зростатиме. Наприклад, Польщі достатньо буде виробляти додатково 3-5 млрд. м³/рік газу зі сланцевих порід, щоб суттєво підвищити рівень енергетичної безпеки.

¹ Джерело: *Drilling of Łebień LE-2H horizontal well.* – 3Legs Resources plc., 21 June 2011, <http://www.3legsresources.com>

² Див. також: *Wall Street Journal*: Газовые державы борются в Польше. – Нефть России, 19 мая 2011г., <http://www.oilru.com>

¹⁷ Иванов Н. Газ твердых сортов. – Приложение к газете “Коммерсант”, 17 июня 2010г., www.kommersant.ru

¹⁸ Джерело: Statement on U.S.-China Shale Gas Resource Initiative. – America.gov, 17 November 2009, <http://www.america.gov>

¹⁹ Геллер Е., Мельникова С. Другой газ. – Россия в глобальной политике, 19 июня 2010г., <http://www.globalaffairs.ru>

²⁰ Там само.

²¹ Канада начнет строительство поставляющего сланцевый газ газопровода. – Oil.Эксперт, 9 марта 2010г., <http://www.oilexp.ru>

Загалом, у I півріччі 2010р. міжнародні паливні компанії сумарно витратили \$21 млрд. на активи, пов'язані з видобутком сланцевого газу в різних країнах світу²².

Однак, станом на 2011р., у країнах ЄС комерційний видобуток сланцевого газу не здійснювався. І для початку промислового видобутку сланцевого газу в ЄС може знадобитися тривалий час. Прогнози розвитку цього напрямку газовидобутку у країнах ЄС, внаслідок низького рівня вивченості покладів та істотних інвестиційних ризиків, мають суттєві відмінності. Так, на погляд МЕА, видобуток усього нетрадиційного газу в Європі до 2030р. становитиме не більше 15 млрд. м³/рік²³. Водночас, дослідницька компанія *Douglas Westwood* надає оптимістичніший прогноз. Згідно з її дослідженням, показник видобутку лише сланцевого газу в ЄС може досягти позначки в 35 млрд. м³ вже у 2020р., зокрема в Польщі – 11 млрд. м³²⁴. Це може зробити країну лідером альтернативного виробництва газу в Європі та буде цілком достатньо для того, щоб Польща відмовилася від імпорту газу з Росії.

Конкурентоспроможність сланцевого газу

Собівартість сланцевого газу, з урахуванням усіх витрат на оренду земельних ділянок, буріння свердловин, створення відповідної інфраструктури тощо, оцінюється:

- у Європі – у \$212-283/1 000 м³;
- у США, за даними виробників, середня собівартість видобутку становить менше \$150/1 000 м³; у 2010р. компанія *Chesapeake Energy* оголосила про зниження собівартості видобутку в південному Техасі до \$99/1 000 м³²⁵.

Під час фінансово-економічної кризи 2008-2010рр. сланцева галузь була чи не єдиною у США, яка демонструвала стабільне зростання, цей факт привертав до неї загальну увагу. Водночас, окремі аналітики розглядали ажіотаж навколо сланцевого газу як спробу енергетичних компаній, що вклали значні кошти у сланцеві проекти, підтримати інвестиційну привабливість власних проектів у розпал фінансової кризи²⁶.

Довгострокова розробка родовищ сланцевого газу наразі є рентабельною лише за стабільно високих цінах на газ, оскільки вона вимагає високого рівня капітальних вкладень протягом усього терміну проекту через необхідність постійного збільшення кількості свердловин та операцій з гідророзриву пластів²⁷.

Сьогодні видобуток сланцевого газу у США є конкурентоспроможним за ціни традиційного газу, вищої за \$144/1 000 м³.

За оцінками МЕА, видобуток сланцевого газу в США буде рентабельним за його собівартості

\$140-210/1 000 м³. За оцінками *IHS Cambridge Energy Research Associates*²⁸, питомі витрати на видобуток і транспортування сланцевого газу (з урахуванням 10% норми прибутку) у США у 2014р., як і сьогодні, становитимуть у середньому \$155/1 000 м³ (собівартість видобутку 1 000 м³ традиційного газу в Росії становить \$3-50)²⁹.

Водночас, за найоптимістичнішими оцінками, рентабельність видобутку сланцевого газу в Європі досягатиметься за ціни традиційного палива понад \$214/1 000 м³, проте слід зауважити, що у процесі поступового нарощування видобутку, цей показник може істотно скорочуватиметься³⁰.

Тому, зважаючи на те, що світова економіка ввійшла у тривалий період високих цін на енергоносії, та враховуючи фактор постійного зниження собівартості видобутку завдяки інноваціям, перспективи видобутку сланцевого газу у світі є радше оптимістичними.

Проблеми розвитку ринку сланцевого газу і шляхи їх розв'язання

Головною перевагою сланцевого газу є близькість його родовищ до споживача та регіонів з розвинутою інфраструктурою (наявність доріг, електропостачання, газопроводів, ТЕС), але разом з тим, зважаючи на охоплення розробкою великих площ та інтенсивне порушення цілісності надр, освоєння його покладів пов'язано із серйозними екологічними обмеженнями.

Проблеми екології. Чутливими питаннями можливого впливу на довкілля є необхідність використовувати великі обсяги води та піску для гідророзриву у процесі видобутку сланцевого газу, а також – головне – ризик забруднення водоносних пластів метаном і розчинами для гідророзриву³¹. Навіть очищений буровий розчин, де хімічні домішки становлять до 2%, здатен отруїти ґрунтові води, тим більше, що із свердловин піднімають лише третину використаної води. Деякі домішки, які застосовують для досягнення необхідної в'язкості рідини розриву, мають канцерогенний характер. На додаток, тріщини гідророзриву можуть поширюватися нагору, забруднюючи ґрунтові води закачуваною рідиною або сланцевим газом. У найбільших видобувних країнах – США та Канаді – спостерігалися випадки порушення правил проведення гідророзриву, що призводили до негативного суспільного резонансу.

Так, у 2010р. дослідження якості питної води в районі родовищ *Marcellus* (штат Пенсільванія), *Utica* (штат Нью-Йорк, США та штат Квебек, Канада), де відбувається видобуток сланцевого газу, засвідчило наявність у 85% відібраних зразків підвищену в 17 разів концентрацію метану. Доведено, що газ потрапив до ґрунтових вод внаслідок гідророзриву³².

²² От редакции: Дошло до "Газпрома". – Ведомости, 6 октября 2010г., <http://www.vedomosti.ru>

²³ Хайтун А. Д. Сланцевой революции пока не произошло. – Независимая газета, 11 января 2011г.

²⁴ До 2020 року Європа видобуватиме 35 млрд. кубометрів сланцевого газу. – Українська Енергетика, 13 жовтня 2011р., <http://ua-energy.org>

²⁵ Там само.

²⁶ Див., наприклад: Тарнавский В. Сланцевый газ: революционный энергоисточник или мыльный пузырь? – *UA Energy*, 30 ноября 2009г.

²⁷ "Газпром": Добыча сланцевого газа выгодна при двух условиях. – Нефть России, 29 января 2010г., <http://www.oilru.com>

²⁸ Джерело: Інформаційна компанія IHS – <http://www.cera.com>

²⁹ Бакулин Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко И. Газовые кладовые Украины. – Еженедельник 2000, 11 июня 2010г., <http://2000.net.ua>

³⁰ Див.: Хафизов Л. Что такое сланцевый газ, и как он изменит газовый рынок? – Холдинг "Финам", 15 июля 2010г., <http://www.finam.ru>

³¹ Ігнащенко В. Енергетична безпека держави: "нетрадиційні" підходи. – Дзеркало тижня, 18 березня 2011р., <http://dt.ua>

³² Докладніше: Добыча сланцевого газа загрязняет питьевую воду. – Горная энциклопедия, 14 мая 2011г., <http://www.mining-enc.ru>; Нью-Йорк може стати першим зі штатів США, де буде заборонено застосування гідророзриву пластів. Асамблея штату проголосувала у співвідношенні 93:43 на користь запровадження тимчасового мораторію на гідророзрив. Див.: Добыча сланцевого газа в США в 2010г. оценивается в 51 млрд. м³, или 10% от общей добычи газа. – Блогберг: портал биржевого спекулянта, 27 февраля 2010г., <http://blogberg.ru>



Заклопотаність з приводу екологічної безпеки видобутку сланцевого газу висловили також делегати XXI Світового енергетичного конгресу (Монреаль, вересень 2010р.).

Однак, такі випадки пояснюються, насамперед, грубим порушенням деякими компаніями елементарних технологічних вимог. Оскільки родовища сланцевого газу залягають значно глибше місця розташування ґрунтових вод, то за умов жорсткого дотримання видобувниками технологічних регламентів та екологічних норм, забруднення ґрунтовим водам практично не загрожує.

Не заперечуючи наявності ризиків для довкілля під час розробки родовищ сланцевого газу, не можна не зауважити надмірне загострення цієї проблеми екологічними організаціями. Також слід відзначити суттєвий прогрес, якого домоглися провідні газові компанії в її вирішенні, звівши ризики забруднення довкілля до мінімуму через запровадження жорстких екологічних стандартів.

У США екологічна проблема розглядається багатьма як аргумент у боротьбі власників землі з буровими компаніями за перерозподіл рентних доходів і зазвичай вирішується сторонами на комерційній основі.

Проте для проектів з розробки родовищ сланцевого газу в густонаселеній Європі вона може стати серйозною перешкодою через жорсткість екологічного законодавства ЄС. Зокрема, в Німеччині плани *ExxonMobil*, яка пробурила в 2010р. розвідувальні свердловини в землях Нижня Саксонія і Північний Рейн-Вестфалія, спричинили масові протести місцевих громад. Тому в березні 2011р. Уряд землі Північний Рейн-Вестфалія встановив мораторій на подальше буріння.

Отже, в цьому контексті для України доцільно вжити заходів з мінімізації ризиків негативного впливу на довкілля (врізка “Заходи з вирішення екологічних проблем”).

ЗАХОДИ З ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ

1. Для убезпечення від потрапляння розчинів, які використовують для гідророзриву пласта, до джерел води та екосистем, кожну свердловину слід оснащувати сталевими обсадними колонами, які опускають нижче водоносних зон, і відповідного водонепроникного шару. Проміжок між стінками обсадних колон і породою має бути заповнений цементом, що створює додатковий захисний шар.

2. Тиск під час гідророзривів слід визначати індивідуально, залежно від характеристик конкретного пласта з таким розрахунком, щоб тріщини в товщі сланців (а відповідно – й рідина, що вводиться), поширювалися вгору і вниз від стовла свердловини на відстань не більш ніж 30-100 м.

3. Рідину, яку відкачують на поверхню разом із газом і пластовими водами, обов'язково слід утилізувати або використовувати для наступних гідророзривів.

4. У районах розвідки передбачити можливість утилізації значних обсягів технічної породи, яка відбирається під час бурових робіт (близько 1 350 м³ на кожні 6 свердловин).

5. Врахувати можливість міграції сланцевого газу від місця його розробки на значну відстань (до 20 км) з його неконтрольованим виходом на поверхню чи потраплянням до резервуарів питної води.

6. Для уникнення небезпеки забруднення довкілля хімічними речовинами, що використовуються в рідині для гідророзриву, виходячи з досвіду США та ЄС, слід розробити жорсткі нормативи їх застосування, перевезення і зберігання, а також здійснювати необхідні інспекційні перевірки, в т.ч. на предмет герметичності контейнерів, у яких перевозяться і зберігаються хімічні речовини.

Економічні та технологічні аспекти. Оскільки сланцеві поля займають великі площі, “нульовий цикл”³³ є дуже тривалим і вирізняється значними витратами. У США від перших експериментів у цій галузі до початку промислового видобутку сланцевого газу минуло понад 20 років, причому вартість перших свердловин перевищувала \$7,5 млн. (тепер вони коштують у середньому \$4,3 млн.). У Польщі дослідження родовищ започатковані у 2004р., проте кількість розвідувальних свердловин лише до кінця 2011р. перевищить 20 одиниць, а перший газ компанія-лідер PGNiG планує отримати не раніше 2014р.³⁴

У Європі витрати на освоєння родовищ можуть бути суттєво більшими, ніж у Північній Америці. По-перше, європейські компанії досі не мають податкових стимулів для освоєння родовищ нетрадиційного газу, адже відповідними технологіями видобутку володіють лише американські компанії (до того ж, для кожного газоносного пласта ці технології слід модифікувати)³⁵. **По-друге,** нарощування видобутку здійснюється (як зазначалося вище стосовно США) переважно шляхом буріння нових свердловин (врізка “Особливості видобутку сланцевого газу...”³⁶, с.34).

Отже, оцінюючи перспективи розвитку видобутку сланцевого газу в Європі, слід брати до уваги відмінність європейських природних, демографічних, економічних, технологічних, юридичних умов від тих, що наявні в США. Цими відмінностями, можливо, пояснюються різні позиції стосовно перспектив сланцевого газу, які висловлюються, з одного боку, американськими експертами, з іншого – країнами-учасницями ФКЕГ. Так, на X Форумі країн-експортерів газу (Оран, 2010р.), було визнано, що потенціал сланцевого газу величезний, а інтерес до нього зростає, **проте реальної загрози зменшенню видобутку традиційного газу поки немає**³⁷. До того ж, за збільшенням обсягів, більшість перспективних площ для розвідки сланцевого газу в Європі зосереджено у країнах ЦСЄ, які значно сильніше залежать від поставок російського газу, ніж країни Західної Європи.

Загалом, **об'єктивна оцінка перспектив розвитку сектору сланцевого газу потребує тверезого погляду на речі. Завищені очікування представників НАК “Нафтогаз України”, які заявляють про отримання швидких результатів, є не достатньо обґрунтованими**³⁸. Геологічна та економічна дійсність може виявитися не такою оптимістичною. Водночас, розвідку покладів сланцевого газу (як і інших видів нетрадиційного газу) проводити необхідно – із врахуванням перспектив як розвитку безпечних технологій видобутку, так і можливих ризиків, пов'язаних з газовими ринками.

³³ Період правової та технологічної підготовки до початку комерційної експлуатації родовища.

³⁴ Тарнавський В. За газ заплатять реформами. – Енергобизнес, 15 мая 2011г., <http://www.e-b.com.ua>

³⁵ Добыча сланцевого газа в США в 2010г. оценивается в 51 млрд. м³, или 10% от общей добычи газа...

³⁶ Джерела: Хайтун А. Д. Сланцевой революции пока не произошло...; Бакулин Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко И. Газовые кладовые Украины...; Дейнеко В. Чи стане сланцевий газ порятунком для України?...; дані компанії *Baker Hughes*.

³⁷ Мировая потребность в сжиженном природном газе будет расти – участники конференции в Ороне. – АЗИ “Прайм”, 21 апреля 2010г., <http://www.prime-tass.ru>

³⁸ Зокрема, про це говорив заступник голови правління НАК “Нафтогаз України” В.Чупрун. Див.: Україна відкрила великі родовища сланцевого газу поруч з територією Молдови. – РБК-Україна, 1 жовтня 2011р., <http://www.rbc.ua>

ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ТА ЇХ ВПЛИВ НА РОЗВИТОК ЦЬОЇ СФЕРИ У ЄВРОПІ

Низька концентрація сланцевого газу в породі призводить до того, що пробурені свердловини швидко скорочують свій дебіт – до 30% щорічно. Тому термін їх експлуатації становить від кількох місяців до 15 років (свердловини для видобутку традиційного газу експлуатуються до 50 років).

Близько 15% сланцевих свердловин, пробурених у 2003р, вже за п'ять років вичерпали свій ресурс, і лише окремі збережуть рентабельність після 15 років експлуатації. Життєвий цикл свердловин з видобутку сланцевого газу на найбільшому в США родовищі *Barnett Shale* не перевищує 12 років, хоча їх вартість становить \$2,6-4,0 млн. На майданчику *Haynesville Shale* середній показник EUR* – 48,7 млн. м³ на свердловину, тоді як раніше компанії-оператори заявляли про 180-200 млн. м³.

Для забезпечення стабільного видобування сланцевого газу, слід час від часу бурити нові свердловини на нових ділянках землі і здійснювати на кожній із діючих від 3 до 10 гідророзривів протягом року. Також важливо відзначити, що для однієї операції гідророзриву потрібно близько 4 000 т води і 200 т піску. Таким чином, видобувати сланцевий газ можна лише в тих районах, де є в достатній кількості відповідні ресурси. Для наочності доцільно навести приклад Великої Британії.

Суттєвим обмеженням виробництва сланцевого газу в Європі є також недостатня кількість бурових установок. За даними *Baker Hughes*, у країнах ЄС нараховується 40 бурових установок, тоді як у США – 949. Водночас, за даними компанії *Bernstein Research*, кількість бурових установок у регіонах світу є суттєво більшою: у країнах ЄС – 74, в США – від 1 500 до 2 000.

З 2002р. компанія *Chesapeake Energy* вкладала в освоєння родовища *Barnett Shale* близько \$30-40 млрд., пробуривши понад 12 тис. свердловин (одна свердловина на кожні 0,64 км²). Корпорація *Shell* у 2010р. пробуриває на родовищі *Pinedale* (штат Вайомінг) близько 1 700 свердловин, а для повного використання запасів родовища *Marcellus Shale* їм потрібно понад 50 тис. Лише щоб оцінити його запаси, планується пробурити у 2011р. 108 свердловин, у 2012р. – довести їх до 178, у 2014р. – до 300.

Досвід компаній *Chesapeake Energy* та *Shell* свідчить, що розробка родовищ сланцевого газу у промислових масштабах вимагає значного обсягу геологорозвідувальних робіт і буріння десятків тисяч свердловин протягом 7-10 років, тоді як, наприклад, в Україні за останні 60 років їх було пробурено менше 10 тис. (у 2009р. підприємствами НАК «Нафтогаз України» задано в експлуатацію 57 свердловин).

* EUR (expected ultimate recovery) – розрахунковий показник граничного видобутку нафти або газу із свердловини.

Оцінка технологічних аспектів проекту із забезпечення видобутку 9 млрд. м³/рік сланцевого газу у Великій Британії

Ресурс	Потреба у продовж	
	першого року видобутку	20 років видобутку*
Площа родовищ сланцевого газу, км²	141	396
Кількість свердловин, од.	2 970	
Кількість кластерів (бурових майданчиків по 6 свердловин), од.	495	
Сукупна площа бурових майданчиків, га	743	990
Обсяг виходу породи під час бурових робіт, тис. м³	409,4	
Обсяг води для гідророзриву, млн. м³	26,73	86,13
Обсяг хімічних речовин для приготування гідралічного розчину, тис. м³	782	1360
Кількість рейсів автотранспорту для забезпечення підготовки та діяльності бурових майданчиків, млн.	2,136	3,263

* Без урахування гідророзривів, необхідних для відновлення дебіту свердловин

Кількість бурових установок на суші в регіонах світу (2004-2009рр.)

	2004р.	2008р.	2009р.
Європа (без країн СНД)	33	55	40
Близький Схід	224	244	221
Азія	125	135	142
Африка	45	45	54
Латинська Америка	275	320	284
США	-	-	949
ЗАГАЛОМ	702	799	1 690

Проблеми і перспективи розвитку ринку сланцевого газу в Україні

В Україні поклади газонасичених сланців у Державному балансі запасів корисних копалин не обліковуються. Цілеспрямованими теоретичними і практичними дослідженнями проблем і можливостей видобування природного газу із таких порід системно не займалася жодна організація³⁹. Окремі дослідження проводили лише в Інституті геології і геохімії горючих корисних копалин НАН України (Львів).

Водночас, за даними Управління енергетичної інформації Міністерства енергетики США (EIA), Україна посідає четверте місце в Європі за показниками прогнозних ресурсів та оцінених запасів сланцевого газу – 5,5 та 1,2 трлн. м³, відповідно. Вважається, що найбільш перспективними є газоносні пласти в Люблінському⁴⁰ (Західна Україна) та Дніпровсько-Донецькому сланцевих басейнах.

До кінця 2012р. Мінприроди України планує отримати від американських фахівців, яким на початку 2011р. було передано геологічну інформацію, більш детальну оцінку запасів, комерційної вигоди та екологічної безпеки їх розробки за нинішніх технологій. До кінця 2011р. очікується проведення перших тендерів на розвідку й розробку окремих перспективних ділянок. У 2013р., за прогнозами, можуть бути пробурені перші свердловини, а ще через 3-5 років, у разі створення сприятливих умов для інвесторів, – отримано перший комерційний газ.

Правові аспекти. Наразі чинне українське законодавство в цілому не сприяє газовидобувним компаніям. Нормативні акти, що регулюють процес отримання ліцензій і дозволів, є недосконалими, процедура бюрократизованою, продаж ліцензій на користування надрами непрозорим, а термін дії угод недостатнім. Гранична площа ліцензійних ділянок становить в Україні лише 500 км², тоді як у Польщі – 3 500-4 000 км². Водночас в Україні досить складною є проблема із землевідведенням.

³⁹ Закон України «Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року».

⁴⁰ Люблінський басейн частково розташований і на території Польщі.



Уряд України заявляє про готовність внести до законодавства зміни, які слугуватимуть підвищенню інвестиційної привабливості сектору (врізка *“Побажання потенційних інвесторів...”*⁴¹). За даними Міненерговугілля, корективи будуть внесені приблизно в 35 нормативних актів, зокрема, передбачається розробка нового механізму видачі дозволів на освоєння надр, спрощено оренду земельних ділянок після одержання ліцензії на користування надрами, скорочено кількість дозвільних документів, надано право одержання спецдозволу на користування надрами нерезидентам України, що діють через представництво. Усі ці зміни мають істотно прискорити розвиток ринку.

ПОБАЖАННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ ІНВЕСТИТОРІВ СТОСОВНО РЕГУЛЯТОРНОЇ БАЗИ, НЕОБХІДНОЇ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ПРОЄКТІВ ПОШУКУ І ВИДОБУТКУ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ ТА ЇХ ВРАХУВАННЯ УКРАЇНСЬКОЮ СТОРОНОЮ

Побажання:

- надання можливості одержати в користування великі ділянки надр (за аналогією із сусідніми країнами, зокрема Польщею та Румунією);
- оформлення спеціальних дозволів як на пошук, так й видобування газу терміном понад 20 років;
- надання податкових пільг, включно зі звільненням від сплати імпорتنих мит і ПДВ під час ввезення обладнання;
- гарантії від негативних змін законодавства, зокрема, податкового й дозвільного.

Реалізація. На цей час зазначені побажання реалізовані частково.

ЗАКОН “ПРО УГОДИ ПРО РОЗПОДІЛ ПРОДУКЦІЇ” (УРП)*

Закон встановлює чітку процедуру розгляду заявок потенційних інвесторів з пошуку та видобутку корисних копалин на конкретних ділянках надр. Зокрема, за умовами УРП частка компенсаційної продукції, одержуваної інвестором, може досягати 70% обсягу видобутку. Важливо відзначити, що ще до початку розрахунків із державою розробник родовища має можливість компенсувати витрати (які під час реалізації проєкту можуть суттєво зрости порівняно із запланованими). Тимчасово невідшкодовані витрати можуть індексуватися, а витрати на найдорожчу частину проєкту – буріння – амортизуватися протягом 1-2 років, порівняно з 10-12 роками за звичайних податкових умов.

УРП передбачає одержання комплексної ліцензії на розвідку і промислову розробку. Термін її дії може досягати 50 років, протягом яких на інвестора не поширюється підвищення ставок існуючих чи введення нових податків зборів – за винятком змін, що покращують його становище. Під час ввезення обладнання інвестор звільняється від сплати імпорتنих мит і ПДВ, має право безперешкодно експортувати видобуті вуглеводні й вивозити прибуток. Нарешті, земельні ділянки під проєкти на умовах УРП за необхідності можуть відчужуватися за прискореною й спрощеною схемою.

Натомість найбільшою вадою УРП є надання Уряду України суттєвих повноважень з порядку видачі і скасування ліцензії на пошук та освоєння покладів, який регулюється не законами України, а урядовими постановами. З цієї причини, у 2000-2010рр. укладено лише одну УРП – із компанією *Vanco International* (США), яка дотепер так й не запрацювала внаслідок конфлікту держави з інвесторами.

Після цього інциденту, Парламент України 17 червня 2011р. прийняв зміни до УРП, якими інвесторам надаються державні гарантії щодо стабільності податкового регулювання і процедур державного нагляду з митного, валютного та інших видів контролю.

* Джерела: Закони “Про угоди про розподіл продукції”, “Про внесення змін до Закону України “Про угоди про розподіл продукції” щодо державних гарантій”. – Офіційний сайт Верховної Ради України, <http://portal.rada.gov.ua>

Однак, Україна має внести додаткові зміни до законодавства, реорганізувавши внутрішній ринок газу. Зокрема, має бути скасовано перехресне субсидювання окремих споживачів (населення, підприємств з виробництва теплової енергії, хімічних компаній), а ціни вирівняно й наближено до економічно обґрунтованого рівня. До видобувних підприємств не повинні застосовуватися примусові зобов’язання щодо внутрішнього ринку, наприклад, постачання газу певним категоріям споживачів чи дотримання вимог із встановлення граничних цін. Водночас, слід забезпечити право експорту: для цього всі компанії повинні мати вільний доступ до газотранспортної мережі й газосховищ на рівних правах.

Міжнародне співробітництво. Попри бюрократичні перепони, деякі відомі міжнародні компанії уже розпочали в Україні геологорозвідувальні роботи: з кінця 1990-х років – компанія *Eurogas*, надалі – компанія *Shell*, яка ще у 2005р. підписала з ДК “Укргазвидобування” угоду про спільну розробку низки родовищ традиційного газу (врізка *“Західні компанії в Україні”*⁴²).

ЗАХІДНІ КОМПАНІЇ В УКРАЇНІ

Компанія Eurogas. Наприкінці 1990-х років *Eurogas* була першою іноземною компанією, що здійснила успішне буріння свердловини для видобутку метану в українській частині Люблінського вугільного басейну (в українській термінології – Львівсько-Волинський вугільний басейн). Протягом останніх 13 років компанія виконала значний обсяг геологічних і технічних досліджень. За її інформацією, товщина газоносних пластів на території Люблінського басейну істотно перевищує товщину покладів у сланцевих полях у США.

У квітні 2010р. компанія *Total* (Франція) повідомила про підписання угоди з *Eurogas* стосовно оцінки запасів родовищ сланцевого газу в Західній Україні.

Якщо дані про наявність сланцевого газу в Західній Україні підтвердяться, *Total* може інвестувати у видобуток понад \$200 млн.

Компанія Shell. Дія угоди 2005р. тричі призупинялася через зміну керівництва ДК “Укргазвидобування”. Новий етап діяльності компанії *Shell* в Україні розпочався після підписання 1 вересня 2011р. нового Договору про спільну діяльність з пошуку та видобутку вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому басейні. Договір спрямований насамперед на видобування технічно складних покладів природного газу, до яких, як зазначалося вище, належать і поклади сланцевого газу. Згідно з умовами Договору, роботи проводитимуться на шести ліцензійних ділянках: Шебелинській, Західно-Шебелинській, Павлівсько-Світлівській, Мелехівській, Герсєванівській та Ново-Мечибилівській.

Передбачається, що інвестиції *Shell* у початкові пошуково-розвідувальні роботи складуть \$200 млн. У разі успішного їх здійснення, заплановане фінансування компанією подальших етапів проєкту може досягти \$600 млн.

У 2010р. відразу кілька великих гравців енергетичного ринку, зокрема *PKN Orlen*, *Eni*, *Chevron* і *Shell*, виявили інтерес до видобутку сланцевого газу в Україні. Проте їх заяви були дуже обережними – компанії не вказували часові та фінансові межі. Наприклад, у Меморандумі про співробітництво у сфері геологічного вивчення та розробки родовищ нафти і газу на території України, підписаному 14 грудня 2010р. Мінприроди України та польським концерном *PKN Orlen*, йдеться лише про наміри сторін розглянути можливість співпраці. У рамках реалізації угоди *PKN Orlen* (розробляє лише три родовища традиційного газу в Польщі та одне в латвійському секторі Балтійського моря спільно з *Kuwait Energy Company*) може одержати нові ліцензії і взяти участь у вже започаткованих проєктах на родовищах сланцевого газу.

⁴¹ Ігнащенко В. Енергетична безпека держави: “нетрадиційні” підходи. – Дзеркало тижня, 18 березня 2011р., <http://dt.ua>

⁴² Джерела: Україну греєт сланець. – Коммерсант-Україна, 15 апреля 2010г., <http://www.kommersant.ua>; “Укргазвидобування” та *Shell* підписали Договір про спільну діяльність. – Урядовий портал, 1 вересня 2011р., <http://www.kmu.gov.ua>

Обережно в нове для себе інвестиційне середовище України входить американська нафтогазова компанія *Chevron*. Спочатку *Q-club* в листопаді 2010р. провів для компанії круглий стіл щодо перспектив роботи на українському газовому ринку, наприкінці грудня *Chevron* розглянула перспективи спільного пошуку й розробки покладів нетрадиційного газу з ДК “Укргазвидобування”, а потім подала заявку до Міжвідомчої комісії з організації укладання і виконання угоди про розподіл продукції на розроблення найперспективнішої в Україні Олеської площі. Цю заявку вже схвалено, однак розміри заявленої для розробки площі скорочено до 6 300 км². Рішення Міжвідомчої комісії про внесення Олеської площі до Переліку ділянок надр, які можуть розроблятися на основі УРП, має бути схвалено Львівською, Івано-Франківською і Тернопільською обласними радами, на території яких розташована ця площа. Після цього Уряд зможе прийняти рішення про конкурс на право укладання УРП з метою пошуку та видобутку на ній сланцевого газу.

15 лютого 2011р. у Вашингтоні підписано Меморандум про взаєморозуміння між Урядами України і США стосовно ресурсів газу з нетрадиційних джерел. Документ визначив наміри сторін заохочувати і розвивати контакти між органами влади, дослідними установами, геологорозвідувальними та видобувними компаніями тощо, відкривши на міждержавному рівні шлях до початку геологічної розвідки та оцінки реальних запасів сланцевого газу в нашій країні⁴³.

Наприкінці серпня 2011р. НАК “Нафтогаз України” та американська компанія *ExxonMobil* підписали попередню угоду з розвитку та освоєння нетрадиційних вуглеводнів, що має на меті виконання проектів на перспективних площах Західної України та Донецько-Дніпровської западини⁴⁴.

Укладені угоди українських державних підприємств з найбільшими нафтогазовими компаніями світу *Shell* та *ExxonMobile* заклали підґрунтя для реалізації проектів видобутку сланцевого газу в Україні, але їх успішне виконання залежатиме від здатності законодавчої і виконавчої гілок влади своєчасно створювати належне правове забезпечення та державний супровід важливих для країни проектів.

Узагальнюючи наведене, доречно нагадати, що ресурсна база сланцевого газу у світі складає близько 757 трлн. м³, або 63% сумарних прогнозних ресурсів нетрадиційних видів газу (без врахування газогідратів), що зумовлює великий потенціал нарощування його видобутку в різних регіонах планети. Україна, за попередніми оцінками, володіє достатніми запасами сланцевого газу – понад 1 трлн. м³, щоб відчутно знизити залежність від імпортного газу шляхом розробки власних родовищ. Однак, під час планування показників видобутку доцільно враховувати не лише оптимістичні оцінки ресурсів, але й врахувати ризики, характерні для проектів з освоєння покладів сланцевого газу.

Для успішної реалізації таких проектів в Україні доцільно також скористатися досвідом США в питаннях їх нормативно-правового забезпечення,

застосування науково-технічних розробок та зниження екологічних ризиків, оскільки ця країна була піонером у розробці сланцевого газу й на сьогодні є технологічним лідером у цій сфері.

2.3. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Світові прогнозні ресурси метану вугільних родовищ становлять близько 242 трлн. м³ (таблиця на карті “Прогнозні ресурси нетрадиційного газу”, с.25). Найбільшими запасами володіють країни СНД, Північної Америки та Північно-Східної Азії.

Лідуючі позиції за прогнозними ресурсами метану посідають РФ, Китай, Канада, Україна, Австралія, США та Німеччина (таблиця “Прогнозні ресурси метану...”). Найскладнішим питанням є визначення економічно виправданого коефіцієнту вилучення метану, який залежить від багатьох природних, нормативно-правових та ін. чинників⁴⁵.

Україна за прогнозними ресурсами метану посідає четверте місце у світі. Для її вугільної галузі запровадження технологій використання метану є надзвичайно актуальним питанням, з точки зору як екології і технічної безпеки, так і забезпечення енергетичних потреб країни. Особливо важливе значення має відбір шахтного газу для створення безпечних умов роботи на шахтах.

Прогнозні ресурси метану газонасних вугільних пластів у регіонах світу, трлн. м³

Росія	17-113
Китай	30-35
Канада	6-76
Україна	12-25,4*
Австралія	8-14
США	11,3
Німеччина	2,8
Польща	2,8
Велика Британія	1,7
Казахстан	1,1
ПАР	0,9
Індія	0,9

* За оновленими даними з врахуванням ресурсів міжвугільних товщ.

Промисловий видобуток метану з вугільних родовищ, або шахтного метану (далі – метану) започатковано в 1980-х роках, сьогодні його частка складає близько 3% світового видобутку природного газу (врізка “Газ (метан вугільних родовищ)”⁴⁶).

Економічну доцільність масштабного видобутку метану підтверджує досвід насамперед США та Китаю. Передбачається, що цей напрям має значні перспективи розвитку: світовий видобуток метану може збільшитися з близько 90 млрд. м³ у 2009р. до 150 млрд. м³/рік у 2020р.⁴⁷

Видобуток метану у країнах світу

Лідером ринку є США, де з цією метою створено окрему галузь промисловості, в якій працюють близько 200 компаній, найбільші – *Amoco* і *Meredian Oil*. У 2009р. у США видобуток метану вугільних

⁴³ Кабмін схвалив проект Меморандуму про взаєморозуміння між Урядами України та США стосовно ресурсів газу з нетрадиційних джерел. – Ліга Закон, 15 січня 2011р., <http://news.ligazakon.ua>

⁴⁴ “Нафтогаз” домовився з Exxon Mobil про освоєння нетрадиційних вуглеводнів в Україні. – РБК-Україна, 29 вересня 2011р., <http://www.rbc.ua>

⁴⁵ Наприклад, від тріщинуватості (порушення монолітності порід тріщинами або сукупність тріщин, що є в породному масиві) і проникності пласта, віддаленості району видобутку від основних споживачів, системи оподаткування тощо. Див.: Бакулин Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко І. Газовые кладовые Украины. – Еженедельник 2000, 11 июня 2010г., <http://2000.net.ua>

⁴⁶ Джерело: Правосудов С. А. Метан как сырье. – Независимая газета, 13 ноября 2007г., <http://www.ng.ru>

⁴⁷ Див.: Угольный метан: перспективы добычи и использования. – *Newchemistry.ru*, http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=6483.

Газ (метан) вугільних родовищ¹ (coalbed methane) – газова суміш, яка супроводжує вугільні пласти і вміщуючі породи. Міститься у вугленосних відкладеннях і формується внаслідок біохімічних і фізичних процесів перетворення рослинного матеріалу на вугілля. На відміну від традиційних родовищ, де газ перебуває у вільному стані, метан у вугільних родовищах міститься в мікроскопічних порах і тріщинах вугільних пластів.

Вуглеводневі гази вугленосних відкладів можуть бути як самостійною (поклади газу в пісковиках над і між вугільними пластами), так і супутньою корисною копалиною (сорбований газ у вугіллі та вміщуючих породах у вільній фазі). Вміст метану в різних видах вугілля змінюється від 5–10 м³/т у вугіллі марок Д, Г до 30–40 м³/т і більше в пісному вугіллі та антрацитах, збільшуючись із глибиною залягання пластів.

Найперспективнішими є вугільні родовища, де вміст метану є достатнім для промислового видобутку, а проникність пластів – значною. На таких родовищах газ майже не містить домішок і на 92–95% складається з чистого метану.

Найпоширенішим способом збільшення газовіддачі вугільних пластів є гідророзрив – закачування в свердловину завглибшки 150–1 000 м під високим тиском спеціальної рідини, що дозволяє зруйнувати пласт з утворенням вертикальної тріщини, яка з'єднує стовбур свердловини з системою природних тріщин у пласті. Після цього рідину із свердловини відкачують. Гідророзрив здійснюють відразу після закінчення будівництва свердловини. Середній період від зневоднювання пласта до виходу на максимальну видобуток метану – 1–2 роки. Щойно продуктивність свердловини зменшується до задалегідь заданої для неї мінімальної межі, гідророзрив повторюють. У середньому це відбувається раз на 5–7 років.

ВИДИ ТА ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУТКУ ШАХТНОГО МЕТАНУ

Метан вентиляційного шахтного повітря (VAM, ventilation air methane) – метан, що міститься у вентиляційних викидах шахт. У викидах – лише 0,2–0,7% метану, але з кожного з 3–5 стовбурів шахти його можна вилучити 16–56 млн. м³/рік (низькотемпературною адсорбцією). Пряме його спалювання є неможливим. Найбільш доцільним є спільне спалювання викидів з іншими видами палива, насамперед вугіллям, на енергетичних об'єктах, що перебувають на прийнятній за техніко-економічними показниками відстані від шахти. Такий метан можна застосовувати: для покращання згоряння рядового вугілля у традиційних вугільних котлах; для спільного спалювання в газомазутних котлах із вугіллям ультрадрібного помелу; в системах подачі повітря пиловугільних топкових пристроїв.

Метан вугільних шахт (CMM, coalmine methane) – шахтний метан, який одержують під час гірничих робіт за допомогою систем дегазації. У дегазаційному повітрі міститься 10–90% метану, який відкачують вакуум-насосними станціями зі спеціально пробурених свердловин. Застосовуючи ефективні способи розділення (наприклад, газогідратну ректифікацію) можна одержати 6,6–18,9 млн. м³ метану/рік.

Оскільки шахтний газ із вмістом метану 5–15% є вибухонебезпечним, що робить неможливою його безпосередню утилізацію,

такий газ розбавляють вентиляційним повітрям до концентрації метану 2,5% з наступною утилізацією в котлах. Суміш із вмістом метану понад 25% можна використовувати в системах централізованого й децентралізованого тепло- та електропостачання. Можливими варіантами утилізації метану вугільних шахт може бути:

- одержання синтетичного рідкого палива – бензину й дизельного палива (технологія “газ у рідину” – *gas to liquid; GTL*) із його використанням на місці виробництва або з транспортуванням споживачеві;
- використання як моторного палива;
- одержання штучних газів газогенерацією з низькосортним вугіллям.

Однією з причин недостатнього використання ресурсу є те, що дегазаційні установки видають велику кількість некондиційного метану (до 30% у суміші), утилізація якого за умовами спалювання й вибухобезпечності є неможливою без відповідної підготовки.

Метан вугільних шахт містить відносно велику кількість двооксиду вуглецю й не може бути поданим у газорозподільну мережу.

Метан вугільних родовищ (CBM, coalbed methane) – метан, що супроводжує вугільні пласти та вміщуючі породи. Його видобуток потребує цілеспрямованого буріння свердловин, а процес утилізації є сприятливим, оскільки метан вилучають із пластів до початку видобутку вугілля, зменшуючи ймовірність небезпечних викидів. Якість такого газу є високою (містить 94–97% метану), що дозволяє після кондиціонування (осушення, видалення двооксиду вуглецю) скраплювати його чи подавати в газорозподільну мережу.

Дебіт метанової свердловини на початку експлуатації – до 30 м³/хв. за тиску до 10 МПа. Протягом півтора року дебіт зменшується, а тиск знижується до атмосферного. На одній шахті може бути розташовано 1–4 свердловини. Із кожної зі свердловин можна одержувати в середньому близько 8,25 млн. м³ газу/рік. Із поглибленням шахтних горизонтів дебіт свердловин збільшується.

Вилучення шахтного метану має здійснюватися послідовно в кілька етапів:

- дегазація пластів за півтора року до початку їх розробки;
- попередня дегазація перед просуванням видобувного забою;
- дегазація з вентиляційним струменем під час розробки пласта;
- уловлювання десорбованого метану після завершення шахтних робіт.

Визначальне значення для максимально можливого вловлювання шахтного метану має перший етап – завчасна дегазація.

За сучасного рівня технологій дебіт свердловини вугільного метану (з концентрацією 80–90%) може досягати 50–60 тис. м³/год. за ступеня вилучення 70–80%. Решту 20–30% сорбованого метану вилучають під час шахтного розроблення вугільного пласта.

¹ Мала гірнича енциклопедія. – Донецьк, 2004, т.1, с.205–207.

родовищ склав 64 млрд. м³, що становить 10% сумарного видобутку в країні. До 2030р. обсяг видобутку зберігатиметься приблизно на такому ж рівні (врізка

“Видобуток метану у США”⁴⁸). Інтенсивні роботи з видобутку метану ведуть також Австралія, Велика Британія, Канада, Китай і РФ⁴⁹.

ВИДОБУТОК МЕТАНУ У США

Провідним видобувним регіоном у США є басейн *San Juan* на кордоні штатів Нью-Мексико і Колорадо, на який припадає понад 60% видобутку метану з трьох вугільних пластів сумарною потужністю до 35 м, розподілених в інтервалі 100 м (видобувні запаси – 2,4 трлн. м³). Другим за величиною є басейн *Black Warrior* у штаті Алабама (видобувні запаси – 0,6 трлн. м³). Значні видобувні запаси метану є у вугільному басейні *Raton* у штаті Колорадо.

Запроваджені в США технології дозволяють вилучати до 80% газу шляхом будівництва великої кількості вертикальних й горизонтальних свердловин із використанням пневмо- чи гідророзривів вугільних пластів. Кількість свердловин у басейнах перевищує

2 300, причому 70% газу дають приблизно 600 свердловин дебітом до 80 тис. м³ газу на добу. Глибина свердловин – 150–1 000 м. Термін експлуатації – до 20 років. Вартість буріння однієї свердловини, за даними компанії *Halliburton*, становить \$0,4–1,0 млн. Середній період від зневоднювання пласта до виходу на максимальний обсяг видобутку метану – 1–2 роки, собівартість видобутку, залежно від геологічних умов залягання покладів, має дуже широкий діапазон – \$3–90/1 000 м³.

З 1994р. США реалізує програму *EPA Coalbed Methane Outreach Program (CMOP)*, метою якої є скорочення викидів метану від діяльності вугільної промисловості. Її партнерами є, зокрема, Китай, Індія, РФ та Україна.

⁴⁸ Джерела: Малышев Ю.Н., Худин Ю.Л., Васильчук М.П. и др. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне. – Москва, 1997; *Coalbed Methane Outreach Program (CMOP)*. – EPA, <http://www.epa.gov/coalbed/basic.html>

⁴⁹ Угольный метан: перспективы добычи и использования. – *Newchemistry.ru*, http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=6483

Австралія. В Австралії технології вилучення газу на шахтах й поза гірничими підприємствами розроблялися паралельно із США, і деякі компанії (*Tipperary, Rio Tinto, BHP*) ведуть розробку метану вже з середини 1990-х років⁵⁰. Зокрема, роботи на вуглерозрізі *Moura* (штат Квінсленд) розпочато в 1996р. Метан там видобувають із горизонтальних свердловин, пробурених у пласті на відстань до 1 500 м; газ надходить на очисну фабрику, де відповідно до технічних вимог зневоднюється, фільтрується, стискається і далі газопроводом високого тиску надходить споживачам. В Австралії у районі м.Ньюкасл (штат Новий Південний Уельс) зведено електростанцію потужністю 12 МВт, що працює на метані.

Велика Британія. У Великій Британії компанія *Coalgas Ltd* веде видобуток метану з двох закритих шахт. Компанія розробила альтернативний метод вилучення метану за допомогою його відкачування через вентиляційні стовбури шахт, куди він надходить з невідпрацьованих вугільних пластів.

Канада. У Канаді роботи з видобутку метану ведуться на ділянці *Palliser* у провінції Альберта. Його прогнозні ресурси становлять близько 8 трлн. м³ (тоді як традиційного газу – не перевищують 5 трлн. м³). Тому **Канадський газовий комітет** (*Canadian Gas Potential Committee*) прогнозує, що метан вугільних родовищ стане в майбутньому основним видом газу, що видобувається у країні.

Китай. У Китаї, де викиди метану в атмосферу становлять до 19 млрд. м³ на рік, інтерес до видобутку метану вугільних родовищ виник на початку 1990-х років. У 1996р. було засновано Китайську об'єднану корпорацію з розвитку цього напрямку енергозабезпечення (*China United Coalbed Methane Co. Ltd. – CUCBM*). За її оцінками, прогнозні ресурси метану в Китаї становлять 30-35 трлн. м³. З початку 2000-х років компанії *Arco, Conoco Phillips, Texaco Petroleum Co. i Saga Petroleum* уклали з CUCBM щонайменше шість контрактів на розвідку та розробку метану в кам'яновугільних басейнах Джунгар, Шеньфу і Баоде. Протягом 20 років китайськими та іноземними фахівцями пробурено понад 3 600 свердловин на території вугільних басейнів у східній частині країни. У 2005-2010рр. обсяг видобутку метану в Китаї зріс майже в 100 разів (до 10 млрд. м³)⁵¹.

Росія. На цей час (з 2007р.) в РФ видобуток метану розглядається як нова самостійна галузь паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) (врізка "*Видобуток метану в Росії*"⁵²). Аналіз процесу формування галузі дозволяє вирізнити передумови організації в Кузбасі, а згодом і в інших вугільних басейнах Росії, широко-масштабного видобутку метану як попутної, так і самостійної корисної копалини. А саме:

- сприятливі геологічні особливості та умови газонасності вугільних басейнів у Росії;
- наявність сучасних передових ефективних технологій промислового видобутку метану вугільних родовищ, які широко застосовують за кордоном;
- наявність у РФ науково-технічного потенціалу, здатного координувати й здійснювати наукові розробки з цієї тематики;

- наближеність найперспективніших для промислового видобутку метану площ Кузнецького й Печорського басейнів до потенційних споживачів газу (75-200 км), що дозволяє уникнути витрат на компресію й будівництво магістральних трубопроводів високого тиску.

Ефективне використання цих передумов дозволило, зокрема, створити можливість, *по-перше*, задоволення потреб у газі вугледобувних регіонів Росії, не забезпечених достатніми обсягами традиційних енергоносіїв (наприклад, Кемеровської області, де можна видобувати до 15-17 млрд. м³ метану вугільних родовищ щорічно); *по-друге* – покращення екологічної ситуації у вуглепромислових районах, підвищення безпеки видобутку вугілля в майбутніх шахтах і створення нових робочих місць на газових промислах і газопереробних підприємствах.

ВИДОБУТОК МЕТАНУ В РОСІЇ

Більшість вугільних басейнів РФ розташовано на значній відстані від родовищ природного газу. Найбільш газонасними є вугільні пласти Воркутинського родовища і Кузнецького басейну (30-40 м³ метану на 1 т видобутого вугілля). Попри очевидну перспективність шахтного метану як енергетичного палива, в Росії він використовується лише на 5-10% загального обсягу дегазації, хоча щорічно в СНД дегазаційними установками з вугільних шахт витягується й викидається в атмосферу близько 3 млрд. м³ метану, зокрема в Росії – понад 1 млрд. м³. Раніше в Росії шахтний метан у незначних обсягах (47 млн. м³/рік) використовували тільки в Печорському басейні, хоча загальні прогнозні ресурси метану у вугільних пластах РФ становлять, за різними джерелами, 100-120 трлн. м³ (із урахуванням східних і північно-східних басейнів). Основні прогнозні ресурси – 72-79 трлн. м³ (або близько 8% усіх прогнозних ресурсів природного газу) – зосереджено в надрах Тунгуського, Кузнецького, Ленінського й Печорського вугільних басейнів.

Найбільші перспективи видобутку та використання метану у промислових цілях у РФ має Кузнецький вугільний басейн, в якому сумарна товщина вугільних пластів на окремих площах досягає 70 м. Однак, на відміну від басейну *San Juan* у США, ці поклади розподілені в інтервалі 600 м і мають безліч прошарків, з яких лише 7-10 можуть бути освоєні промислово. Такі геологічні особливості не дозволяють застосовувати в Кузбасі американські технології (розробка яких тривала майже 15 років: 1977-1992рр.). На основі багаторічного вивчення геологорозвідувальними та науково-дослідними організаціями газонасиченості вугільних родовищ перспективні ресурси метану Кузнецького вугільного басейну оцінено до глибини 1 800 м у 13 трлн. м³, до 1 200 м – у 5-6 трлн. м³; найбільш значимі з них розташовані в Єрунаківському, Томь-Усинському, Терсинському й Ленінському районах.

Створення в РФ нової галузі паливно-енергетичного комплексу розпочалося з придбанням ВАТ "Газпром" у червні 2007р. контрольного пакета ТОВ "Геологопромислова Компанія Кузнецьк" (володіла ліцензією на пошуку, розвідку й видобуток метану в межах Південно-Кузбаської групи вугільних родовищ із прогнозними ресурсами 6,1 трлн. м³).

У 2008р. започатковано виконання програми "Метан Кузбасу", яка реалізується в три етапи: пошуково-оціночні та геолого-розвідувальні роботи (2008-2009рр.), дослідно-промислова експлуатація і нагнітання обсягів видобутку (з 2010р.), вихід на проектний промисловий видобуток (20 млрд. м³/рік).

У 2010р. на Талдинському вугільному родовищі введено в експлуатацію перший завод з видобутку метану вугільних пластів Кузбасу. Проектом передбачено впродовж 10 років пробурити близько 1 500 свердловин.

ВАТ "Газпром" має намір інвестувати в проект \$2,7 млрд. до 2030р.

За даними *ВНИГРИ* (Уголь (РФ)), **собівартість видобутку шахтного метану в Росії може становити \$15-20 за 1 000 м³.**

⁵⁰ Минеральные ресурсы мира на начало 1996 года. – Москва, 1997.

⁵¹ Вертячих А. Углегазпром по миру пошел. – Санкт-Петербургские ведомости, 11 марта 2010г., http://www.spbvedomosti.ru/article.htm?id=10265052@SV_Articles

⁵² Джерела: Малышев Ю.Н., Худин Ю.Л., Васильчук М.П. и др. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне...; Медведев посетит Кедровский угольный разрез в городе Кемерово. – Вести.ru, 12 февраля 2010г., <http://www.vesti.ru>; Угольный метан: перспективы добычи и использования. – *Newchemistry.ru*, http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6483

Україна: ресурси метану, перспективи і проблеми його видобутку

Прогнозні ресурси. Україна, як зазначалося, посідає четверте місце у світі за прогнозними ресурсами метану вугільних родовищ, які оцінюються у 12-25,4 трлн. м³, у т.ч. до 22 трлн. м³ в основних вугільних басейнах – Донецькому й Львівсько-Волинському. Загальні запаси метану, сорбованого у вугільних пластах Донбасу потужністю понад 0,3 м, що залягають на глибинах 500-1 800 м, становлять 1,4-2,5 трлн. м³⁵³, зокрема, на полях діючих шахт – 900 млрд. м³ (докладні дані на карті с.24-25⁵⁴). Щільність оцінюваних запасів метану у вугільних шарах за площами вугленосних відкладень є значною й становить 33-152 млн. м³/км² (таблиця “Оцінки щільності ресурсів метану у вугільних пластах”⁵⁵).

Сумарні запаси метану вугільних пластів на полях діючих шахт Донецького й Львівсько-Волинського басейнів становлять близько 900 млрд. м³ із газонасиченістю деяких шахт до 20 м³/т й запасами метану 0,2-4,7 млрд. м³. Максимальна потужність вугільних пластів Донбасу не перевищує 2 м, що не дозволяє застосовувати американські технології видобутку.

Державним балансом запасів корисних копалин України, станом на 1 січня 2010р., метан як супутню корисну копалину вміщуючих порід вугільних родовищ на 188 об'єктах було оцінено на рівні 314 млрд. м³, зокрема, Донецького вугільного басейну – 303 млрд. м³. Із них 140 млрд. м³ перебуває в дослідно-промисловій розробці. Запаси метану в газових шапках вугільних родовищ Державний баланс не враховує.

Прогнозні ресурси цього типу газу у вугленосному басейні Донбасу до глибини 1,2-2,0 км оцінюються в 150-200 млрд. м³, а з урахуванням ресурсів газу глибоких горизонтів (до 4-5 км) – у 400 млрд. м³. Ці скупчення можна розглядати як супутню, так і як самостійну корисну копалину, яку можна видобувати поза зв'язку з розробкою вугілля, тобто як традиційний природний газ.

Перспективи освоєння. Отже, Україна має величезні, фактично не розроблені ресурси метану. Найперспективнішими для освоєння родовищ є Донецький та Львівсько-Волинський вугільні басейни – завдяки великій кількості відповідних теоретичних і практичних досліджень останніх 15 років. За оцінками Мінприроди України, за наявності інвестицій і державної підтримки уже до 2020р. обсяги видобутку цього газу можуть досягти 6-9 млрд. м³/рік. За умови застосування сучасних технологій, загальну потужність ТЕЦ, що працюють на метані

вугільних родовищ, до 2020р. можна довести до 1 000 МВт. Однак, ці можливості на сьогодні не використовуються належною мірою (врізка “Видобуток метану в Україні”).

Розвиток ринку метану вугільних родовищ в Україні відбувався певною мірою стихійно. Формувати цілісну

ВИДОБУТОК МЕТАНУ В УКРАЇНІ (станом на 2010р.)

У 2010р. в Україні видобуто лише 52,3 млн. м³ метану вугільних родовищ. Лівову частку газу одержано на ОП “Шахта ім. О.Ф.Засядька” (майже половина української утилізації), на шахтоуправлінні “Покровське” (колишня шахта “Червоноармійська-Західна”) та БАТ “Шахта Комсомолец Донбасу”. Абсолютна більшість інших надрокористувачів не виконували ліцензійних умов, здійснюючи лише попутну дегазацію шахт, скидаючи метан в атмосферу.

Лише 45 шахт* мали системи дегазації, лише 11 використовували метан як паливо для шахтних котелень. Із загального обсягу шахтного метану, що виділяється на вугільних підприємствах, лише 13% відсмоктується дегазаційними системами, 4% – утилізується. Це в 4-5 рази менше європейських показників. В Україні, яка посідає четверте місце у світі за обсягами викидів газу вугільних родовищ (2,5 млрд. м³/рік), є лише дві ділянки, де пробурені вертикальні свердловини для попередньої дегазації та уловлювання метану.

Державні програми (зокрема, програма з енергозбереження та програма заходів щодо скорочення споживання природного газу) передбачали реалізацію проектів із видобутку метану вугільних пластів. Найбільш перспективними об'єктами для промислової розробки ресурсів визначено 29 шахт Донецького басейну з річними обсягами видобутку вугілля на кожній понад 250 тис. т, питомим вмістом метану від 20 м³/т й запасами, достатніми для експлуатації шахт протягом 10 років й більше.

Однак виконати завдання, визначені у програмах, вдалося лише частково. Проект комплексного використання газу метану вугільних родовищ в Україні повною мірою впроваджено тільки на ОП “Шахта ім. О.Ф.Засядька” (газонасиченість вугільних пластів – 19-23 м³/т; тиск газу у вміщуючих породах – 4-10 МПа; ресурси метану: у вугільних пластах – 3,9, у пластах-супутниках – 0,8, у пісковиках – 12,9 млрд. м³).

Головними чинниками такого стану справ є наступні:

- недостатня вивченість запасів;
- відсутність стимулів видобутку метану як у власників шахт, так і газовидобувних компаній, зокрема, ДК “Укргазвидобування”, НАК “Нафтогаз України”;
- висока вартість проектів та відсутність спеціальної техніки, технологій та інфраструктури;
- особливості горно-геологічних умов залягання вугільних пластів;
- невизначеність щодо способів видобутку метану та застосування технологій;
- відсутність активної підтримки держави на початкових стадіях реалізації видобувних проектів;
- розпорошена між центральними органами виконавчої влади відповідальність за розвиток ринку метану вугільних родовищ.

* За даними Держаного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, 62 шахти. – Сайт Держенергоефективності, <http://naer.gov.ua>

Оцінки щільності ресурсів метану у вугільних пластах*

	Площа, км ²	Донецьк ГРГП		Raven Ridge Resources (США)	
		обсяг, млрд. м ³	щільність, млн. м ³ /км ²	обсяг, млрд. м ³	щільність, млн. м ³ /км ²
Добропольсько-Красноармійська	983	76,4	79,3	101,0	104,9
Гришино-Андріївська	557	18,2	32,7	29,7	53,3
Південно-Донбаська	530	57,2	107,9	56,5	110,4
Донецька	293	44,5	151,9	46,5	158,7
Макіївська	246	35,9	145,9	42,0	170,7
ЗАГАЛОМ	2 589	232,2	89,7 (середня)	277,7	107,3 (середня)

* Джерело: Михайлов В.А., Курило М.В. та ін. Горючі корисні копалини України: підручник. – Київ: КНТ, 2009, с.376.

⁵³ Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України. – <http://naer.gov.ua/gaz-metan>. Різниця в оцінках запасів метану вугільних пластів міжнародних та українських експертів пояснюється методологічними особливостями.

⁵⁴ Джерело: Михайлов В.А., Курило М.В. та ін. Горючі корисні копалини України. – Київ, 2009, с.376.

⁵⁵ Джерело: Там само.

державну політику щодо нього почали відносно недавно. Зокрема, в 2008р. Мінвуглепром України та ДП “Центр альтернативних видів палива” провели конкурс із залучення інвестицій для реалізації проєктів реконструкції систем дегазації шахт та утилізації метану⁵⁶.

Лише у 2009р. прийнято Закон “Про газ (метан) вугільних родовищ”, який встановив основні засади державної політики у сфері видобування та утилізації газу (метану) вугільних родовищ (врізка “*Аспекти сучасного нормативно-правового забезпечення та міжнародне співробітництво*”).

Можливості енергозабезпечення світової економіки за рахунок видобутку метану вугільних родовищ зараз використовуються на недостатньому рівні – за гігантських прогнозних ресурсів

у 242 трлн. м³ його видобуток складає лише близько 90 млрд. м³, або 3% загального видобутку природного газу. Втім передбачається, що завдяки збільшенню інвестицій країнами – лідерами галузі (США, Австралії, Канади, Великої Британії, Китаю та Росії), світовий видобуток метану вугільних родовищ зростатиме високими темпами й вже до 2020р. сягне 150 млрд. м³.

Посідаючи четверте місце у світі за ресурсами, Україна також має великий потенціал для збільшення ролі метану вугільних родовищ в енергозабезпеченні країни. Разом з тим, запровадження технологій використання шахтного метану для вугільної галузі України є надзвичайно актуальним питанням з точки зору екології та – головне – створення безпечних умов роботи на шахтах.

АСПЕКТИ СУЧАСНОГО НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА МІЖНАРОДНЕ СПІВРОБІТНИЦТВО Нормативно-правове забезпечення

Закон “Про газ (метан) вугільних родовищ” визначає:

- принципи державної політики у сфері видобування та утилізації газу (метану) вугільних родовищ, спрямованої на підвищення безпеки та ефективності експлуатації шахт, вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ, забезпечення захисту прав та інтересів усіх суб’єктів відносин, що виникають у зв’язку з геологічним вивченням надр з метою виявлення запасів газу (метану) вугільних родовищ, їх промисловою розробкою та переробкою його продуктів, сприяння розвитку конкурентних відносин у цій сфері, сприяння захисту навколишнього природного середовища та диверсифікації джерел постачання енергоносіїв;
- державні гарантії та особливості стимулювання діяльності у сфері видобування та утилізації газу (метану) вугільних родовищ;
- повноваження органів виконавчої влади та місцевого самоврядування в цій сфері.

Концепція програми “Видобуток і використання метану вугільних родовищ як альтернативного енергоресурсу” (Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження, 2009р.)¹ передбачала:

- запровадження названої програми, розрахованої до 2014р.: мета Програми – створення умов розробки промислових технологій видобутку й використання метану як альтернативного енергоресурсу, вирішення проблеми забезпечення безпечного видобутку вугілля, збільшення до 1 млрд. м³ на рік частки метану у структурі енергетичного балансу країни та виключення його викидів²; вартість – близько 3,2 млрд. грн. (із них 0,7 млрд. грн. – бюджетне фінансування).

Реалізація пілотного проєкту за рахунок коштів державного бюджету з терміном окупності 3,5-4 роки мала засвідчити потенційним інвесторам привабливість України як майданчика для реалізації робіт з видобутку та використання метану вугільних родовищ. Розвивати видобуток планувалося на базі діючих гірничо-геологічних районів, оскільки, за розрахунками ДП “Донецькгеологія” та американської компанії *Raven Ridge Resources Inc.*, найбільші запаси газу зосереджено у вугільних пластах Красноармійська, Донецька й Макіївська (понад 430 млрд. м³).

Проте інформації про затвердження цього документа немає. Йшлося, зокрема, про те, що Уряд запропонував не розглядати його окремо, а внести до загальної програми розвитку альтернативної енергетики³.

Міжнародне співробітництво

У квітні 2010р. підрозділ *EuroGas, Inc.* – компанія *EuroGas Polska* – підписала конфіденційну угоду з підрозділом *Total E & P Activities Petrolières* про оцінку та можливу купівлю прав на родовища метану вугільних пластів у Західній Україні на кордоні з Польщею, які належать *EuroGas Polska*.

Наприкінці 2010р. інтерес до видобутку метану вугільних родовищ в Україні виявила компанія *Total* (стосовно української частини Люблінського вугільного басейну, Львівсько-Волинський вугільний басейн). Розробкою запасів метану вугільних родовищ

цікавляться також американські компанії *ExxonMobil* і *Chevron*, польські *MarathonOil* і *PGNiG*, канадська *3P International Energy* та *BAT “Газпром”*.

НАК “Нафтогаз України” вже підписала два меморандуми щодо співпраці в цій сфері: 21 грудня 2010р. – з *BAT “Газпром”* (про створення спільного українсько-російського підприємства з видобутку шахтного метану з українських вугільних пластів); 16 лютого 2011р. – з *ExxonMobil* (про співробітництво у сфері розвідки запасів нетрадиційних вуглеводнів в Україні)⁴.

Найближче до практичної реалізації проєкту з видобутку метану вугільних родовищ підійшла канадська *3P International Energy*, яка планує працювати з двома тисячами як діючих, так і заморожених з різних технічних та економічних причин свердловин. Підготовчі роботи вже завершено: укладено договори оренди обладнання та найму персоналу, одержано необхідні дозволи на буріння. При цьому, в компанії відзначають наявність низки переваг для реалізації подібних проєктів в Україні – великої ресурсної бази, діючих податкових пільг і зростання цін на газ.

У середині липня 2010р. *3P International Energy* оголосила про придбання компанії *Galizien Energy* (Канада), яка підписала у травні 2010р. меморандум із *EuroGas Inc.* (США) стосовно взаєморозуміння в питаннях освоєння українських родовищ метану, що розробляються *EuroGas Inc.* та її українськими партнерами. Документ передбачає розвідку продуктивних пластів та освоєння 33% нерозподілених родовищ газу, які розробляються ТОВ “Єврогаз Україна”. Згідно з меморандумом, який є зобов’язуючим для обох сторін, передбачаються інвестиції у сумі \$5 млн. на першому етапі – буріння перших 10 свердловин на сході України. У лютому 2010р. ТОВ “Єврогаз Україна” придбало три ліцензії на видобуток метану вугільних родовищ, збільшивши загальну кількість ліцензій компанії до п’яти й завершивши оголошену наприкінці 2008р. програму з придбання дозволів з розробки надр.

Згідно з повідомленням компанії *EuroGas, Inc.*, усі ліцензії є предметом угоди про спільну діяльність із ТОВ “Надра Луганщини”, яке належить власнику 50% ТОВ “Єврогаз Україна” – *BAT “ЗНВКІФ Нові технології”*⁵ (м.Київ). Ліцензії видано на загальну площу 512 км², площа найбільшої із ділянок – Полігон Марієвського, складає 251 км². Відповідно до підготовлених у 1998р. компанією *Montan-Consulting GmbH* даних, площі можуть містити не менше 15,1 млрд. м³ метану, а також запаси сланцевого газу. Передбачається, що *EuroGas, Inc.* та її український партнер створять друге спільне підприємство, до якого українська сторона передасть газові свердловини, тоді як *EuroGas, Inc.* надасть нові технології для їх відновлення.

¹ До 2011р. Національне агентство з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів (НАЕР).

² Бакулін Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко І. Газовые кладовые Украины. – Еженедельник 2000, 9 июня 2010г., <http://2000.net.ua/2000/derzhava/resursy/67287>

³ Шибалов Є. Шахтний метан: безпека чи... безпека? – Дзеркало тижня, 11 вересня 2010р.

⁴ Джерело: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – <http://mpe.kmu.gov.ua>

⁵ *BAT “ЗНВКІФ Нові технології”* – Відкрите акціонерне товариство “Закритий недиверсифікований венчурний корпоративний інвестиційний фонд нові технології інвестування”.

⁵⁶ За його підсумками було підписано угоди з інвесторами про реалізацію проєктів на шахтах ДП “Шахтоуправління Донбас” і “Південнодонбаська №3” ДП “Донецька вугільна енергетична компанія”. Також заплановано підписання відповідних договорів із шахтами ім. Бажанова й “Холодна Балка” ДП “Макіїввугілля”, імені Стаханова ДП “Красноармійськвугілля” і ДП “ВК Краснолиманська”. У ці проєкти передбачається інвестувати понад 200 млн. грн. із терміном окупності 2-3 роки, що дозволить скоротити виділення в атмосферу газу-метану на 8-10 млн. т (в еквіваленті CO₂) на рік. Див.: Газ-метан. – Сайт Держенергоефективності, <http://naer.gov.ua>



2.4. ГАЗ ЩІЛЬНИХ КОЛЕКТОРІВ

Пошук та освоєння родовищ газу щільних колекторів в умовах, коли з кожним роком можливості відкриття нових покладів традиційного газу звужуються, слід віднести до важливих напрямів розвитку світової газової галузі. Разом з тим, реалізація газовидобувних проектів містить суттєві ризики, пов'язані з високою собівартістю розробки родовищ та ціновими коливаннями на ринку.

Запаси газу щільних колекторів

Газ щільних колекторів, з точки зору наявних технологій, вважається одним з пріоритетних видів палива серед нетрадиційних типів газу. Для прогнозування та підготовки газонаосних щільних колекторів до буріння, оцінки перспективних ресурсів і промислових запасів використовують геологічні методики, що застосовуються і для традиційних вуглеводнів. Тому проблема освоєння газу щільних колекторів є не стільки геологічною, як технологічно-економічною.

Газ щільних колекторів (центрально-басейновий газ; газ щільних пісковиків; *tight gas sands*) – газова суміш, що міститься в низькопористих і низькопроникних колекторах і сланцях. На відміну від традиційних газових ресурсів усіх типів, цей газ не пов'язаний з традиційними пастками*, а перебуває у всій центральній зануреній частині (у депресіях, улоговинах) нафтогазоносного басейну, займаючи значні площі (до 8 000 км²). У межах великих скупчень такого газу наявні і звичайні газові поклади.

* “Традиційні пастки” – скупчення природного газу у пласті, що характеризується високими показниками колекторної здатності і проникності та перекритий екрануючим горизонтом.

Дослідження газу щільних колекторів започатковане в Північній Америці, переважно у США, у 1970-х роках у зв'язку зі зменшенням обсягів видобутку традиційних енергоносіїв. Прогнозні ресурси цього газу в Північній Америці становлять близько 40 трлн. м³.

У 2009р. обсяги видобутку газу цього типу в США були найбільшими, порівняно з іншими видами нетрадиційного газу – 230 млрд. м³, або 37% загального видобутку природного газу у країні. Однак, за прогнозами МЕА, ці показники до 2030р. зменшаться і становитимуть близько 200 млрд. м³ і 25%, відповідно. Упродовж цього періоду газ щільних колекторів буде витіснений з першої позиції сланцевим газом, видобуток якого у 2030р. сягне 385 млрд. м³.

Розробку родовищ здійснюють із застосуванням методів інтенсифікації (гідророзривів) на ділянках з покращеними колекторами (*sweet spots*) у Скелястих горах (скупчення Сан-Хуан, Грейте Грін-Рівер, Західно-Канадське), а також на Північно-американській платформі (Анадарко, Апалацке, Пермське, Вал-Верде). Видобуток цього газу є рентабельним на глибинах менше 2,5 км. Зазвичай, вилучається 28-40% газу; з розвитком технологій коефіцієнт вилучення може бути збільшений до 60%.

Перспективи видобутку газу щільних колекторів в Україні

Запаси. У Державному балансі корисних копалин України, за станом на 1 січня 2010р., родовищ і запасів газу щільних колекторів немає.

Водночас, найбільш перспективними для його пошуків вважають Машівсько-Шебелинський, Співаківський та Кальміус-Бахмутський газонаосні райони. Пріоритетна територія розташована на південний захід від Солохівсько-Опішнянсько-Матвіївського ланцюжка структур, де сумарні потужності щільних пісковиків є максимальними. Найбільша щільність ресурсів (201-300 млн. м³/км²) припадає на три ділянки в Октябрсько-Лозовському, Кальміус-Бахмутському нафтогазоносних районах та на Близнюківській монокліналі⁵⁷. На решті території щільність становить 50-200 млн. м³/км². Близько половини газу перебуває на глибинах 4,0-4,5 км і лише 4% на глибині 2-3 км⁵⁸.

За попередніми оцінками УкрДГРІ Мінприроди України, перспективні ресурси газу щільних колекторів у центральній і південно-східній частинах Донецько-Дніпровської западини становлять 8,5 трлн. м³, зокрема, у Серпухівському продуктивному комплексі, що характеризується найкращим поєднанням передумов утворення ресурсів та умов їх освоєння – 1,4 трлн. м³. Прикладом значних ресурсів газу щільних колекторів є Шебелинське газоконденсатне родовище, прогнозні ресурси якого фахівці УкрНДІгаз оцінюють на рівні 1 трлн. м³⁵⁹.

Розвідка та видобуток. 27 жовтня 2010р. підписано меморандум між Міненергугілля України, НАК “Нафтогаз України”, Міністерством енергетики РФ та компанією *ТНК-ВР* про розвідку та видобуток газу щільних колекторів. *ТНК-ВР* претендує на шість перспективних ділянок у Луганській і Донецькій областях, які планується розробляти не шляхом укладання з Урядом УРП, а через одержання наскрізних ліцензій. У реалізацію першого етапу проекту, який передбачає буріння шести оціночних свердловин на кожній із ділянок, *ТНК-ВР* має намір інвестувати до \$50 млн. Якщо розвідка виявиться успішною, компанія готова за 25 років інвестувати \$1,5-2 млрд. і вже через 5-7 років вийти на обсяг видобутку 5 млрд. м³/рік.

18 листопада 2010р. *ТНК-ВР* і *ТОВ “ТНК-ВР Розвідка та видобуток України”* підписали меморандум про співпрацю з Луганською облдержадміністрацією та Луганською обласною радою про розвідку та видобуток газу щільних колекторів у Луганській області. Меморандум передбачає інвестиції обсягом 2,48 млрд. грн.⁶⁰ Згодом аналогічний документ було підписано в Донецьку; в документі встановлено плановий показник інвестицій обсягом 240 млн. грн. на геологічне дослідження надр, пошукове буріння, геофізичні та інші роботи. У разі, якщо результати виявляться позитивними, передбачено вкладання інвестицій обсягом 12 млрд. грн.⁶¹

⁵⁷ Монокліналь – форма залягання гірських порід на великих територіях з нахилом в один бік.

⁵⁸ Кабишев Ю.Б. Закономірності генерації і прогноз скупчень газу центральнобасейнового типу в Дніпровсько-Донецькій западині. – Київ, 2002.

⁵⁹ Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Фик І.М. Стан та перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. – Нафтова і газова промисловість, 2009, №5-6, с.24-28.

⁶⁰ Тихонов В. “Это очень важно, что первый день форума закончился не только дискуссиями, но и реальными действиями – подписанием ряда соглашений”. – *REGION.LG.UA*, 18 листопада 2010р., <http://www.region.lg.ua>

⁶¹ Близнюк А.: “Ми об'єднуємо інтереси в ідеології приватно-державного партнерства”. – Донецька обласна державна адміністрація, 26 листопада 2011р., <http://www.donoda.gov.ua>

Видобувати центрально-басейновий газ на Юзівській газовій площі (Донецька і Харківська області) планує корпорація *Shell*⁶². Заявку від неї схвалено Міжвідомчою комісією з організації укладання і виконання УРП, яка, втім, скоротила розміри заявленої до розвідки площі до 7 900 км². Рішення Міжвідомчої комісії має бути схвалено Донецькою і Харківською обласними радами, на території яких розташовано Юзівську площу. Після цього Уряд зможе прийняти рішення щодо проведення відкритих конкурсів на право укладання УРП з метою пошуку та видобутку на ній центрально-басейнового газу.

Станом на травень 2011р., ймовірність економічної доцільності розробки Юзівської площі спеціалісти корпорації *Shell* оцінюють в 10-15%. До того ж, значні глибини залягання газу щільних колекторів (3,0-6,5 км) потребують багатомільйонних витрат на його розвідку й дослідно-промислову розробку.

Перспективні ресурси газу щільних колекторів у світі складають понад 200 трлн. м³, що дозволяє сподіватися на більш широке використання цього виду нетрадиційного газу в наступні 20 років. Однак, перспективи видобутку газу щільних колекторів в Україні можна буде оцінити винятково після проведення детальних пошукових робіт, на які потрібно витратити до \$500 млн. Проекти цього напрямку вирізняються високими ризиками та вимагають великих витрат, тому Україні доцільно долучати до їх виконання провідні міжнародні газові компанії, які володіють сучасними технологіями та відповідним досвідом роботи. Для цього необхідно створити прийнятне для інвесторів нормативно-правове поле у сфері надкористування.

2.5. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РИНКУ ГАЗОГІДРАТНОГО ГАЗУ

Газогідрати виявлено більш ніж у 200 районах світу – у високих широтах, на морському та океанському дні. За різними оцінками, прогнозні ресурси вуглеводнів у газогідратах є колосальними – від 180 до 7 600 000 трлн. м³)⁶³. Комерційна привабливість освоєння родовищ газогідратного газу у промислових масштабах може з'явитися не раніше 2030р., що зумовлено необхідністю розробки і впровадження проривних інноваційних технологій, здатних кардинально знизити собівартість вилучення природного газу з гідратів.

Раніше “метановий лід” вважали лише перешкодою будівництву підводних газопроводів, оскільки на великих глибинах він утворював “корки” у трубах. Але після того, як у 1960-х роках у зоні вічної мерзлоти Сибіру було відкрито перші великі родовища газогідратів, їх розглядають як потенційне джерело палива.

Природні **газогідрати** (гідрати природних газів або клатрати, від лат. *clathratus* – “саджати у клітку”; *gas hydrates, methane clathrates*) – тверді кристалічні сполуки у вигляді дрібних чарунк (клатратів), утворених молекулами води за температури, близької до 0°C, і тиску від 50 атм, в яких перебувають молекули метану та інших газів. 1 м³ газогідрату містить 165-180 м³ метану.

Запаси, видобуток і розвідка у країнах світу. У 1969р. почалася розробка Мессояхського газогідратного родовища на півострові Таймир, де вперше вдалося вилучити природний газ безпосередньо з гідратів (до 36% загальносвітового обсягу видобутку). За 40 років експлуатації з родовища видобуто близько 12,5 млн. м³ газу (близько 65% його оціночних запасів)⁶⁴. Проте в 2009р. обсяги видобутку скоротились, оскільки більша частина поставок газу в Норильський промисловий район Росії припадає на традиційні родовища.

Газ із газогідратів видобували також на експериментальній буровій станції *Mallik*, розташованій неподалік від гирла річки Маккензі на північному заході Канади. У 1998-2008рр. японсько-канадська група вчених за участю фахівців із США, Німеччини та Індії виявила тут шар газогідратів на глибині 1 000-1 200 м. У тестовому режимі за шість днів взимку 2008р. було видобуто 13 тис. м³ газу⁶⁵.

Останніми роками інтерес до газогідратів значно зріс, що можна пояснити такими чинниками:

- активізацією пошуку альтернативних джерел вуглеводневої сировини у країнах, які не володіють ресурсами енергоносіїв;
- освоєнням родовищ вуглеводнів, розташованих у складних природних умовах (глибоководний шельф, полярні регіони), де проблема техногенних газогідратів загострюється;
- вивченням закономірностей утворення газогідратів з метою обґрунтування пошуку та розвідки традиційних родовищ вуглеводнів (природні гідрати можуть бути передвісниками звичайних родовищ нафти й газу);
- необхідністю оцінки ролі газових гідратів у геосфері, особливо у зв'язку з їх можливим впливом на глобальні кліматичні зміни;
- доцільністю скорочення експлуатаційних витрат з попередження гідратоутворення у промислових системах видобутку газу завдяки переходу на енергозберігаючі та екологічно чисті технології;
- можливістю використання газогідратних технологій під час видобутку, зберігання і транспортування природного газу.

Проекти з розвідки газогідратних родовищ реалізують США, Індія, Південна Корея та Японія; примітно, що всі проекти стартували тут у 2007-2008рр., під час найбільшого зростання цін на традиційні енергоносії⁶⁶.

У США тривають розвідка та відпрацювання технологій наземного видобутку гідратного газу на Алясці, де його прогнозні ресурси, за попередніми оцінками, становлять близько 16 трлн. м³. Проект реалізують Міністерство енергетики США та кілька приватних компаній, заплановано тестовий видобуток. *ConocoPhillips* має вперше випробувати технологію заміщення метану, що міститься в газогідратах, вуглекислим газом. У 2009р., після виявлення газогідратів під різними ділянками морського дна в Мексиканській затоці, стартувала програма досліджень, в якій партнером держави є *Chevron*.

⁶² Бакулин Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко И. Газовые кладовые Украины. – Еженедельник 2000, 9 июня 2010г., <http://2000.net.ua/2000/derzhava/resursy/67287>

⁶³ Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. – Российский химический журнал, 2003, т.48, №3, с.70-79.

⁶⁴ Коллет Т. С. Растущий интерес к газовым гидратам. – *Schlumberger*, Нефтегазовое обозрение, 2001, т.6, №2, с.38-54.

⁶⁵ *The Mallik Project*. – USGS, <http://energy.usgs.gov/other/gashydrates/mallik.html>

⁶⁶ *Джерело: Горючий лед (часть II)*. – Українська Енергетика, 5 июля 2010г., <http://ua-energy.org>



В Індії прогнозні ресурси газогідратного газу оцінюють у понад 55 трлн. м³, а родовище *Krishna-Godavari* в Бенгальській затоці вважається одним з найбільших у світі. Розпочати розвідку планувалось у 2010р. в рамках *National Gas Hydrate Program*, а комерційний видобуток – у 2014-2015рр. Проте, фінансова криза не дозволила реалізувати ці плани. До того ж, як визнають індійські фахівці, вони не мають технологій видобутку газогідратного газу з морського дна.

У Південній Кореї газогідратний проект внесено до державної програми розвитку нафтогазовидобувної галузі, мета якої полягає у підвищенні рівня самозабезпечення країни енергоресурсами. Газогідрати залягають під дном Японського моря на відстані 135 км від узбережжя. Поклади оцінюють у понад 1 трлн. м³ газу. Початок видобутку заплановано на 2015р. Реалізує проект державна компанія *Korea National Oil Corp.*

У Японії у 2008р. Уряд прийняв рішення про розробку покладів газогідратів на південний схід від острова Хонсю в западині Нанкай, де прогнозні ресурси газу оцінюють у 50 трлн. м³ – видобуток було заплановано на 2016р. Проте, з 2009р. інформації про цей проект немає.

Перспективи розвідки в Україні. В Україні газогідрати виявлено в Чорному морі експедиціями Міністерства геології та Академії наук СРСР в 1972р. У 1990-х роках дослідження виконували українські, німецькі та болгарські вчені. Одержані ними дані мають орієнтовний характер: за різними оцінками, прогнозні ресурси метану в чорноморських газогідратах, зосереджених на глибині 30-300 м під морським дном, можуть становити від 25 до 100 трлн. м³⁶⁷. Прогнозні ресурси метану в газогідратах центральної глибоководної частини Чорного моря оцінюють на рівні 20-25 трлн. м³⁶⁸. Найперспективнішим вважають район западини Сорокіна (26 відкритих грязьових вулканів). За геофізичними даними, потужність покладів газогідратів становить тут 300-500 м.

Обмеження розвитку сектору газогідратів. На цей час у світі немає промислових технологій видобутку газу з газогідратів морів. До того ж, для руйнування структури газогідратів потрібно витратити значну кількість енергії, що суттєво збільшує вартість видобутку газу. За оцінками *US Geological Service*, собівартість видобутку газу з газогідратів в Арктиці може становити до 200% собівартості видобутку з традиційних родовищ, а морський газогідратний газ є ще дорожчим⁶⁹.

Крім того, в разі видобутку з морського дна виникає реальна небезпека підняття “метанового льоду” на поверхню. За однією з версій, саме такий підйом газогідратного пласта став причиною вибуху та загибелі платформи *Deepwater Horizon* у квітні 2010р. Тому окремі фахівці радять зовсім не розробляти газогідрати, оскільки це може призвести до значних викидів метану, який є у 20 разів сильнішим парниковим газом, ніж двооксид вуглецю⁷⁰.

Комерційне освоєння величезних світових ресурсів газогідратів дотепер не здійснюється через відсутність потрібних технологій. Однак, цей напрям газозабезпечення не варто вважати безперспективним,

оскільки робота наукових центрів у багатьох країнах упродовж наступних 10-20 років може завершитися знайденням інноваційних рішень, які зроблять розробку газогідратів конкурентоспроможною і мінімізують її можливий негативний вплив на довкілля.

ВИСНОВКИ

У світовому обсязі видобутку природного газу його нетрадиційні види становлять 12%, причому лівова частка припадає на США – 10%, або понад 85% усього видобутку нетрадиційного газу. Зростання видобутку нетрадиційних видів газу у США останніми роками справляє дедалі більш суттєвий вплив на світові газові ринки. Особливо виразно це проявилось у 2009-2010р., коли незабобов’язані обсяги СПГ у Північній Америці були спрямовані з Близького Сходу до ринків Європи, що призвело там до істотного зниження цін.

У період до 2030р. очікується, що видобуток нетрадиційного газу у світі збільшиться у 2,5 разу (з 367 млрд. м³ у 2007р. до 940 млрд. м³ у 2030р.) і відіграватиме помітну роль на газових ринках Європи та Китаю.

Прогнозні ресурси всіх видів нетрадиційного газу в Україні перевищують 34 трлн. м³, однак наразі дані з підтверджених запасів наявні лише для метану вугільних родовищ. Оцінка запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, на що знадобиться близько \$1 млрд.

Собівартість розробки покладів нетрадиційного газу є значно вищою, ніж покладів традиційного газу внаслідок більших витрат на бурові роботи, придбання земельних ділянок та забезпечення дотримання високих екологічних вимог. НАК “Нафтогаз України” самостійно не здатен виконувати проекти з освоєння родовищ нетрадиційного газу. Вони можуть бути реалізовані лише завдяки залученню багатомільярдних інвестицій з боку провідних міжнародних нафтогазових компаній на основі модернізованого законодавства у сфері надрокористування, яке має спиратися на передовий світовий досвід (насамперед, США, Канади, Польщі, Казахстану та Китаю).

Обов’язковою умовою залучення прямих іноземних інвестицій у розвідку, дослідження і промисловий видобуток нетрадиційного газу в Україні є лібералізація її внутрішнього ринку. Зокрема, має бути скасовано субсидіювання окремих споживачів, а ціни на газ – вирівняно та наближено до економічно обґрунтованого рівня. До видобувних підприємств не повинні застосовуватися примусові зобов’язання постачання газу певним категоріям споживачів, крім того, слід відмовитися від практики встановлення НКРЕ граничних цін.

У разі створення сприятливого інвестиційного клімату для реалізації проектів, прогнозований обсяг видобутку нетрадиційного газу в Україні становитиме у 2020р. 2 млрд. м³ (або 5% споживання країни), у 2030р. – 10 млрд. м³ (20% споживання). ■

⁶⁷ Соловьев В. А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. – Российский химический журнал, 2003, т.48, №3, с.59-69.

⁶⁸ Егер Д.А., Кичигин А.Ф., Балакиров Ю.А. Проблема добычи метана из морских месторождений. – Киев, 2007, с.360.

⁶⁹ Джерело: *Report on the Science, Issues, Policy, and Law of Gas Hydrates as an Alternative Energy Source. Methane Hydrate.* – EAST CAROLINA UNIVERSITY, 4 December 2009, <http://www.ecu.edu>

⁷⁰ James P. Kennett, Kevin G. Cannariato, Ingrid L. Hendy, and Richard J. Behl, (2003) *Methane Hydrates in Quaternary Climate Change: The Clathrate Gun Hypothesis.* – Washington, DC: American Geophysical Union.

3. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

ВИСНОВКИ

Рівень залежності України від постачань російського газу є критичним, умови довгострокового контракту між НАК “Нафтогаз України” і ВАТ “Газпром” на 2009-2019рр. – вкрай не вигідними. Водночас, російське керівництво демонструє жорстку позицію щодо перегляду “формули ціни” та відкриті наміри використати асиметричні контрактні умови для отримання якомога більших економічних і політичних дивідендів. Така ситуація змушує українську сторону шукати контраргументи в черговому російсько-українському раунді газового протистояння. У стратегічному плані ефективним засобом розв’язання цього завдання (крім запровадження, нарешті, енергозбереження та нарощування власного видобутку енергоносіїв) вбачається будівництво терміналу з приймання скрапленого природного газу (СПГ) з різних регіонів світу, а також – реалізація проектів видобутку нетрадиційного газу.

1. Міжнародна торгівля СПГ з початку 1970-х років розвивається найбільш стрімкими темпами, порівняно з торгівлею іншими енергоносіями, збільшившись лише з 2001р. по 2010р. на 155 млрд. м³, або на 108%. Обсяги продажів СПГ у 2009р. досягли 298 млрд. м³, або 31% загальних торговельних операцій природним газом у світі. Прогнозується, що роль СПГ у міжнародній торгівлі енергетичними ресурсами продовжуватиме зростати швидкими темпами й до 2030р. світовий попит на нього зросте до 650 млрд. м³, а частка у глобальній торгівлі природним газом – до 45%. Найбільшими “двигунами” збільшення попиту на СПГ у світі будуть країни Європи та Північно-Східної Азії.

2. Високий рівень конкурентоспроможності СПГ зумовлений не лише прагненням багатьох країн розширювати можливості диверсифікації поставок вуглеводнів і технологічними та екологічними властивостями природного газу, але й сприятливою ціновою кон’юнктурою і зниженням собівартості головних ланок СПГ-проектів – скраплення, транспортування та регазифікації. Крім того, на відміну від жорстких умов торгівлі трубопровідним газом, система торгівлі СПГ дозволяє оперативного реагувати на ринкові сигнали та швидко за допомогою економічних методів ліквідувати дисбаланси між попитом і пропозицією.

3. Характерною рисою формування ринків СПГ у країнах Північної Америки та Європи є поступова їх лібералізація, яка призвела до переважання спотової торгівлі СПГ у США, Канаді та Великій Британії. У країнах Континентальної Європи роль спотової торгівлі також поступово зростає, проте ще близько 67% обсягів газу продається за довгостроковими контрактами. Вони домінують також у поставках СПГ до Північно-Східної Азії, де ціна СПГ визначається традиційним шляхом прив’язки до “нафтового кошика”.

Розвиток спотової торгівлі СПГ і лібералізація газових ринків є взаємопов’язаними процесами: лібералізація ринку уможливорює розширення спотової торгівлі, а остання, своєю чергою, – прискорює процеси лібералізації ринків.

4. У 2009-2010рр. склалися сприятливі обставини для будівництва СПГ-терміналу в Україні, серед яких, насамперед, слід відзначити зміну кон’юнктури на світових газових ринках внаслідок стрімкого видобутку нетрадиційного газу у США. Це призвело до відчутного перевищення пропозиції СПГ над попитом на світових ринках, що збільшило комерційну ефективність його поставок, порівняно з трубопровідним газом.

Утворення профіциту газу на світових ринках у 2009р. вперше з часів зародження торгівлі СПГ створило ситуацію, коли його ціна на європейських спотових майданчиках була дешевшою на \$100/1 000 м³ (на понад 40%) відносно вартості газу, що поставляється трубопровідним транспортом згідно з умовами довгострокових контрактів, які прив’язують ціну газу до вартості “кошика” нафтопродуктів.

Хоч у I півріччі 2011р. цей ціновий розрив скоротився до мінімуму, але в цілому в період до 2030р. слід очікувати зростання конкурентоспроможності СПГ на світових ринках, порівняно з поставками газу трубопровідним транспортом, незважаючи на окремі несприятливі періоди, які можуть виникати через цінові коливання.

5. До кола найперспективніших джерел надходження СПГ до України, з огляду на відстань транспортування, доведені запаси газу, рівень видобутку, розвиненість інфраструктури скраплення та наявність вільних обсягів, насамперед, слід віднести Алжир, Єгипет, Катар та Азербайджан.

6. Проект будівництва СПГ-терміналу дозволить вирішити в комплексі два ключових завдання енергетичної безпеки країни – диверсифікації джерел поставок газу та його купівлі за сприятливими ринковими цінами в умовах відсутності політичного тиску з боку Росії. Проте, незважаючи на внесення проекту до переліку Національних, уже на початку його реалізації спостерігається невинуватене гальмування, викликане неузгодженими діями органів державної влади.

Тим часом, попри високі темпи розвитку ринків СПГ у світі, які стимулюють інтенсивне будівництво заводів зі скраплення та СПГ-терміналів, існує ризик наростання конкуренції споживачів за вільні обсяги ресурсу. У цьому зв’язку необхідно відзначити певне відставання України в частині входження до ринків СПГ. Проект будівництва СПГ-терміналу в Україні має бути виконаний якнайскоріше, в іншому випадку Україна ризикує не отримати доступу до азербайджанського газу, який є для неї найбільш оптимальним джерелом.

7. Серед усіх морських портів України, за попередніми оцінками, найбільш пристосованим для спорудження СПГ-терміналу є морський торговельний порт Южний (МТП “Южний”). Порт розташований в акваторії Малого Аджалицького лиману в північно-західній частині Чорного моря у 30 км на схід від Одеси. Він є найбільш глибоководним універсальним незамерзаючим українським портом, що дозволяє йому цілорічно приймати великотоннажні судна. За попередніми оцінками, в Україні доцільно споруджувати СПГ-терминал наземного базування загальною потужністю 10 млрд. м³/рік (у два етапи пропускною спроможністю по 5 млрд. м³/рік кожного).

8. Високі темпи зростання цін на паливо у 1995-2008рр. зробили рентабельними багато нових технологій, які дозволили розробляти не лише звичайні поклади природного газу, розташовані переважно в нестабільних регіонах планети, але й видобувати “нетрадиційний” газ із глинистих сланцевих порід, вугільних пластів й щільних колекторів, наявних майже в усіх країнах світу. Що стосується газу із газогідратів, то перспективи його комерційного видобутку можуть з’явитися не раніше 2020р. – лише після розробки науковими центрами принципово нових технологій.

9. Прогнозні світові ресурси нетрадиційного газу загалом оцінюються у понад 1 200 трлн. м³, однак детальна оцінка запасів нетрадиційного газу за межами Північної Америки досі не зроблена, оскільки проекти з розробки покладів нетрадиційного газу (за винятком США) до недавнього часу не викликали серйозної зацікавленості у світі.

Однак після успішної реалізації таких проектів у США багато країн світу, починаючи з 2009р., ініціювали проведення робіт з розвідки та оцінки запасів нетрадиційного газу. Передбачається, що до 2030р. його світовий видобуток, порівняно з 2007р., зросте у 2,5 разу – до 940 млрд. м³. Істотний внесок у розвиток цього напрямку зроблять країни Азійсько-Тихоокеанського регіону та Європи, проте лідером галузі й надалі залишатимуться США.

10. Прогнозні ресурси всіх видів нетрадиційного газу в Україні перевищують 34 трлн. м³ (за цим показником Україна належить до 10 найперспективніших країн світу), але дані з доведених запасів наразі є лише для метану вугільних родовищ. Оцінка запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, що потребують фінансування обсягом близько \$1 млрд.

11. Пошук та освоєння покладів нетрадиційного газу вимагає розв’язання істотно складніших технологічних, економічних, екологічних і правових проблем, порівняно з реалізацією газовидобувних проектів традиційного газу. Проте цей напрям енергозабезпечення в ситуації зростання глобального попиту на енергоресурси та постійного збільшення собівартості видобутку традиційних видів палива є принципово можливим та економічно життєздатним. За однієї умови – створення сприятливого інвестиційного клімату для впровадження технічних інновацій та усунення “сірих” схем міждержавної торгівлі.

12. Чинне українське законодавство в цілому не сприяє розвитку видобутку власного природного газу. Нормативні акти, що регулюють процес отримання ліцензій і дозволів, є недосконалими, процедура – бюрократизованою, продаж ліцензій на користування надрами – непрозорим, а термін дії угод – недостатнім. Гранична площа ліцензійних ділянок становить в Україні лише 500 км², водночас досить складною є проблема землевідведення. Все це істотно зменшує інвестиційну привабливість України, порівняно з іншими країнами, які заявили наміри розвитку видобувних проектів нетрадиційного газу.

ПРОПОЗИЦІЇ

Пропозиції спрямовані на підвищення рівня енергетичної безпеки шляхом створення реальної альтернативи поставкам російського газу за рахунок входження України до динамічно зростаючого світового ринку СПГ та освоєння родовищ нетрадиційного газу. Про перспективність цих напрямів енергозабезпечення свідчить постійне зростання частки СПГ у загальних обсягах світової торгівлі газом та інвестиційна активність з боку провідних міжнародних нафтогазових компаній, пов’язана з діяльністю, що стосується виконання проектів з розвідки покладів та видобутку нетрадиційного газу.

Під час реалізації цих стратегічно важливих для держави проектів, слід мати на увазі, що успішне виконання “газових” проектів залежить насамперед від довіри міжнародних інвесторів і партнерів до України, від здатності держави створити сприятливий інвестиційний і діловий клімат у країні. Крім того, важливо підкреслити, що диверсифікаційні енергетичні проекти мають сенс лише у випадку, коли вони гармонійно доповнюватимуть дієву політику, *по-перше*, у сфері енергоефективності та енергозбереження, *по-друге*, усунення корупційної складової з енергетичного сектору та національної економіки в цілому.

Законодавче та нормативно-правове забезпечення

1. Будівництво СПГ-терміналу

Верховній Раді України:

– внести зміни до закону “Про засади функціонування ринку природного газу в Україні”;

– адаптувати положення Закону до Директиви Європейського Парламенту та Ради 2009/73/ЄС від 23 липня 2009р. про спільні правила внутрішнього ринку природного газу та про скасування Директиви 2003/55/ЄС у частині поставок скрапленого природного газу, передбачивши:

- визначення термінів “скраплений природний газ”, “СПГ-терминал” та “оператор системи СПГ”, а також встановлення функцій для операторів системи СПГ;
- виконання оператором системи СПГ ліцензійних умов, які встановлюються НКРЕ;
- забезпечення оператором системи СПГ умов недискримінаційного і прозорого доступу до СПГ-терміналу на користування його

послугами замовниками, виходячи з опублікованих об'єктивних тарифів, погоджених НКРЕ;

- відмову замовникам у доступі до системи СПГ чи об'єктів газотранспортної системи лише за умови недостатньої пропускної спроможності, технічних обмежень, пов'язаних з безпекою експлуатації інфраструктури або інвестиційними зобов'язаннями власників системи СПГ (якщо інвестиції за інших обставин не можуть бути здійснені) згідно з правилами, визначеними ліцензійними умовами;
- забезпечення будівництва, безпечної і надійної технічної експлуатації об'єктів системи СПГ відповідно до вимог державних будівельних норм та відомчих нормативно-правових документів;
- обов'язкове ведення операторами систем СПГ окремої бухгалтерської звітності для виду діяльності з надання послуг на користування СПГ-терміналом – з метою уникнення перехресного субсидювання та спотворення конкуренції.

Кабінету Міністрів України:

За результатами техніко-економічного обґрунтування проекту до 1 квітня 2012р. **визначити:**

- пропускну спроможність СПГ-терміналу;
- місце розташування СПГ-терміналу вартість і терміни його будівництва;
- термін окупності інвестицій, умови залучення потенційних інвесторів, джерела поставок СПГ;
- організаційно-правову модель реалізації проекту.

У зв'язку з ціновими коливаннями на міжнародних ринках торгівлі СПГ та невизначеністю з обсягами поставок **доцільно врахувати, що:**

- держава не повинна покладати на себе більшу частину фінансових і ресурсних ризиків, пріоритет має буди наданий залученню інвестиційних коштів приватних компаній з використанням моделі державно-приватного партнерства на основі створення міжнародного консорціуму;
- для нових проектів будівництва СПГ-терміналів найбільш прийнятною моделлю поставок газу вбачається закупівля не менше 80% обсягів газу за умовами довгострокових контрактів або системи самоконтрактування, що дозволяє мінімізувати ризики у вирішенні проблеми завантаження СПГ-терміналу та повернення інвестицій;
- головними інвесторами будівництва мають бути, насамперед, великі споживачі природного газу – фінансово-промислові групи, які працюють в Україні, та провідні міжнародні нафтогазові компанії, що володіють необхідними вільними ресурсами та терміналами зі скраплення;
- на етапі окупності інвестицій в будівництво СПГ-терміналу доцільно надавати перевагу застосуванню інтегрованої або толінгової

договірної-правової моделі відносин між учасниками проекту. Натомість комерційна модель має переваги на подальших етапах його інвестиційно-експлуатаційного циклу, оскільки вона більш сприяє диверсифікації джерел поставок СПГ та краще реагує на зміни ринкової кон'юнктури;

- високий рівень конкуренції між газопровідними проектами не дозволяє сподіватися Україні на низьку ціну поставок азербайджанського газу в рамках СПГ-проекту, але надходження палива з Каспію за ринковими цінами відчутно ослабить енергетичну залежність від Росії, що сприятиме підвищенню рівня енергетичної безпеки України та посиленню її переговорних позицій у двохсторонніх відносинах.

З метою прискорення реалізації проекту та залучення інвестицій **активізувати переговорний процес щодо:**

- укладання контрактів з міжнародними нафтогазовими компаніями з купівлі-продажу СПГ потенційних країн-постачальників: Азербайджану, Катару, Алжиру та Єгипту;
- отримання інвестицій на будівництво СПГ-терміналу від нафтогазових компаній, забезпечених ресурсами в СПГ-проектах;
- можливості приєднання України до проекту AGRI та координації планів між українським проектом і проектами з будівництва газопроводу від каспійських родовищ до Чорноморського узбережжя Грузії та розбудови інфраструктури зі скраплення газу у грузинському морському порту Кулеві;
- вибору авторитетної міжнародної компанії, яка має значний досвід участі в СПГ-проектах для надання консультацій з питань підготовки технічного плану, вибору технологій, технічної й екологічної безпеки та отримання ліцензій.

Для забезпечення технологічної та екологічної безпеки будівництва СПГ-терміналу **здійснити заходи з:**

- адаптації українських нормативно-правових документів у цій сфері до базових технічних стандартів та норм ЄС, насамперед – до EN 1473 і EN 1620;
- застосування на окремих об'єктах СПГ-інфраструктури стандартів і норм спеціалізованих компаній, які здобули міжнародне визнання (наприклад *Shell, ExxonMobil*);
- оцінки можливостей запровадження інших міжнародних технічних норм і стандартів, які доцільно застосовувати у проектуванні, будівництві та експлуатації СПГ-інфраструктури.

З метою оптимізації економічних показників проекту та створення нових робочих місць в Україні **розглянути можливість:**

- будівництва метановозів у кооперації з однією із провідних компаній світу в цій галузі;

- нарощування пропускної спроможності ДП МТП “Южний” за рахунок проведення днопоглиблювальних робіт для збільшення глибини порту з 15,5 до 19 м, що дозволить приймати танкери тоннажністю до 150 тис. т. та істотно підвищить економічну ефективність транспортування СПГ метановозами.

Сприяти інвесторам в:

- отриманні земельних ділянок для будівництва об’єктів СПГ-терміналу;
- отриманні необхідних ліцензій і дозволів з проведення будівельно-монтажних робіт та здійснення поставок СПГ;
- отриманні податкових пільг, включно зі звільненням від сплати імпорتنих мит і ПДВ під час ввезення обладнання;
- правовому забезпеченні їх роботи шляхом удосконалення системи нормативно-правових актів.

2. Нетрадиційний газ

Верховній Раді України:

– внести зміни до законів “Про угоди про розподіл продукції”, “Про нафту і газ”, “Про надра”.

Для створення сприятливих умов для залучення інвестицій в пошук і розробку родовищ нетрадиційного газу та поступового розвитку цього напрямку енергозабезпечення і зниження залежності від імпорту енергоресурсів у законодавстві у сфері надрокористування передбачити:

- узгодження Закону України “Про угоди про розподіл продукції” зі світовими аналогами законодавчого забезпечення шляхом внесення до нього “стабілізаційного положення”, що гарантувало б незмінне застосування державою норм законодавства упродовж терміну дії угоди між інвестором та державою (крім законодавства, що зменшує розмір податків і зборів, чи скасовує їх або спрощує регулятивні процедури);
- удосконалення регулювання механізму спільної діяльності в нафтогазовому секторі шляхом внесення змін до Закону України “Про нафту і газ”, що дозволить збалансувати інтереси інвесторів та держави, а також усунути суперечності в законодавстві;
- врегулювання порядку видачі, використання, продовження, зупинення, анулювання спеціальних дозволів на геологічне вивчення і промислову розробку родовищ вуглеводнів (у т.ч. нетрадиційного газу), зробивши основним нормативно-правовим актом у цьому питанні Закон України “Про надра”;
- збільшення у Законі України “Про надра” площ ділянок, що надаються в користування, з 500 км² до 4 000 км² та терміну дії спеціальних дозволів на промислову розробку родовищ з 20 до 35 років. Крім того, доцільно розширити перелік випадків, за яких дозволяється

переоформлення спеціальних дозволів шляхом надання надрокористувачу права передачі афільованій особі основних засобів для продовження користування надрами.

Кабінету Міністрів України:

- привести нормативно-правові акти у відповідність до внесених змін до законів України “Про надра”, “Про нафту і газ”, “Про угоди про розподіл продукції” (після набуття ними чинності) та вдосконалити інші базові документи у сфері надрокористування, підвищити ефективність їх застосування;
- прискорити проведення на конкурентній та відкритій основі аукціонів з видачі спеціальних дозволів на геологічне вивчення нафтогазових надр і промислову розробку родовищ;
- допускати до проведення аукціонів на прозорій основі (з усуненням можливостей корупційних схем) лише провідні міжнародні компанії, які мають значний досвід реалізації проектів з пошуку та видобутку нетрадиційного газу або спільні підприємства, утворені між ними та державними нафтогазовидобувними компаніями;
- підвищити рівень безпеки робіт у вугільних шахтах шляхом створення інвестиційних умов для реалізації проектів з видобутку метану вугільних родовищ;
- забезпечити впровадження заходів з покращення екологічного стану у вуглевидобувних регіонах завдяки переведенню місцевих котелень з вугілля на газ і скороченню викидів газу в атмосферу засобами шахтної вентиляції та дегазації;
- активізувати роботу з лібералізації газового сектору України згідно з положеннями Закону України “Про засади функціонування ринку природного газу”, для чого, насамперед, необхідно:
 - скасувати систему перехресного субсидіювання, передбачивши надання адресної допомоги малозабезпеченим верствам населення в монетарній формі;
 - провести реформування НАК “Нафтогаз України” у встановлені законодавством терміни;
 - скасувати зобов’язання для газових підприємств з постачання газу певним категоріям споживачів;
 - відмовитися від практики встановлення граничних цін;
- під час внесення змін до “Енергетичної стратегії України на період до 2030р.” передбачити розвиток проектів з освоєння родовищ нетрадиційного газу як один із пріоритетів енергетичної політики, у прогнозі газового балансу визначити видобуток нетрадиційного газу у 2030р. в обсязі 10 млрд. м³, або 20% загального споживання природного газу у країні. ■

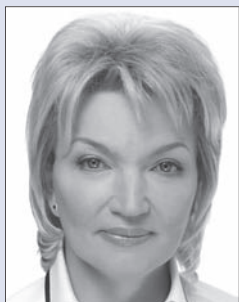
ДИВЕРСИФІКАЦІЯ ГАЗОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ УКРАЇНИ: ПОЗИЦІЇ ФАХІВЦІВ

Як відомо, Україна, маючи певні власні запаси природного газу, є водночас крупним його імпортером, а єдиним постачальником цього палива є Росія. Така залежність дедалі більшою мірою переходить до площини цінового диктату та політичного тиску з російської сторони, що призводить до необгрунтовано завищених цін на газ для промисловості України та ускладнює її євроінтеграційні процеси.

Така ситуація спонукає керівництво держави шукати альтернативні шляхи газозабезпечення країни та актуалізує дискусію з наступних питань: власний видобуток природного газу, будівництво СПГ-терміналу розвідка та видобуток нетрадиційного газу тощо.

Починаючи дослідження стосовно можливостей України з диверсифікації газозабезпечення, Центр Разумкова звернувся до фахівців (як державних, так і не державних установ) з метою з'ясування їх бачення перспектив країни позбавитися залежності від єдиного постачальника природного газу шляхом реалізації проектів з будівництва СПГ-терміналу, а також розвідки та видобутку нетрадиційного газу.

Відповіді фахівців наведені в алфавітному порядку.



Райса БОГАТИРЬОВА,
секретар Ради національної
безпеки і оборони України

– Якій організаційно-правовій моделі та якому фінансуванню (державному, приватному з українських джерел, іноземним інвестиціям) доцільно надати перевагу для успішної реалізації проекту будівництва в Україні СПГ-терміналу? Чи слід залучати до виконання проекту іноземних інвесторів, які мають права власності в міжнародних СПГ-проектах? Як найоптимальніше вирішити питання стосовно метановозів – шукати інвестиції для їх будівництва в Україні, чи надати перевагу фрахтуванню?

Під час реалізації проектів створення критично значущої для енергетичної безпеки об'єктів постачання енергоносіїв необхідно керуватися принципом збереження контролю в руках держави. Форми реалізації проекту можуть бути різними – як 100% фінансовані державою, так і з залученням кредитних ресурсів і приватних інвестицій.

Загалом під час реалізації таких проектів варто враховувати міжнародний досвід. Те, що для нас вперше, для ряду країн, що мають вихід до моря – звична практика ще з часу, коли в 1959р. відбулася перша трансатлантична поставка СПГ зі США до Великої Британії¹. В Японії, яка весь потрібний їй обсяг газу імпортує, експлуатуються кілька десятків СПГ-терміналів.

У нашому випадку доцільно скористатися досвідом Європи. Франція та Італія – піонери у Європі у сфері СПГ. Іспанія, зіштовхнувшись ще у XX ст. з диктатом північно-африканського монополіста-постачальника, поступово збудувала шість терміналів на середземноморському та атлантичному узбережжях і стала найбільшим імпортером СПГ у Європі. Звичайно, Україна – не Японія, і не Іспанія. Але **вихід до Чорного моря розширює горизонт наших можливостей диверсифікації постачання енергоресурсів**. Україна вже скористалася цим щодо нафти, збудувавши термінал “Південний” та нафтопровід Одеса-Броди. Тепер черга за СПГ-терміналом.

Більш близький нам приклад – Польща, яка зорієнтувалася на інженерний та організаційний досвід італійських компаній. Там успішно реалізовується проект СПГ-терміналу у Свиноусті на Балтійському узбережжі. З метою його реалізації було створено спеціалізоване підприємство *Polskie LNG*, яке на 100% належить національному газопровідному оператору Польщі компанії *GAZ System* (аналог “Укртрансгазу”), який, своєю чергою, є на 100% державним підприємством, відповідальним за безпеку постачань газу до країни. На початковому етапі проект передбачалося профінансувати з державного бюджету. Потім з'явилася ідея залучити зовнішні кредити та здійснити внутрішні запозичення у першій десятці провідних банків Польщі. Паралельно відпрацьовувався варіант залучення коштів з програм ЄС. Скординованими зусиллями урядовців і менеджменту компанії були залучені на безповоротній основі кошти від ЄС на суму €211,1 млн. зі спеціальної операційної програми для інфраструктури та навколишнього середовища (*Infrastructure and Environment Operational Programme*). У 2010р. було отримано грант на суму €55 млн. з іншої програми ЄС (*European Energy Programme for Recovery*). За інформацією *Polskie LNG*, загалом

¹ History of LNG. – Sempra LNG, <http://www.sempralng.com/pages/About/History.htm>

45% поточної кошторисної вартості проекту €950 млн. буде забезпечено за рахунок різноманітних грантів².

Оскільки Україна не член ЄС, тому залучити кошти Єврокомісії нам не вдасться. А відтак, для забезпечення державних інтересів було б доцільним державне фінансування. Проте, зрозуміло, що Україна має вкрай обмежені інвестиційні можливості. Тому, напевно, слід віддати перевагу змішаній моделі – державне фінансування із залученням кредитних ресурсів ЄБРР та ЄІБ, які є традиційними партнерами України в реалізації енергетичних проектів, та приватних інвестицій із збереженням за державою контрольного пакета. Залучення іноземних інвесторів, що мають частку в СПГ-проектах, було б логічним рішенням. Остаточний вибір моделі може бути зроблений після виконання ТЕО проекту з конкретною прив'язкою до місця розташування та визначення кола крупних промислових споживачів СПГ в Україні.

Стосовно метановозів на сьогодні однозначну відповідь дати неможливо, оскільки немає економічних обрахунків і технічних оцінок. Потрібно оцінити серію цих танкерів. Зрозуміло, що це не буде велика серія, виходячи із заявлених обсягів імпорту СПГ. Чи буде економічно виправданими підготовка та мало-серійне будівництво? Для Японії відповідь є очевидною, виходячи як з її острівного розташування, так і обсягів імпорту СПГ. Тому ця країна, а також Південна Корея є одними із світових лідерів будівництва газозовозів. Будівництво танкерів для перевезення СПГ не така проста річ, як може здаватися на перший погляд.

Значною мірою, вирішення цього питання буде залежати від покупця СПГ. Якщо це робитиметься на постійній основі, наприклад, приватним підприємством газохімічного профілю, то, можливо, йому було б економічно виправданим замовити кілька власних метановозів. Наприклад, компанія *Gaz de France*, яка є піонером технологій скраплення та транспортування СПГ у Європі з кінця 1950-х років, має кілька власних танкерів, що були побудовані на французьких корабельнях, а значну частину свого танкерного флоту фрахтує. Якому варіанту – побудові власного танкерного флоту чи фрахту існуючих метановозів, якому виробникові (у випадку прийняття рішення про будівництво власних танкерів) надасть перевагу українська компанія-імпортер СПГ – *STX* у Південній Кореї, *Kvaerner* у Норвегії чи *ЧСЗ* в Україні, це його власне рішення.

Звичайно, державі хотілось б, щоб українська суднобудівна галузь відкрила для себе нові обрії. Проте, треба бути реалістами – будувати авіаносці чи нафтові танкери (що було в далекому радянському минулому) ще не означає автоматичну здатність побудувати сучасний танкер-метановоз.

– Чи на часі питання розвідки та видобутку нетрадиційного газу для України? Якщо так, то на якій правовій базі доцільніше залучати інвестиції у відповідні проекти (на базі Закону “Про угоди про розподіл продукції” чи Закону “Про державно-приватне партнерство”)? Чи сприятиме залучення російського капіталу до виконання проектів, пов’язаних з нетрадиційним газом?

Питання виконання пошуково-розвідувальних робіт з видобутку нетрадиційного газу дійсно на часі. Але потрібно розуміти, що результат не буде миттєвим. Стосовно сланцевого газу він може бути

на обрії 2020р. за умови підтвердження комерційно привабливих обсягів. Водночас, сьогодні в нас ще немає достовірної інформації, на основі якої можна було б зробити однозначний висновок про майбутню “сланцеву революцію” в Україні. До речі, цього ще не можна сказати і про сланцевий газ у Польщі, де пошуково-розвідувальні роботи із залученням провідних іноземних компаній розпочалися ще в минулому десятилітті.

Розробка покладів сланцевого газу та метану вугільних товщ неможлива без залучення не лише іноземних інвестицій, але й технологій та досвіду. Тому не випадково взимку цього року в рамках Комісії стратегічного партнерства Україна-США було досягнуто домовленостей з американською стороною³. Також був підписаний і “Меморандум про взаєморозуміння між Урядом США та Урядом України стосовно ресурсів газу з нетрадиційних джерел”, яким передбачена оцінка ресурсів сланцевого газу, технічні дослідження для “визначення видобувного потенціалу, економічних показників та інвестиційного потенціалу ресурсів сланцевого газу в Україні”.

Але, важливо, щоб за “сланцевою лихоманкою” не забули про запаси традиційного природного газу на суходолі та Азово-Чорноморському шельфі. Але і традиційний газ, і нетрадиційний потребують реформування внутрішнього ринку. Ніхто з іноземних інвесторів не прагнути в Україну, доки газ внутрішнього видобутку буде дискримінований у ціні з імпортованим.

Закон “Про угоди про розподіл продукції” оцінюється загалом позитивно іноземними експертами. Робота на базі угод про розподіл продукції є загальноприйнятою світовою практикою. Яскравий приклад – Азербайджан, який в 1994р. підписавши УРП з міжнародним консорціумом нафтових компаній, зміг ефективно освоювати вуглеводневі поклади Каспійського шельфу. Тому було б доречно, щоб іноземні інвестиції і розробка відповідних проектів здійснювалася на базі стандартної міжнародної практики УРП, віддзеркаленням якої є наш закон.

Що стосується залучення іноземного, в т.ч. російського, капіталу у стратегічно важливі проекти, то завжди слід ретельно вивчати мотиви інвестора, наявність можливого конфлікту інтересів та ризики, які з цим пов’язані. Чи завжди іноземний інвестор керується бажанням отримати лише прибуток, чи можуть бути й інші, не афішовані наміри? Наприклад, Росія жорстко регламентує участь іноземного капіталу в проектах видобутку вуглеводнів, які вона відносить до категорії стратегічних. Тому Україна має брати до уваги всі нюанси.

– Виконання проектів в енергетичній галузі, як правило, є досить витратними та потребують залучення іноземних інвестицій. Чи можна сподіватися на надходження інвестицій за нинішнього інвестиційного клімату в Україні, та що слід зробити для його покращення?

У стратегічному плані Україна зробила низку важливих кроків, що мають у перспективі посприяти залученню іноземних інвестицій. У липні 2010р. було прийнято Закон “Про засади функціонування ринку газу в Україні”, який відповідає II Газовій Директиві ЄС. З 1 лютого 2011р. наша країна – член Договору

² Poland: European commission supports poland's Swinoujscie LNG Terminal. – LNG World News, October 11th, 2011, <http://www.lngworldnews.com/european-commission-supports-poland-s-lng-terminal>

³ Спільна заява за результатами третього засідання українсько-американської Комісії стратегічного партнерства від 15 лютого 2011р. містить чіткі наголоси сторін: “енергетична безпека залишається одним із ключових елементів нашого стратегічного діалогу”; “висловилися на підтримку розвитку енергетичних ресурсів України, в т.ч. газу з нетрадиційних джерел”; “привітали домовленість про проведення Геологічною службою США оцінки нетрадиційних джерел газу, що дасть Уряду України та інвесторам публічну інформацію стосовно потенційних ресурсів в Україні”. Див.: Прес-реліз. Спільна заява за результатами третього засідання українсько-американської Комісії стратегічного партнерства (м. Вашингтон, 15 лютого 2011 року). – Офіційний сайт Міністерства закордонних справ України, <http://www.mfa.gov.ua/korea/kr/publication/content/53545.htm>

Енергетичного Співтовариства. Це означає, що ми поступово впроваджуємо європейські правила гри на своїх енергетичних ринках. З серпня 2011р. Уряд затвердив план заходів щодо виконання зобов'язань у рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства⁴. Уряд також працює над впровадженням міжнародної Ініціативи прозорості у видобувних галузях, що є важливим з огляду на перспективні проекти видобутку вуглеводнів, а також і інших корисних копалин в Україні.

Нинішній інвестиційний клімат навряд чи можна назвати сприятливим. Однак **реалізація реформ, ініційованих у 2010р. Президентом України, має змінити становище на краще. Що робити – відомо, потрібно просто виконувати прийняті рішення.** ■



Михайло ГОНЧАР,
директор енергетичних програм
Центру сприяння вивченню
геополітичних проблем й
євроатлантичного співробітництва
Чорноморського регіону "НОМОС"

– Якій організаційно-правовій моделі та якому фінансуванню (державному, приватному з українських джерел, іноземним інвестиціям) доцільно надати перевагу для успішної реалізації проекту будівництва в Україні СПГ-терміналу? Чи слід залучати до виконання проекту іноземних інвесторів, які мають права власності в міжнародних СПГ-проектах? Як найоптимальніше вирішити питання стосовно метановозів – шукати інвестиції для їх будівництва в Україні, чи надати перевагу фрахтуванню?

Теоретично найкращим для України був би варіант державних інвестицій. Однак, держава не має інвестиційних ресурсів. Водночас варіант 100% приватних інвестицій може не відповідати інтересам України, оскільки інвестор керуватиметься винятково власними інтересами. Тому, **логічно було б надати перевагу державно-приватному партнерству**, де уряд може й не мати контрольного пакета, але з боку приватних інвесторів виступав би консорціум зацікавлених сторін, у т.ч. й власник ресурсу СПГ.

Що стосується танкерів-метановозів, то будувати їх в Україні навряд чи доцільно, тим більше, що відповідного досвіду, технологічної бази та коштів немає. Потенціал українського крупнотоннажного суднобудування практично втрачений в пострадянський період. Враховуючи, що на світовому ринку послуг не бракує пропозицій щодо доставки СПГ, **доцільно використовувати фрахт зарубіжних метановозів**. У підсумку це обійдеться і дешевше, та й буде швидше.

– Чи на часі питання розвідки та видобутку нетрадиційного газу для України? Якщо так, то на якій правовій базі доцільніше залучати інвестиції у відповідні проекти (на базі Закону "Про угоди про розподіл продукції" чи Закону "Про державно-приватне партнерство"?) Чи сприятиме залучення російського капіталу до виконання проектів, пов'язаних з нетрадиційним газом?

Питання на часі. І це показує приклад сусідньої Польщі. Що стосується залучення іноземних інвестицій (а без них, зарубіжних технологій та досвіду

не обійтись), то краще це робити на базисі, зрозумілому та загальноприйнятому в міжнародній практиці. А це, як правило, угоди про розподіл продукції. Однак, **головна проблема криється не в тому, на якій базі залучати іноземного партнера, а в тому, що у країні не функціонує правова система.**

Залучення російського капіталу навряд чи слід розглядати як сприятливий чинник.

– Виконання проектів в енергетичній галузі, як правило, є досить витратними та потребують залучення іноземних інвестицій. Чи можна сподіватися на надходження інвестицій за нинішнього інвестиційного клімату в Україні, та що слід зробити для його покращення?

Навряд чи в умовах непрозорості, тотальної корупції, свавілля податкових, митних і правоохоронних органів, безпрецедентного рейдерства, "втечі" з України західних банків, проблем у відносинах Уряду з МФІ, нереформованості газового та й у цілому енергетичних ринків, серйозні міжнародні гравці відважаться на крупні інвестиції. А що потрібно робити – то це добре відомо, і вже не один рік. Якщо говорити коротко, то **потрібно виконувати зобов'язання відповідно до Договору про Енергетичне співтовариство, а також впровадити Ініціативу прозорості видобувних галузей**. Останнє набуває додаткової актуальності в контексті того, що йдеться про видобувні проекти. Відповідну заяву щодо приєднання до ППВГ Україна зробила ще 30 вересня 2009р., але "віз і нині там". ■



Любомир ГОНЧАРУК,
перший заступник голови
Державної служби
геології та надр України

– Чи на часі питання розвідки та видобутку нетрадиційного газу для України?

В умовах дефіциту в державі енергоносіїв, збільшення їх видобутку, як із традиційних джерел, так і нетрадиційних, є актуальним.

До нетрадиційних джерел газу в Україні слід віднести газ-метан вугільних пластів і сланцевий газ.

Газ-метан, як супутня корисна копалина, міститься у вугільних пластах карбонового віку в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах. Загальна кількість запасів метану категорій C₁+C₂, затверджених Державною комісією України по запасах корисних копалин, складає 327,56 млрд. м³. Загальні ресурси шахтного метану оцінюються фахівцями від 12 до 25 трлн. м³.

За рік видобувається та використовується близько 115 млн. м³. Тобто потенціал для нарощування видобутку газу-метану з вугільних пластів є.

Також Україна має значні ресурси сланців, а відповідно – і сланцевого газу. Перспективними в цьому контексті є:

1. Львівсько-Волинський (Люблінський) вугільний басейн;

⁴ Розпорядження КМУ "Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства" №733 від 3 серпня 2003р.

2. Менілітові сланці Карпат;
3. Сланці Бовтишської западини Українського щита;
4. Північно-східний схил Українського щита (Ротмистрівський прояв);
5. Кайнозойські відклади Дніпровсько-Донецької западини (Новодмитрівський та Пісочинський прояви);
6. Тріас-юрські сланці Криму.

Експерти оцінюють ресурсний потенціал України в частині сланцевого газу у 32 трлн. м³. Його видобуток може розпочатися через 10-15 років напруженої праці, за умови сталого фінансування цього напрямку геологорозвідувальних робіт та запровадження новітніх технологій його видобутку.

– На якій правовій базі доцільніше залучати інвестиції у проекти розвідки та видобутку нетрадиційного газу в Україні?

Проекти з пошуку та видобутку нетрадиційних газів є високоризикованими та високозатратними проектами, реалізація яких потребує залучення значних фінансів і новітніх технологій. Окупність таких проектів є досить тривалою і становить 10-15 років. Саме під реалізацію таких проектів й було розроблено і прийнято Закон України “Про Угоди про розподіл продукції”.



Віталій ДЕМ'ЯНЮК,
заступник голови Державного
агентства з інвестицій та
управління національними
проектами України

– Який організаційно-правовий моделі та якому фінансуванню (державному, приватному з українських джерел, іноземним інвестиціям) доцільно надати перевагу для успішної реалізації проекту будівництва в Україні СПГ-терміналу? Чи слід залучати до виконання проекту іноземних інвесторів, які мають права власності в міжнародних СПГ-проектах? Як найоптимальніше вирішити питання стосовно метановозів – шукати інвестиції для їх будівництва в Україні, чи надати перевагу фрахтуванню?

З точки зору організаційно-правової моделі організації роботи підприємства в Україні, **проект, швидше за все, буде реалізовано у формі публічного акціонерного товариства.**

У сучасній практиці консорціуми інвесторів досить часто врегульовують свої відносини за англійським правом і шляхом утворення компанії в юрисдикції за межами, наприклад, України. Держава, своєю чергою, стає учасником публічного акціонерного товариства, започаткованого на території і згідно із законодавством України.

Чи доцільно надавати перевагу іноземним компаніям? Безумовно, **доцільно надавати перевагу всім, ми прагнули б бачити широке коло інвесторів, у т.ч. іноземних.**

Участь держави в цьому проекті передбачається на рівні 25%, решту коштів планується залучити з

приватних джерел. Насамперед, ми зацікавлені в залученні до консорціуму тих компаній, які є потенційними постачальниками газу та можуть забезпечити СПГ-термінал ресурсом. Також бажано, щоб до консорціуму увійшли стратегічні інвестори. Ми зацікавлені в участі тих інвесторів, які є професіоналами в управлінні та експлуатації такого роду об'єктів. Тому **“ідеальна модель” консорціуму мала б охоплювати і “стратега”, і власника ресурсу – мірою, визначеною Європейською енергетичною хартією, а також компанії, спроможні експлуатувати такого роду об'єкт.**

Стосовно метановозів. На цей час графік будівництва метановозів у світі є досить напруженим, черга замовлень повністю розписана, оскільки такі замовлення плануються на 2-3 роки наперед. Водночас, існує парк метановозів, які можна орендувати. Тому **ми розраховуємо, що для транспортування початкових обсягів газу після запуску першої черги ми будемо використовувати фрахт.** Надалі, залежно від спроможності економіки, ми сподіваємося, що консорціум інвесторів, що братиме участь у будівництві терміналу, може вирішити й питання будівництва власного флоту.

Також цілком імовірно, що учасниками згаданого консорціуму будуть компанії, які вже є світовими трейдерами СПГ і мають власні флоти, тобто мають потужності з транспортування скрапленого газу.

– Чи на часі питання розвідки та видобутку нетрадиційного газу для України? Якщо так, то на якій правовій базі доцільніше залучати інвестиції у відповідні проекти (на базі Закону “Про угоди про розподіл продукції” чи Закону “Про державно-приватне партнерство”)? Чи сприятиме залучення російського капіталу до виконання проектів, пов'язаних з нетрадиційним газом?

Безумовно, **питання видобутку нетрадиційного газу сьогодні є не дискусійним, а радше питанням, що гостро потребує реалізації.** І ми можемо не лише говорити про необхідність видобування нетрадиційного газу, а й якомога швидше переводити його у практичну площину. Про реальність видобутку нетрадиційного газу в Україні свідчать і нещодавно підписані з компанією Shell угоди про видобуток сланцевого газу.

Традиційно, такого роду проекти у світі реалізуються на базі законів, аналогічних Закону України “Про угоди про розподіл продукції”. Окремі елементи співпраці інвесторів, якщо вони стосуються розбудови інфраструктури, необхідної для здійснення розвідки та видобутку корисних копалин, можуть бути розкриті підсилені Законом “Про державно-приватне партнерство”.

Стосовно залучення російського капіталу. **Залучення будь-якого капіталу, спрямоване на розвиток галузі, буде сприятливим і бажаним, незалежно від походження цього капіталу.**

Єдине застереження, якого пильно має дотримуватися держава, щоб капітал, який заходить на певні об'єкти, не “зв'язував” їх і не гальмував їх подальший розвиток. Тобто, щоб інвестор або партнер, який взяв на себе зобов'язання з реалізації проекту, діяв чітко в межах плану його реалізації, а держава мала змогу відстежити, аби проект не гальмувався з тих чи інших причин, у т.ч. через відсутність коштів у інвестора. Важливою також є спроможність держави вчасно та активно реагувати на будь-яке зволікання реалізації проекту.

– Виконання проектів в енергетичній галузі, як правило, є досить витратними та потребують залучення іноземних інвестицій. Чи можна сподіватися на надходження інвестицій за нинішнього інвестиційного клімату в Україні, та що слід зробити для його покращення?

Навіть за нинішнього інвестиційного клімату, безумовно, можна розраховувати на надходження інвестицій в енергетичну галузь. Більше того, ми очікуємо їх і, як свідчить приклад з компанією *Shell*, – **інвестиції вже найближчим часом будуть надходити до України**. Але питання покращення інвестиційного клімату завжди стоятиме на порядку денному, яким би реально не був стан справ, оскільки це робота, яка державою має проводитися постійно.

Інвестиційний клімат і впевненість інвестора, як показує нинішній стан фондових, фінансових ринків, будуються на довірі. Довіра – на послідовності. Послідовність – на досягненні практичних результатів. **Реалізація конкретних проектів, на яких здійснюється апробація модернізованого інвестиційного законодавства та можливостей його правильної імплементації формують впевненість інвестора.**

Саме тому ми хотіли б покращувати інвестиційний клімат в Україні вже зараз, втілюючи зміни в кількох напрямках. Це зміна інвестиційного середовища, законодавчої бази, порядку імплементації законодавчої бази – оскільки навіть хороші закони мають почати працювати: на рівні всіх чиновників від найнижчої до середньої і вищої ланок. ■



Юрій КОРОЛЬЧУК,
член наглядової
Ради Інституту
енергетичних досліджень

– Якій організаційно-правовій моделі та якому фінансуванню (державному, приватному з українських джерел, іноземним інвестиціям) доцільно надати перевагу для успішної реалізації проекту будівництва в Україні СПГ-терміналу? Чи слід залучати до виконання проекту іноземних інвесторів, які мають права власності в міжнародних СПГ-проектах? Як найоптимальніше вирішити питання стосовно метановозів – шукати інвестиції для їх будівництва в Україні, чи надати перевагу фрахтуванню?

Диверсифікація поставок газу – це питання державного значення. Відповідно, **найбільш прийнятним і оптимальним варіантом побудови СПГ-терміналу була би 100% участь держави в побудові та наступному контролі терміналу**. Перші розробки проектів побудови терміналу в кінці 1990-х – на початку 2000-х років засвідчували саме бажання України за власні кошти осилити подібний проект. Але дешевий газ, який Україна протягом того часу отримувала з Росії, Туркменістану, за допомогою посередницьких схем так і не дозволили перекопати керівництво держави в необхідності підтримки проекту СПГ-терміналу.

Сьогодні економічна ситуація України є не в найкращому стані. Символічно, що однією з головних причин є висока ціна на природний газ для України,

передбачена контрактами з ВАТ “Газпром”. Можна сказати, що до такого стану призвела, крім іншого, і десятирічна бездіяльність у напрямі диверсифікації енергопоставок. І найбільш вірогідним шляхом була саме побудова терміналу. За умови побудови терміналу та початку його використання до 2009р. – до підписання контрактів із ВАТ “Газпром” – Україна витрачала менше коштів на оплату газу, а також могла б отримати кращі договірні умови з ВАТ “Газпром”. Адже за допомогою терміналу можна було забезпечувати 20-30% імпортного надходження газу.

Тому нинішня ситуація не на боці держави. Опинившись в умовах, коли слід терміново організовувати альтернативні поставки газу, а навколо нас бурлить економічна криза, то **найбільш реалістичною формою побудови терміналу бачиться форма “консорціуму”**. У такій організаційній формі Україна повинна була б зберегти 50% акцій підприємства, а решта 50% слід було розподілити між компаніями-інвесторами.

У випадку, якщо Україна уступить більше, ніж 50% контролю над терміналом приватним структурам, то з’явиться ризик повторення ситуації із залежністю від “Газпрому”. Компанія, яка буде фактичним власником терміналу, зможе диктувати свої умови при поставках газу. З іншого боку, така критична ситуація може скластися за умови залучення капіталу українських фінансово-промислових груп – навіть у формі закордонних псевдо-інвестицій (*Ostchem* Д.Фірташа, СКМ Р.Ахметова, “Приват” І.Коломойського). Але за участі дійсних іноземних інвесторів у побудові терміналу, Україна може отримати шанс на завершення цього проекту. Крім того, в такому випадку термінал буде виконувати роль диверсифікації поставок газу для потреб України. **Одним із найкращих варіантів співпраці була б участь у консорціумі компаній, які мають безпосереднє відношення до власників газу.**

За сучасних реалій до обов’язків інвестора слід включити побудову флоту танкерів (2-4) для обслуговування терміналу. В іншому випадку (зараз Україна рухається саме в такому напрямі) – для потреб терміналу доведеться фрахтувати танкери, що в кінцевому варіанті виявиться дорожче для проекту.

Зрештою, головною перешкодою для побудови терміналу є відсутність домовленостей (попередніх договорів) із країнами (компаніями) – постачальниками скрапленого газу. Розробка ТЕО ще не гарантує побудову терміналу, як і залучення інвесторів для проекту.

– Чи на часі питання розвідки та видобутку нетрадиційного газу для України? Якщо так, то на якій правовій базі доцільніше залучати інвестиції у відповідні проекти (на базі Закону “Про угоди про розподіл продукції” чи Закону “Про державно-приватне партнерство”)? Чи сприятиме залучення російського капіталу до виконання проектів, пов’язаних з нетрадиційним газом?

Зважаючи на те, що донині відсутні роботи із проведення оцінки запасів нетрадиційного газу (насамперед сланцевого, а також метану вугільних родовищ) в Україні, то питання реального видобутку цих видів газу можна віднести до відкладеного майбутнього. І мова йде про десятиріччя.

Безумовно, що перші кроки із залучення міжнародних компаній для участі у видобутку сланцевого газу і метану вугільних родовищ – це позитивний крок. Але суттєвим мінусом є те, що ці компанії проводять лише точкові (в рамках виділених ділянок) дослідження. Наприклад, ні *ExxonMobil*, ні *Shell*

не готові брати відповідальність за оцінку покладів сланцевого газу чи метану вугільних родовищ на території всієї України.

Або, як у випадку із ВАТ “Газпром”, мова йде лише про загальне проголошення намірів досліджувати разом із НАК “Нафтогаз України” питання видобутку метану вугільних родовищ на українських вугільних шахтах.

При цьому слід визнати, що **навіть поверхова оцінка свідчить про значний потенціал нетрадиційного газу в Україні**. Питання лише за фінансовою підтримкою та інвестиціями.

Мені бачиться, що в нинішніх економічних умовах угоди про розподіл продукції будуть найкраще захищати інтереси України і приносити гарантований прибуток у вигляді отримання частки продукції. Закон про державно-приватне партнерство суттєво розширює варіанти співпраці – як то концесія чи спільна діяльність. І виявляється, що в ньому більше шпарин для захисту саме приватного інтересу.

– Виконання проектів в енергетичній галузі, як правило, є досить витратними та потребують залучення іноземних інвестицій. Чи можна сподіватися на надходження інвестицій за нинішнього інвестиційного клімату в Україні, та що слід зробити для його покращення?

Дійсно, Україна нині в такій ситуації, що без зовнішніх фінансових впливів не зможе розвивати енергетичну галузь. У випадку покращення політично-економічного стану зі зменшенням корупції можна було б розраховувати лише на стабілізацію цієї сфери. А от для руху вперед потрібно залучати міжнародні корпорації.

Зараз інвестиційний клімат в Україні, а також вплив економічної кризи не сприяє залученню інвестицій. Та й політична нестабільна ситуація “малює” загальну негативну картину. Навіть демонстративні укладення меморандумів з американськими (ExxonMobil, Halliburton) та європейськими (Total, ENI, RWE, Shell) компаніями не додають оптимізму в цьому питанні. Радше ми маємо справу з намаганнями міжнародних компаній лише візуально закріпити свою присутність в Україні, але говорити про прихід вслід за ними і “фінансів” – ще зарано.

Для покращення інвестиційного клімату в енергетичній галузі слід зробити цю сферу більш прозорою і відкритою. Можливо цьому сприятиме розділ НАК “Нафтогаз України” на незалежні компанії. Водночас, без подолання корупції та створення незалежної судової гілки влади, що дасть інвесторам можливість потенційно відстоювати свої порушені права в суді, – енергетиці України інвестицій не бачити. ■



Володимир МАКУХА,
заступник Міністра
енергетики та вугільної
промисловості України

– Якій організаційно-правовій моделі та якому фінансуванню (державному, приватному з українських джерел, іноземним інвестиціям) доцільно надати перевагу для успішної реалізації проекту будівництва в Україні СПГ-терміналу? Чи слід залучати до виконання проекту іноземних інвесторів, які мають права власності в міжнародних СПГ-проектах?

Щодо будівництва СПГ-терміналу. Постачання природного газу в Україну у скрапленому вигляді (СПГ) може забезпечити реальну диверсифікацію імпорту цього виду палива, транспортування якого не пов'язане з транзитом територіями третіх країн.

Президентом та Урядом України в рамках проведення економічних реформ прийнято рішення щодо реалізації національного проекту з постачання до України скрапленого природного газу та будівництва регазифікаційного терміналу. Кабінет Міністрів розпорядженням від 8 грудня 2010р. затвердив план першочергових заходів з підготовки та реалізації національного проекту⁵.

Загальні функції управління та реалізації проекту “LNG термінал” Урядом покладені на спеціально створене Державне агентство з інвестицій та управління національними проектами України (далі – Держагентство). Оперативне управління проектом і підготовку процедури проведення конкурсних торгів на закупівлю послуг з розробки ТЕО проекту здійснює Державне підприємство “Національний проект “LNG термінал”.

Держагентством створено Наглядову раду Національного проекту “LNG термінал – морський термінал з прийому скрапленого природного газу”, до якої ввійшли представники НАК “Нафтогаз України”.

Концепція проекту передбачає будівництво у два етапи на узбережжі Чорного моря наземного (або офшорного) терміналу для приймання скрапленого природного газу орієнтовною потужністю до 10 млрд. м³. Термінал планується збудувати з використанням державно-приватного партнерства.

28 січня 2011р. між Кабінетом Міністрів України та Урядом Азербайджану підписано Меморандум про співробітництво в організації постачання зрідженого природного газу на територію України (у рамках чорноморського проекту “AGRI”).

16 вересня 2011р. компанія Socoin (Іспанія) стала переможцем конкурсу на розробку ТЕО терміналу для приймання скрапленого природного газу. Розробка ТЕО має бути завершена до січня 2012р.

У зв'язку із зазначеним, **детальні питання щодо організаційно-правової моделі проекту, фінансування та залучення іноземних інвесторів на цьому етапі належать винятково до компетенції Держагентства.**

⁵ Розпорядження КМУ “Про затвердження плану першочергових заходів щодо підготовки і реалізації національного проекту “LNG термінал” – морський термінал з прийому скрапленого природного газу” №2360 від 8 грудня 2010р.

– Чи на часі питання розвідки та видобутку нетрадиційного газу для України? Якщо так, то на якій правовій базі доцільніше залучати інвестиції у відповідні проекти (на базі Закону “Про угоди про розподіл продукції” чи Закону “Про державно-приватне партнерство”)? Чи сприятиме залучення російського капіталу до виконання проектів, пов’язаних з нетрадиційним газом?

Цілеспрямованими теоретичними і практичними дослідженнями проблем і можливостей видобування природного газу із сланцевих порід в Україні системно практично не займалася жодна організація⁶.

І лише починаючи з IV кварталу 2010р. НАК “Нафтогаз України” (далі – Компанія) започаткувала першу в Україні науково-дослідну роботу з вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих порід України, створивши висококваліфікований творчий колектив із провідних українських геологів різних наукових інституцій та виробничих організацій. Враховуючи важливість проблеми, ця робота завершена в дуже стислий термін – у I кварталі 2011р.

Вивчивши та узагальнивши світовий досвід з проблем сланцевого газу та на основі геологічного, літолого-стратиграфічного, геофізичного аналізу з виконанням великого обсягу лабораторних досліджень ядерного матеріалу товщ і потенційних структур у західному, центральному і східному регіонах України, з урахуванням розробленого комплексу факторів локалізації і критеріїв прогнозу покладів вуглеводнів, пов’язаних із сланцевими товщами, вирішено різноманітні та різновікові об’єкти різного ступеня перспективності в частині виявлення покладів сланцевого газу.

До високоперспективних об’єктів віднесені:

- **чорносланцеві товщі девону та карбону Дніпровсько-Донецької западини** площею близько 100 тис. км², загальною товщиною чорносланцевих товщ понад 1 000 м. Товщі у прибортових частинах западини залягають на глибинах не більше 2 000–4 000 м і представлені чорними сланцями, аргілітами та алевролітами, збагаченими органічною речовиною до 1,5–2,3%.

У цих товщах виокремлено п’ять першочергових ділянок, на які Компанія підготувала пакети документів та подала заявки про надання їй спеціальних дозволів без проведення конкурсу та аукціону на користування надрами на сланцевий газ та надіслала їх до Державної служби геології та надр України;

- **товщі лудловського ярусу силуру Львівського палеозойського прогину**, що залягають у південно-західній частині Східно-Європейської платформи на глибині до 2 000–4 000 м, представлені аргілітами чорного кольору, масивними, шаруватими, гідролітичними, збагаченими органічною речовиною.



Тут теж вирішено 11 першочергових площ для подальших досліджень.

Стосовно цих площ Компанія теж підготувала пакети документів та заявки на надання їй спеціальних дозволів на користування надрами на сланцевий газ без проведення конкурсу та аукціону та надіслала їх до Державної служби геології та надр України.

У 2011р. Компанія продовжує виконувати наукові дослідження з оцінки прогнозних ресурсів визначених перспективних зон та об’єктів України, а також планує розробити Стратегію освоєння ресурсів сланцевого газу в Україні, оскільки ця проблема не вирішується.

Після отримання спеціальних дозволів Компанія планує залучення до співпраці на умовах спільної діяльності чи спільного підприємства іноземних компаній із сучасними технологіями для виконання пілотних проектів та освоєння ресурсів сланцевого газу. Сьогодні відбувається опрацювання відповідних угод з компаніями *ExxonMobil*, *Chevron*, *HALLIBURTON* (США) та ін.

– Виконання проектів в енергетичній галузі, як правило, є досить витратними та потребують залучення іноземних інвестицій. Чи можна сподіватися на надходження інвестицій за нинішнього інвестиційного клімату в Україні, та що слід зробити для його покращення?

З метою підвищення енергетичної безпеки України, нарощування власної ресурсної бази вуглеводнів шляхом освоєння глибоководних ділянок чорноморського шельфу, розробки покладів нетрадиційного газу, відновлення видобутку на виснажених родовищах та постачання скрапленого природного газу, НАК “Нафтогаз України” проводить активну роботу із залучення іноземних технологій та інвестицій провідних міжнародних нафтогазових компаній країн Європи, США, Азії і Близького Сходу, які володіють значними фінансовими ресурсами та сучасними технологіями для виконання пілотних проектів у нафтогазовій сфері. Зокрема, започатковане та активно розвивається співробітництво з компаніями: *ExxonMobil*, *Chevron* і *HALLIBURTON* (США), *Total* (Франція), *RWE AG* (Німеччина), *TPAO* (Туреччина), *ENI S.p.A* (Італія), *Statoil* (Норвегія), *Cadogan Petroleum pic.* та *CBM Oil pic* (Велика Британія), *Tochka* та *Sinopec* (Китай), *Лукойл* і *Газпром* (РФ), *ТНК-ВР* та інші.

З більшістю іноземних компаній вже укладено меморандуми про взаєморозуміння, угоди про конфіденційність та співробітництво, а також здійснюється активна реалізація положень цих документів. Сформовано координаційні комітети та технічні робочі групи сторін, проводяться їх регулярні засідання з метою ґрунтовного опрацювання наявних геологічних даних, вибору взаємовигідної форми співробітництва та здійснення підготовчих робіт до початку спільної роботи з розвідки та розробки покладів вуглеводнів.

Після завершення окреслених робіт та отримання позитивних результатів можливе залучення значних інвестиційних ресурсів від провідних міжнародних нафтогазових компаній світу, які на цей час проявляють надзвичайно серйозну зацікавленість до розробки покладів нафти та газу на континентальному шельфі Чорного моря, а також до розвідки і видобутку нетрадиційних вуглеводнів на території України. ■

⁶ Закон України “Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року”.

ПОЛЬЩА В ПОШУКУ НОВИХ ДЖЕРЕЛ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ



Ернест ВИЦІШКЄВІЧ,
координатор програми “Енергія, клімат, право”
Польського інституту міжнародних справ

Безпека нафтогазопостачання вже багато років перебуває в центрі уваги енергетичної політики Польщі з досить тривіальної причини – великої залежності від імпорту цих видів палива. Імпорт нафти покриває понад 90%, газу – майже 70% потреб країни. Цілком природно, що Росія є домінуючим постачальником з історичних (інфраструктурні зв'язки, успадковані від радянського блоку), географічних (відносна близькість великих покладів газу) та економічних (відносно низькі ціни, хоч у випадку газу цей фактор останніми роками вже не діє) причин. Першість Росії пояснюється також браком альтернативних джерел постачання для Польщі, що стосується й газового сектору.

Майже повна залежність від нафти не є такою критичною для безпеки, як залежність від газу, через меншу вразливість цього сектору. Нафтовий термінал у Гданську забезпечує зв'язок з іншими потенційними постачальниками в усьому світі для доповнення та навіть заміни російської нафти, що транспортується нафтопроводом “Дружба” (хоча, звичайно, з додатковими витратами).

Брак подібних альтернатив впливає на польський газовий сектор. Тут важливими є не лише економічні наслідки, хоч й вони мають значення, оскільки Польща платить за російський газ більше, ніж західноєвропейські покупці з їх диверсифікованими джерелами. Польським політикам і громадськості не дає спокою думка, що домінуючий постачальник може забажати використати своє становище не лише в економічних цілях (вимагаючи вищої ціни), але й для досягнення цілей політичних. Постійні газові кризи останніх років між Росією і Білоруссю і, що важливіше, Росією та Україною теж сприяли цим побоюванням. Польща разом з багатьма іншими членами ЄС стала заручником газових суперечок третіх сторін, що спонукало її до пошуку нових постачальників і нових джерел постачань.

Одне з головних завдань держави – забезпечення енергетичної безпеки

Як зазначено в “Політиці газової промисловості”, затвердженій польським Урядом у березні 2007р., “енергетична безпека в газовому секторі означає забезпечення безперешкодного постачання природного газу споживачам за прийнятною ціною (за можливості)”¹. Серед інших чинників, що впливають на енергетичну безпеку, можна відзначити: рівень диверсифікації джерел постачання природного газу до Польщі, довгостроковий резерв сховищ, технічний стан систем розподілу та постачання газу, а також розвиток місцевого видобутку.

Крім того, Уряд намітив наступні заходи з досягнення зазначених вище загальних завдань: безпека контрактів у формі довгострокових угод для забезпечення внутрішнього попиту, будівництво та розвиток інфраструктури для забезпечення диверсифікації джерел і маршрутів постачання природного газу, разом із забезпеченням безперешкодних поставок кінцевим споживачам, розробка ефективного механізму врегулювання криз на рівні держави та ЄС і, нарешті, захист інтересів держави у стратегічних газових компаніях. Хоч останні події вказують на зростання важливості будівництва газових перемичок із сусідніми країнами, а також виконання законів ЄС (III пакет з

¹ Polityka dla przemysłu gazu ziemnego. – Minister Gospodarki, 20 marca 2007, Warszawa; <http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/F705CB79-27FB-43B0-86AC-388B0BFF4F5B/30401/politykagazowa.pdf>



лібералізації та регулювання постачання природного газу), знаходження нових джерел імпорту газу залишається пріоритетом. Без сумніву, **особливої уваги в цій сфері сьогодні заслуговують два питання: будівництво терміналу для регазифікації скрапленого природного газу (СПГ) у Свиноусті та перспективна розробка внутрішніх запасів, зокрема, нетрадиційного газу зі сланцевих порід** (також існують певні перспективи розробки газу ущільнених порід та вугільного метану)².

Термінал СПГ: від політичних декларацій до комерційних угод

У березні 2011р. сталася символічна подія – офіційний початок будівництва СПГ-терміналу Свиноусті, розташованому на північному заході Польщі, поряд з німецьким кордоном. Започатковано ключовий польський проект диверсифікації. Урочистості були чисто символічними, оскільки роботи почалися ще у 2010р., коли виділена під-проект земля була офіційно передана компанії *Polskie LNG* та обрано генерального підрядника. Але

насправді вся ця історія почалася майже на шість років раніше (врізка “СПГ-термінал у Свиноусті: історія проекту”).

Побудувати та експлуатувати СПГ-термінал у Свиноусті зобов’язана компанія *Polskie LNG*, яку у 2007р. створив польський газовий монополіст *PGNiG*. На виконання вже згаданого рішення Уряду від серпня 2008р., власником *Polskie LNG* став державний оператор систем газопостачання *GAZ-SYSTEM S.A.* 8 грудня 2008р. *GAZ-SYSTEM S.A.* придбав 100% акцій *Polskie LNG* і тепер контролює будівництво СПГ-терміналу, а *PGNiG* відповідає за постачання і транспортування СПГ до терміналу. Цей крок мав запобігти ризику того, що газовий монополіст (*PGNiG*) загальмує процес для захисту своєї майбутньої позиції на ринку. У грудні 2008р. була складена й подана Регіональному управлінню захисту довкілля у Щецині та муніципалітету у Свиноусті доповідь про оцінку впливу діяльності підприємства на довкілля.

Проект СПГ-терміналу реалізують чотири юридичні особи згідно з угодою про співпрацю від

СПГ-ТЕРМІНАЛ У СВИНОУСТІ: ІСТОРІЯ ПРОЕКТУ

Плани будівництва СПГ-терміналу на польському узбережжі сягають принаймні 2005р., коли праві партії перемогли на парламентських виборах, і новий Уряд зробив енергетичну безпеку, особливо безпеку постачання газу, одним зі своїх головних політичних та економічних пріоритетів.

Дві події надали додаткового імпульсу діям Польщі та спонукали її до більшої рішучості. По-перше, у вересні 2005р. було підписано російсько-німецьку угоду про прокладання газопроводу “Північний потік” дном Балтійського моря, що мав з’єднати дві країни, оминаючи транзитні держави, в т.ч. Україну, Білорусь і Польщу. Від самого початку польська сторона вважала цей проект переважно політичним, відірваним від економічних реалій і зрештою загрозливим для енергетичної безпеки Польщі та Балтійських держав.

По-друге, за кілька місяців, у січні 2006р., газова суперечка між Росією і Україною призвела до дводенного припинення постачання газу до Польщі та ще кількох країн ЄС. Негайно відреагувавши на цю подію, польський Уряд ухвалив рішення, яким зобов’язав Міністра економіки розробити основу для прийняття інвестиційних і торговельних рішень, пов’язаних з диверсифікацією постачання природного газу, звернувши особливу увагу на будівництво СПГ-терміналу*.

31 травня було ухвалено ще одне рішення, цього разу присвячене загальним викликам енергетичної безпеки. У документі знову підкреслювалася необхідність швидкого будівництва СПГ-терміналу**. У грудні 2006р. Польська нафтогазова компанія (*Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, PGNiG*) обрала місце для терміналу. Змагання між двома прибережними містами, Гданськом і Свиноустям, виграло останнє. Уряд, який контролює *PGNiG*, наводив такі аргументи: юридично закріплена надійна структура власності землі, відведена для будівництва терміналу, нижчі загальні витрати, коротший маршрут постачання та більший попит на газ у північно-західній Польщі.

У серпні 2008р. Уряд ухвалив ще одне рішення, в якому будівництво СПГ-терміналу було названо інвестицією стратегічної ваги для Польщі, особливо з огляду на забезпечення

задовільного рівня енергетичної безпеки країни. Немає потреби говорити, що сама лише кількість цих недирективних політичних документів виразно свідчить про позицію польських політичних кіл. Необхідність нових юридичних і комерційних кроків диктувалась і ще однією очевидною метою: забезпечити відвантаження й регазифікацію СПГ для того, щоб вийти на зростаючий світовий ринок СПГ та отримати можливість купувати газ у більшого числа світових виробників. Це міркування було абсолютно ясным – чим більше альтернатив матиме Польща, тим менш уразливою вона буде.

Технічний проект і параметри терміналу були підготовлені до кінця 2009р. Початкова пропускна спроможність терміналу має становити 5 млрд. м³/рік, з можливістю збільшення до 7,5 млрд. м³ на наступному етапі, залежно від майбутнього попиту на газ у Польщі. Зрештою, потужності перевалки мають покрити приблизно половину нинішнього споживання. Крім того, поряд планується побудувати два стандартні газгольдери ємністю 160 тис. м³ кожен (після регазифікації це дасть приблизно 200 млн. м³ природного газу). Термінал у Свиноусті зможе приймати чи не найбільші метановози, що зараз експлуатуються, а саме метановози типу *Q-flex* ємністю приблизно 210 тис. м³. Очікується, що польському терміналу для річних поставок треба буде 3-4 таких танкери, хоча остаточна кількість залежатиме від законтракованих обсягів газу. Оскільки немає офіційної інформації про плани створення спеціального флоту (деякі польські оглядачі закликають будувати метановози в Польщі спільно з іншими європейськими суднобудівниками), танкери, ймовірно, фрахтуватимуть – для збереження коштів.

* Крім того, рішення закликала збільшити власні потужності з виробництва і зберігання. – Постанова №3/2006 Ради міністрів від 3 січня 2006р. щодо дій, спрямованих на диверсифікацію енергоносіїв.

** В обох документах ідеться про газову перемичку до Данії, яка – в рамках проекту *Scanled*, що планувався, – мала дати Польщі доступ до норвезьких запасів газу. Але учасники консорціуму офіційно заморозили проект *Scanled* з фінансових причин, що автоматично вплинуло на т.зв. Балтійський газопровід, тобто нитку до Данії. – Постанова №77/2006 Ради міністрів від 31 травня 2006р. щодо дій, спрямованих на покращення енергетичної безпеки Республіки Польща.

² Слід, однак, пам’ятати, що Польща вже покриває приблизно третину свого попиту традиційним видобутком (з доведеними запасами близько 100 млрд. м³).



серпня 2009р. між *Polskie LNG* (будівництво та експлуатація), *GAZ-SYSTEM S.A.* (координатор проекту, відповідальний також за будівництво газопроводів для з'єднання терміналу з мережею), Морським бюро у Щецині (будівництво морської інфраструктури) та дирекцією морських портів Щецин і Свиноустя (для роботи СПГ-терміналу потрібно побудувати портову інфраструктуру, тобто споруди причалу розвантаження).

У 2009р. Уряд вирішив, що з огляду на важливість терміналу для національних інтересів Польщі є необхідність у надзвичайній законодавчій процедурі. Тому за кілька місяців, у квітні 2009р., Рада міністрів підготувала спеціальний закон. Сейм і Сенат (нижня й верхня палати Парламенту) ухвалили закон, що спрощує процес створення терміналу, 24 квітня й 7 травня, відповідно, а Президент підписав його 27 травня. Закон передбачає спрощення і скорочення адміністративних процедур, пов'язаних з підготовкою і здійсненням інвестицій в будівництво СПГ-терміналу і т.зв. супровідних інвестицій (постачальні трубопроводи та газосховища)³.

Одним з каталізаторів рішення про надзвичайну процедуру стала ще одна газова суперечка між Росією та Україною в січні 2009р., яка частково паралізувала газопостачання до Польщі. Крім болісних негайних наслідків, ця подія спричинила й довгострокові виклики. Польські проблеми фактично почалися щойно Москва та Київ досягли домовленості. Зокрема, їх рішення прибрати компанію "РосУкрЕнерго" (РУЕ) з газового ринку вплинуло на позицію Польщі. Якщо абстрагуватися від пов'язаної з РУЕ непрозорості, цей крок фактично означав розірвання газового контракту, що його *PGNiG* підписав з РУЕ у 2006р. на постачання близько 2,3 млрд. м³ газу на рік до кінця 2010р. Тому польська сторона фактично не мала вибору, крім як розпочати переговори з ВАТ "Газпром", що завершилися не лише зміною довгострокового контракту 1993р., але й внесенням деяких небажаних змін до Міжурядової угоди про довгострокове постачання газу. Додаток до Угоди був підписаний в листопаді 2010р., після багатьох раундів переговорів, за безпрецедентної прямої участі Європейської Комісії, яка захищає нове європейське енергетичне законодавство щодо формування спільного конкурентного газового ринку ЄС. Цей ланцюг подій виразно показав уразливість Польщі до безконтрольних відносин між найбільшим постачальником і важливим транзитером, разом з повною відсутністю ефективних засобів попередження криз, переважно через ізолюваність від інших постачальників.

За нового юридичного порядку процес прискорився. У червні 2009р. було "відкрито сезон" запрошень компаній, зацікавлених у регазифікації, до подання заявок. За місяць було видано дозвіл на будівництво СПГ-терміналу. У серпні 2009р. *Polskie LNG*

оголосила тендер на вибір генерального підрядника та підрядника для нагляду за будівництвом терміналу. В червні 2010р. контракт на нагляд виграла фірма *Atkins international consulting*⁴. Того ж місяця було обрано генерального підрядника, і в липні укладена угода між *Polskie LNG* і консорціумом *SAIPEM-TECHINT-BPG* у складі шести компаній з Італії, Франції, Канади й Польщі⁵. Остаточна прийнята пропозиція вартувала майже 3 млрд. злотих (близько \$1,1 млрд.). Консорціум відповідає за введення терміналу в експлуатацію до червня 2014р. З укладанням цих двох контрактів підготовчий етап будівництва СПГ-терміналу офіційно перейшов до етапу розробки. Політичні, юридичні та бюрократичні перешкоди були подолані. Але цього не вдалося б досягти без забезпечення довгострокового зв'язку між майбутнім терміналом і постачальником (постачальниками).

Пошук джерел

Від самого початку найбільшою проблемою для СПГ-терміналу та обов'язковою умовою початку проекту – був пошук постачальника, здатного й готового укласти довгостроковий контракт. Без гарантій роботи терміналу і зв'язків з надійним постачальником Уряд не міг би робити наступних кроків, не кажучи вже про приватні компанії і банки. А це виявилось досить складним завданням, оскільки Польща мала змагатися з багатьма одержувачами, як присутніми на ринку СПГ багато років, так і новими, що швидко розвиваються й готові забрати на ринку будь-які додаткові обсяги (як Китай). Уряд зосередився на Алжирі та Катарі, й після багатьох місяців тяжких переговорів польська сторона нарешті зуміла домовитися з *Qatargas*, найбільшим у світі виробником СПГ. У квітні 2009р. *PGNiG* підписала наразі єдиний багаторічний контракт на закупівлю 1 млн. т СПГ (близько 1,4 млрд. м³) на рік у торговельного відділення *Qatargas* упродовж 20 років (2014-2034рр.). Поставки здійснюватимуться на умовах франко-судно, а ціни індексуватимуть залежно від нафтопродуктів.

Представники *PGNiG* багато разів говорили, що це лише перший крок, і є плани пошуку нових постачальників та виходу на спотовий ринок. Кілька років тому такі заяви можна було б вважати порожньою балаканиною вже тому, що ринок СПГ був затісним, конкуренти – надто потужними, ціни – завищеними, а спотового ринку СПГ майже не було.

Хоча на ринку СПГ й досі домінують довгострокові контракти, загальна ситуація тепер інша. Світова економічна криза, що знизилася попит на газ у розвинутих країнах, і "революція" сланцевого газу у США призвели до появи значного надлишку газу. Поставки СПГ, що мали надійти американським споживачам, почали спрямовуватися до Європи та Азії, що вплинуло на спотові ціни і призвело до збільшення різниці між спотовими цінами та цінами на

³ Ustawa z dnia 24 kwietnia 2009r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. Nr 84, poz. 700).

⁴ Від імені *Polskie LNG S.A.* консорціум відповідатиме за забезпечення загального нагляду за будівельно-монтажними роботами, що передбачає перевірку проектної документації будівництва, технічних систем і виконання робіт на об'єкті, участь у прийманні та пуску терміналу.

⁵ *Saipem S.p.A.* (Італія), *Saipem SA* (Франція), *Techint Compagnia Tecnica Internazionale S.p.A.* (Італія), *Snamprogetti Canada Inc.* (Канада), *PBG SA* (Польща), *PBG Export Sp. z o.o.* (Польща).

основі нафти. Просто спрогнозувати майбутню еволюцію газового ринку неможливо, через властиву йому мінливість і залежність від багатьох зовнішніх факторів. Але загалом вважається, що ринок СПГ зростатиме, з'являтимуться нові комплекси СПГ у різних країнах Близького Сходу, Африки та Південно-Східної Азії, і ці нові постачальники, очевидно, будуть зацікавлені отримати найбільш ласі споживчі ринки. Та навіть якщо, як очікується, основну частину цих нових поставок приймуть Китай та Індія, то Європі залишиться досить. Отже, є підстави для ще обережної, але більш оптимістичної оцінки майбутніх контрактних можливостей постачання СПГ до Польщі.

Важливо, що польський Уряд відкрито заявляє, що СПГ-термінал повинен мати певний запас потужностей для використання в надзвичайних ситуаціях, у випадку раптового припинення поставок. Але ще не ясно, наскільки значними мають бути ці потужності. Тому права опозиція висловлювала стурбованість майбутньою функцією терміналу. Її представники неодноразово зазначали, що термінал має насамперед забезпечити тривалі зміни у структурі польського газового імпорту, тобто сприяти сталому зниженню російської частки ринку, а вже другою чергою виконувати надзвичайні функції. Уряд, здається, більше зацікавлений у гнучкості та багатofункціональності терміналу.

Фінансування

Серйозні переговори про фінансування могли відбутися лише після підписання контракту з *Qatargas*. Загальна вартість терміналу та допоміжної інфраструктури оцінюється у близько 4 млрд. злотих (близько €800 млн.), з яких термінал коштує майже 3 млрд. Фінансування проекту передбачено з таких джерел: (1) власні ресурси *Polskie LNG*, отримані від збільшення його капіталу власником компанії – *GAZ-SYSTEM*; (2) фінансова підтримка ЄС і (3) кредити, надані консорціумом комерційних банків (*PKO Bank Polski* і *Pekao SA*, учасник *UniCredit Group* – підписано протокол про наміри на суму 750 млн. злотих) і міжнародними фінансовими установами (включно з ЄБРР і Європейським інвестиційним банком), та, можливо, іншими кредитними установами. Частину портової інфраструктури профінансує держава із бюджетних коштів, виділених на гідротехнічні споруди. Хоча більшість ресурсів мають надати комерційні або фінансові установи, європейське фінансування заслуговує на особливу увагу, зважаючи на економічні та символічні чинники.

Компанія звернулася за європейським фінансуванням двома різними шляхами. По-перше, вона використала можливості відшкодування за Європейською енергетичною програмою, запропоновані Європейською Комісією в березні 2009р. У відповідь на світову економічну кризу, спеціальним рішенням Європарламенту та Ради від липня 2009р. польський СПГ-термінал внесено до переліку проектів, обраних для спільного фінансування⁶. *Polskie LNG* разом

з дирекцією морських портів Щецин і Свиноустя подали заявку на цей грант. У листопаді 2010р. Комісія позитивно відповіла на запит і схвалила грант у розмірі €80 млн. Цей процес відбувся досить легко, оскільки ґрунтувався на надзвичайному законодавстві зі спрощеними процедурами та перебував під егідою Генерального директорату з питань енергетики.

Другий шлях пов'язаний зі структурними фондами ЄС, що перебувають у компетенції Генерального директорату з регіональної політики та вимагають набагато більшої адміністративної роботи і координації між польським Урядом, залученою компанією і Європейською Комісією, а також всередині Комісії з екологічних і конкурентних питань. Компанія запитала близько 450 млн. злотих. Проект обговорювали в Комісії, яка оцінювала, чи відповідає призначена для терміналу державна допомога законодавству ЄС. Результату поки що немає.

Наступні виклики

Якщо будівництво терміналу і всіх допоміжних споруд не наразиться на нові технічні чи фінансові перешкоди, головним середньостроковим викликом видається оптимальна інтеграція СПГ з національною системою і забезпечення його економічної ефективності.

СПГ-термінал треба вписати в ширший контекст польської газової політики, яку значною мірою формує складний процес створення відкритого та конкурентного газового ринку ЄС. У березні 2011р. набув чинності т.зв. III пакет лібералізації газового ринку, спрямований на юридичну, фізичну та регуляторну інтеграцію досі розділених національних газових ринків. Дієвий ринок і ліквідація "газових островів" у межах ЄС вважаються головними передумовами ефективної антикризової політики, що гарантує бажаний рівень енергетичної безпеки через належний розподіл фінансових і політичних ризиків. Кожна країна-учасниця зобов'язана відкоригувати своє енергетичне законодавство. У Польщі розробляється новий документ стосовно газової політики. Водночас вжито конкретних кроків для збільшення сумісності регіонального газопостачання. Газопровід до Чехії буде завершено до кінця 2011р., діюча нитка до Німеччини – розширена найближчими роками, а поточного року оператори газопостачання підписали Меморандум про розуміння щодо польсько-словацької перемички. Ці заходи очевидно спрямовані на досягнення довгострокових цілей підвищення безпеки газопостачання, але вони також створюють для Польщі дилему, пов'язану з СПГ-проектом.

Існує також проблема належної синхронізації заходів лібералізації і диверсифікації. Дехто зауважує, що відкриття польського газового ринку для постачальників з Німеччини чи Чехії до пуску терміналу створює ризик надлишку та перенасичення ринку. Як наслідок, буде набагато складніше підписати нові контракти на СПГ, оскільки ринок для цього газу може бути дуже обмеженим. Тому термінал

⁶ Regulation (EC) No 663/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing a programme to aid economic recovery by granting Community financial assistance to projects in the field of energy. – *Official Journal L 200*, 31/07/2009, p.0031-0045.



був би лише своєрідною страховкою, а не постійним елементом польського газового портфеля. Це ризик ще гіпотетичний, оскільки важко спрогнозувати співвідношення цін на газ з різних джерел.

Уряд запевняє, що цього не повинно статися, що СПГ-термінал має стати елементом т.зв. “газового коридору Північ-Південь”. Це має змінити структуру газових потоків у Центральній Європі, а саме – покінчити з радянським спадком: транспортуванням зі Сходу на Захід. У перспективі йдеться про створення ліквідного регіонального ринку, фізично пов’язаного реверсними перемичками з різними ринками постачання (власне виробництво в Румунії, Угорщині й Польщі, поставки з Росії СПГ, що надходить до запланованих терміналів у Польщі, Румунії й Хорватії). Важливо, що цю концепцію цілком підтримує Європейська Комісія, яка вважає об’єднання регіонального ринку важливим чинником створення спільного газового ринку ЄС.

Крім того, Уряд підкреслює, що потреба Польщі в газі наступними роками має суттєво зрости, особливо в галузі виробництва електроенергії. Стабільне зростання в цій галузі, ймовірно, забезпечуватиметься відновлюваними джерелами (згідно з законодавством ЄС, Польща зобов’язана виробляти 15% енергії з відновлюваних джерел), природним газом (планується кілька електростанцій на газі) та, можливо, атомною електростанцією (починаючи з наступного десятиліття). Природний газ посідає важливе місце з економічних причин (відносно короткий інвестиційний цикл, менші викиди CO₂ та, відповідно, нижчі експлуатаційні витрати після запровадження в повному обсязі кліматичної політики ЄС, і є найпростішим способом створення базових потужностей, необхідних для розвитку генерації енергії за рахунок нестійких джерел). Отже, якщо нинішні очікування щодо збільшення попиту на газ справдяться, Польщі буде легше поєднувати газ, що надходитиме за довгостроковими контрактами з ВАТ “Газпром”, СПГ і газ власного виробництва (як традиційного, так і нетрадиційного).

Замість висновку: революція сланцевого газу в Польщі?

Суттєве зростання видобутку сланцевого газу у США останніми роками стало одним із ключових чинників, що визначають поточний і перспективний розвиток газового ринку. Попередні уявлення, а саме – що запаси нетрадиційного газу величезні, але їх видобуток неприпустимо дорогий, перестало бути аксіомою після технологічного прориву, пов’язаного з ефективним поєднанням горизонтального буріння та гідравлічного розриву. Не дивно, що нафтогазові компанії почали оглядатися навкруги, сподіваючись повторити американський успіх в інших частинах світу. Польща виявилась одним з найцікавіших місць, завдяки прогнозованим геологічним структурам, що простяглися від північної Польщі (Померанія) через її центральну частину на південний схід, до кордону з Україною. Інтерес зріс після оптимістичних оцінок, оприлюднених деякими консалтинговими компаніями. У квітні 2011р. Управління з енергетичної інформації

США видало ще оптимістичнішу доповідь, де припускається, що Польща має найбільші запаси технічно видобувного газу в Європі (5,3 трлн. м³)⁷. Але слід пам’ятати, що ці дані попередні і ґрунтуються на певній аналогії між сланцевими порожнинами у США та європейськими структурами. Хоча відомо, що кожна порожнина має власні характеристики, що робить узагальнення небезпечним. Проте, якщо ці оцінки справдяться, то Польща може згодом стати потужним європейським виробником газу, звичайно, не порівнянним з Росією чи Норвегією, але досить важливим, щоб змінити регіональне постачання.

Оптимістичні очікування щодо польських запасів викликають чималий інтерес нафтогазових компаній. За останні кілька років Міністерство навколишнього середовища надало понад 80 концесій на газорозвідку (більшість – одночасно на традиційний і нетрадиційний газ). Практично всі перспективні райони вже розподілені. Довгий перелік компаній охоплює різні фірми з різних країн, але насамперед – зі США, Канади та Польщі (в т.ч. американські “енергетичні гіганти” – *Chevron, Marathon Oil, ExxonMobil, ConocoPhillips*, менш відомі – *3Legs Resources, San Leon Energy, RealmEnergy International*, і нарешті, польські компанії – *Orlen, Lotos* і *PGNiG*). Деякі з них уже почали пробне буріння й висловлюють стриманий оптимізм, але перший і попередній звіт на основі лише фактичного буріння та геологічних даних Польський геологічний інститут має оприлюднити восени 2011р.

Природно, невизначеність залишається високою, оскільки ніхто не може нічого сказати про майбутню прибутковість експлуатації, яка залежатиме від багатьох факторів: фактичного потенціалу та характеристик сланцевих порожнин, економічних чинників (доступ до ринку, наявна інфраструктура, експлуатаційні витрати), екологічних питань, громадської думки та зовнішніх подій (майбутній стан газових ринків і цін). Та, попри існуючу невизначеність, зростаючий інтерес у галузі свідчить, що Польща дійсно стає найбільш перспективною [в цьому сенсі – *ред.*] країною ЄС. Власне, **розвиток подій у Польщі може визначити майбутнє сектору сланцевого газу в ЄС, будучи своєрідним випробувальним полігоном.** Виклики, пов’язані з довкіллям, водокористуванням і забрудненням води, високою щільністю населення та неготовністю ринку, є більш-менш однаковими для всіх країн ЄС. Польщу вирізняє широкий політичний консенсус і громадська підтримка. Тому Польща може або прокласти шлях сланцевій газовій промисловості в ЄС, або довести її неприйнятність в умовах Європи. Проте, навіть якщо нинішні оцінки є вірними й виробництво буде економічно вигідним, це зовсім не обов’язково призведе до “революції сланцевого газу в ЄС”, але може стати важливим локальним козирем і змінити енергетичну картину Центральної Європи. Польщі достатньо буде виробляти додатково 3-5 млрд. м³ газу зі сланцевих порід на рік, щоб зробити свою енергетичну політику безпечною, і з надходженням СПГ до Свиноустя після 2014р. досягти задовільного рівня диверсифікації газопостачання. ■

⁷ World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. – U.S. Energy Information Administration, April 2011.

СЛАНЦЕВІ ПЕРСПЕКТИВИ УКРАЇНИ: РЕВОЛЮЦІЯ ВІДМІНЯЄТЬСЯ



Борис ІЛЬЄНКО,
вчений секретар
Інституту газу НАН України



Геннадій РЯБЦЕВ,
докторант
Національної академії
державного управління
при Президенті України

21 березня в інтерв'ю газеті “Коммерсантъ-Украина” Міністр екології і природних ресурсів України М.Злочевський заявив, що наша країна має не менше 30 трлн. м³ сланцевого газу, причому після завершення робіт з оцінки ресурсів американськими експертами обсяг запасів може зрости удвічі¹.

Після цього у ЗМІ з'явилася низка публікацій, автори яких упевнені, що “Україна належить до п'ятірки найбільш перспективних європейських країн із видобутку сланцевого газу”, і завдяки цій новій панацеї можна вилікувати всі наші паливні хвороби, забезпечивши вітчизняних споживачів енергоносіями на роки.

Спробуємо розібратися, чи це так.

Дещо з історії сланцевого газу

Про сланцевий газ відомо давно – з 1821р. Але його залягання в невеликих ізольованих “кишенях”, висока щільність і низька пористість породи, неефективність технологій буріння охолодили інтерес до нього більш ніж на півтора століття. Про цей ресурс згадали лише після нафтової кризи 1970-х років. Унаслідок інтенсивних пошукових робіт у США було відкрито кілька великих родовищ сланцевого газу, проте в 1980-х роках криза завершилась, а технології видобутку й раніше не дозволяли зробити цей процес рентабельним.

Револуції в газовидобутку сприяла та обставина, що у США немає монополії на буріння надр. Окремі приватні фірми в 1990-х роках продовжували дослідження в цьому напрямі. Найуспішнішою виявилася компанія *Chesapeake Energy*, що опанувала горизонтальне буріння (перехід бура з вертикального в похиле і далі в горизонтальне положення), після чого у пробурених горизонтально свердловинах для ліквідації перегородок між “кишенями” виконували гідроудар, закачуючи до свердловини під високим тиском суміш води, піску та хімікатів.

Коли у 2002р. на родовищі *Barnett Shale* у південному Техасі (США) було пробурено першу горизонтальну свердловину, почався промисловий

видобуток сланцевого газу, що й забезпечило прорив 2008р., коли видобуток природного газу у США зріс на 41,7 млрд. м³ (+7,5% загального виробництва), вперше перевищивши показники світового лідера в цій сфері – РФ, причому більшу частину надбавки дав саме сланцевий газ. Завдяки цьому США відмовилися від постачань скрапленого газу з Катару, на світовому ринку пропозиція перевищила попит, і спотові ціни на газ влітку 2009р. впали до \$120 за 1 000 м³ (ось коли можна було б заробити, маючи СПГ-термінал!).

У тому ж 2009р. “сланцевий бум” досяг ЄС. Європейські компанії почали вкладати значні кошти у видобуток сланцевого газу у США, великі фірми купували ліцензії на розвідку сланцевого газу в Польщі, Німеччині, Швеції, цікавлячись і Україною. Було заплановано старт сланцевих проектів у Китаї, Індії, Аргентині. Отже, повна ейфорія.

Але розглянемо інші аспекти цієї проблеми.

США: чинники успішності “сланцевих” проектів

Стрімкому розвитку видобутку сланцевого газу в США сприяв цілий ряд чинників – значні запаси та величезні малозаселені території, високий ступінь вивченості родовищ, постійно вдосконалювані технології буріння, близькість до районів споживання газу, пільгове оподаткування, розвинута інфраструктура

¹ Злочевський Н. Україна обогатиться новою інформацією о своих недрах. – Коммерсантъ-Украина, 21 марта 2011г., <http://www.kommersant.ua>



газотранспортних мереж і прагнення досягти енергетичної безпеки за рахунок власних ресурсів.

Поняття енергетичної безпеки держави є багатогранним, проте для США – це синонім незалежності. Звідси – прагнення до випуску біопалива із сільськогосподарської продукції зі скороченням посівних площ для виробництва продуктів харчування; витрачання мільярдів доларів на поновлювані джерела енергії з усвідомленням, що епоха вуглеводнів завершиться не скоро; пропозиції Президента Б.Обами скасувати заборону на видобуток вуглеводнів поблизу узбережжя Вірджинії, Флориди й Мексиканської затоки, що призведе до негативних екологічних наслідків.

Усе зазначене дозволяє припустити, що видобуток сланцевого газу – суто американське явище. І не лише ми такої думки. “Інші країни, вирішуючи цю проблему, стикнуться з великими економічними, технологічними та екологічними труднощами”, – цим твердженням закінчує статтю “Сланцевий газ і перспективи його видобутку в Україні” член-кореспондент НАН України О.Лукін². На жаль, до думки вчених-геологів в обговоренні проблеми видобутку сланцевого газу в Україні прислухаються найменше.

Сланцевий газ і ризики його видобутку в Європі

Отже, кілька слів про сам сланцевий газ. Його теплотворна здатність (масова) є у 2,3 разу нижчою, ніж традиційного природного газу, оскільки, крім метану, він містить двооксид вуглецю, азот і сірководень. Тому сланцевий газ у США використовують лише як паливо для побутових потреб у населених пунктах, розташованих на невеликих відстанях від місць видобутку, куди його можна транспортувати газопроводами невисокого тиску. За необхідності, звичайно, сланцевий газ можна доочистити, одержуючи паливо, близьке за складом до природного газу, але це – значні додаткові витрати.

Вище зазначалося, що технологія видобутку сланцевого газу передбачає гідравлічний розрив пласта з метою об'єднання невеликих ізольованих “кишень” у загальний робочий обсяг. Для гідророзриву в газонасні породи вводять суміш води, піску та хімічних речовин під високим тиском. Це призводить до утворення тріщин, крізь які газ фільтрується у свердловину. Щоб запобігти змиканню тріщин після зниження тиску, до них вводять крупнозернистий пісок, що додається до рідини, яку нагнітають у свердловину.

Основна перевага сланцевого газу, на відміну від традиційного, – наближеність до місць споживання. Але той же чинник накладає додаткові обмеження. Йдеться про порушення цілісності надр унаслідок залучення великих площ видобутку. Під час операцій гідророзриву у пласті залишається приблизно 30-50% води, решта відкачується зануреними насосами. Вода й пісок, що залишаються у пласті, зумовлюють підняття ґрунту, внаслідок чого можуть статися техногенні зрушення різних ділянок пласта. Можливі наслідки таких процесів – потужні зсуви в розташованих вище глинистих відкладах. Проте **головною**

екологічною проблемою сланцевого газу є ризики забруднення розчинами для гідророзриву водонесних пластів.

Деякі хімічні речовини, використовувані під час гідророзриву для досягнення необхідної в'язкості рідини, що нагнітаються у свердловину, мають канцерогенний характер. Хоча їх масова частка в рідині не перевищує 2%, але з огляду на велику кількість свердловин, необхідних для забезпечення стабільних обсягів видобутку сланцевого газу (у 100 разів більше, порівняно із традиційним газом), до пластів, що містять артезіанську воду, може потрапити небезпечна кількість канцерогенів. Утворені тріщини (їх довжина сягає 150 м) можуть поширюватись у пласти, розміщені вище. Тому ці операції майже завжди супроводжуються надходженням сторонніх вод із верхніх горизонтів. У результаті, відбувається забруднення підземних вод рідиною, що закачується у свердловину, або самим сланцевим газом.

У США вже розгорівся скандал, пов'язаний з порушеннями технології гідророзриву сервісними компаніями³. Сланцевий газ, що видобувається в кількох штатах, зробив токсичною питну воду (притому, що американське екологічне законодавство значно ліберальніше, ніж європейське). Правозахисники закликають заборонити видобуток сланцевого газу у США, оскільки це може призвести до масштабного забруднення підземних вод. Заклопотаність з цього приводу висловили, зокрема, делегати XXI Світового енергетичного конгресу (вересень 2010р., Монреаль, Канада). Нью-Йорк може стати першим із штатів США, де буде запроваджено заборону на застосування гідророзриву пласта.

Основні райони видобутку сланцевого газу у США розташовані в малонаселеній місцевості, де до того ж десятки років видобувають нафту й газ. За американськими законами, власник земельної ділянки, на якій знайдено корисні копалини, може розраховувати на високу ренту. Це примиряє місцевих жителів з буровиками.

У Європі ж сланцевий газ доведеться видобувати в більш густонаселеній місцевості, причому плату за видобуток корисних копалин отримуватиме переважно держава. А тому не виключені численні протести й судові позови проти буріння свердловин.

Стосовно витратних показників. Для видобутку 1 т сланцевого газу (тепловий еквівалент 520 м³ традиційного природного газу) необхідно закачати у пласт близько 2 т води і 100 кг піску. Для свердловини продуктивністю 2 000 т сланцевого газу на рік (дуже скромна величина, враховуючи витрати) для однієї операції гідророзриву потрібно 4 000 т води і 200 т піску. Упродовж року на кожній свердловині гідророзрив виконують у середньому тричі, а на деяких – кількість таких операцій сягає 10. Щоб завести на таку свердловину 4 000 т води, необхідно 200 ходок великих автоцистерн, для видобутку піску потрібні величезні кар'єри. Такий розмах робіт важко уявити в густонаселених районах Європи та, зрозуміло, в Україні. При цьому, свердловина працюватиме 2-5 років (максимально 12-15; до того ж після року експлуатації її продуктивність зазвичай зменшується на 60-70%), потім потрібно бурити нову.

² Лукін О. Сланцевий газ і перспективи його видобутку в Україні. – Геологічний журнал, 2010, №3, с.42-57.

³ Докладніше див.: Добыча сланцевого газа загрязняет питьевую воду. – Интернет-ресурс “Горная энциклопедия”, 14 мая 2011г., <http://www.mining-enc.ru>

До речі, за даними *Bernstein Research*, у ЄС налічується 74 бурових установок, тоді як у США їх кількість сягає 1 500 (за іншими оцінками – до 2 000); оскільки видобуток сланцевого газу вимагає величезної кількості свердловин, бурові потужності Європи слід нарощувати багаторазово⁴.

Автори свідомо не обговорюють затрати на видобуток сланцевого газу, оскільки видобувні фірми зацікавлені повідомляти занижені цифри. Але зрозуміло, що в будь-якому випадку вони є вищими, ніж вартість видобутку традиційного природного газу. Відомою є усереднена собівартість – \$210-280 за 1 000 м³⁵. При цьому, за даними Американської газової асоціації, упродовж найближчих 20 років видобуток сланцевого газу й метану вугільних родовищ у США потребуватиме інвестицій в обсязі \$133-210 млрд.⁶

Енергетична безпека України: примара сланцевої панацеї чи енергозбереження?

Попри все наведене, Україну теж охопив “сланцевий бум”. Про це свідчать наміри створити СП з *Exxon Mobil* з видобутку цього ресурсу. У квітні 2010р. одна з найбільших нафтових компаній – *Total* – повідомила про підписання угоди з *EuroGas* про оцінку запасів Західної України. У Давосі Президент України В.Янукович обговорював можливості видобутку в Україні сланцевого газу з керівництвом *Shell*. Підписано угоду про співпрацю Донецької облдержадміністрації з *ТНК-ВР* з питань розвідки та видобутку сланцевого газу (точніше, газу щільних колекторів) на території області⁷. Але чому чи не найбільші надії на підвищення енергетичної безпеки України пов’язуються лише з цим ресурсом?

Для видобутку сланцевого газу країні слід провести масштабні геологорозвідувальні роботи з оцінки запасів, побудувати чи придбати сотні бурових установок і насосних станцій для гідророзриву пластів, забезпечити підвезення значних обсягів води, піску, хімікатів, придбати у американських компаній ліцензії на технології видобутку і труби для свердловин, навчити у них же сотні фахівців. І це далеко не все. Існують оцінки, нехай приблизні, що підтверджують високу вартість видобутку сланцевого газу в Україні. Як у фінансовому, так і в технічному аспектах все покладається на іноземні компанії, ми ж надаємо нашу землю й ресурси, ту ж Львівську область із селищами і містечками, реліктовими лісами, найчистішими мінеральними джерелами, заповідними зонами... Чи варта шкурка вичинки?

І на завершення про енергетичну безпеку. На тому ж Світовому енергетичному конгресі в Монреалі підкреслювалась особлива важливість вирішення цієї проблеми. Вказувалося також, що в загальному балансі виробництва енергії щонайменше до 2035р. домінуватимуть традиційні джерела. І з цього слід робити відповідні висновки.

Саме поняття енергетичної безпеки, як зазначалося, є багатограним, і в кожній країні її досягають методами, що враховують особливості національної економіки, наявності мінеральних ресурсів, стану ресурсної бази та інші чинники. **Україна є країною з низьким рівнем енергетичної безпеки.** Це зумовлено насамперед тим, що весь природний газ країна імпортує з РФ. Тому необхідним є диверсифікація паливних потоків і будівництво терміналу з регазифікації скрапленого природного газу. Слід освоювати нові родовища вуглеводнів, збільшувати видобуток власних нафти й газу.

Найважливішим чинником підвищення рівня енергетичної безпеки є енергозбереження. Наші питомі енергетичні витрати на виробництво ВВП – найвищі в Європі. Занадто багато ми витрачаємо енергоносіїв у всіх сферах економіки та в побуті. А резерви є.

У 2007р. почесний директор Інституту газу НАН України академік І.Карп і його колеги провели оцінку наших резервів енергозбереження⁸. Лише в металургії впровадження енергозберігаючих заходів дозволить скоротити витрати коксу та газоподібного палива на 25-40%. Загальна економія природного газу в гірничо-металургійному комплексі, хімічній промисловості, нафтогазовому комплексі, енергетиці, виробництві цементу та металообробці оцінюється у 15 млрд. м³. Навіть сьогодні, коли через спад виробництва споживання газу знизилось, його можливу економію у згаданих галузях можна оцінити в 10 млрд. м³. Значні резерви – в комунальній енергетиці, промисловості будівельних матеріалів, інших галузях.

Необхідним є ефективне впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання. У цьому напрямі активно працюють інститути НАН України. В Інституті газу, наприклад, розроблено і впроваджено методи маловитратної реконструкції діючих котельних агрегатів із збільшенням їх терміну служби, підвищенням ефективності та зниженням рівня шкідливих викидів; створено високоефективні котли контактного нагріву води. Здійснюється реконструкція промислових печей в металургії, будівельній індустрії, машинобудуванні – з покращенням екологічних показників та ефективності використання палива. Удосконалюються технології виробництва будівельних матеріалів і створюються нові економічні матеріали. Більшість із зазначених розробок мають стислий, менше року, термін окупності. Ведуться роботи, спрямовані на використання відновлюваних джерел енергії, відходів спиртзаводів, виробництва генераторного газу з біомаси⁹.

Цей перелік можна продовжити. **Вітчизняні розробки є конкурентоспроможними, ефективними та менш витратними.** Українській науці слід довіряти, ми цілком можемо розраховувати на власні сили й науковий потенціал. ■

⁴ Хайтун А. Сланцевой революции пока не произошло. – Независимая газета, 11 января 2011г., <http://www.ng.ru>

⁵ Докладніше див.: Федоров В. Маленькая ложь про сланцевый газ. – *Bad News*, 9 ноября 2010г., <http://www.warandpeace.ru>

⁶ Джерело: American Gas Association – www.aga.org

⁷ Докладніше див. Розділ 2 Аналітичної доповіді Центру Разумкова, вміщеної в цьому журналі.

⁸ Карп І. Количественная оценка влияния внедрения энергосберегающих технологий на экономию природного газа в промышленности и энергетике – Экотехнологии и ресурсосбережение, 2007, №4, с.24-44.

⁹ До речі, лише потенціал виробництва біометану в Україні оцінено в понад 1 млрд. м³/рік.

ПЕРСПЕКТИВИ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ ТА У СВІТІ



Дітмар НОЙХАУС,
технічний директор компанії Shell в Україні

Природний газ є важливою складовою стабільного розвитку світового енергетичного ринку. Це паливо повного згоряння, доступне й широко розповсюджене. При використанні для генерування електроенергії природний газ створює на 50-70% менше викидів CO_2 , ніж вугілля. В енергопостачанні заміна вугілля на природний газ є найшвидшим і найдешевшим способом зменшити викиди CO_2 . Природний газ також може служити моторним паливом для транспортних засобів – у газовій або зрідженій (скрапленій) формі, що утворюється за допомогою охолодження або хімічної обробки.

Газові електростанції значно дешевші у спорудженні, ніж будь-які інші конкуруючі джерела електроенергії. За однакової енергетичної потужності, капітальні витрати на їх будівництво майже вповнину менші, ніж відповідні витрати на вугільні електростанції, більш ніж на третину менші, порівняно з атомними станціями, та становлять приблизно 15% вартості спорудження вітряної електростанції.

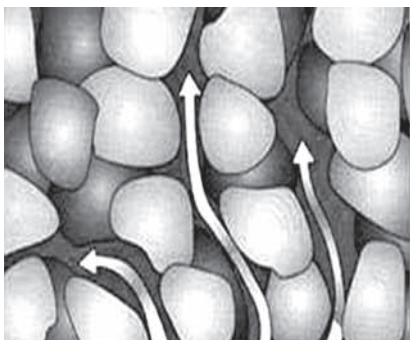
Згідно з даними Міжнародного Енергетичного Агентства (МЕА), обсяги світових запасів газу є достатніми для їх споживання протягом наступних 250 років, за збереження поточного рівня споживання. Значний обсяг цих запасів, враховуючи розгалуженість регіональних трубопроводів і глобалізацію ринку СПГ, дозволяє здійснювати поставки, підтримуючи довгострокову цінову стабільність.

Сланцевий газ, газ ущільнених порід і метан вугільних пластів

Більшість світових запасів газу видобуваються на родовищах, що мають такий склад порід, через які газ може вільно мігрувати. Але протягом останніх років зростає видобування газу з порід з досить низькою проникністю. До таких порід належать сланці, ущільнені пісковики та вугільні пласти. Сучасний рівень

розвитку технологій спорудження газових свердловин дозволяє, попри несприятливі властивості цих порід, економічно вигідно видобувати сланцевий газ, газ ущільнених порід і метан вугільних пластів (так називають газ, що вилучається з вугілля). В основі відзначеного зростання видобування газу з нетрадиційних джерел полягає застосування двох технологій: гідралічного розриву пласта та горизонтального буріння.

Газ ущільнених порід



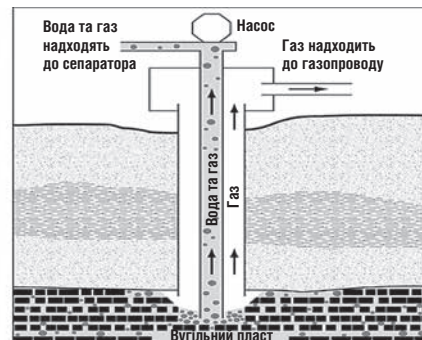
- Знаходиться в “ущільнених” пісковиках
- Низька пористість = невеликі пори між гранулами породи
- Низька проникненість = газ легко не мігрує по породи

Сланцевий газ



- Природний газ, що перебуває між сланцевими пластами
- Низька пористість та ультранизька проникненість
- Видобуток із застосуванням розриву

Метан вугільних пластів



- Природний газ у вугіллі (органічний матеріал, що перетворюється на метан)
- Низька проникненість
- Видобуток шляхом природних розривів у вугіллі
- Низькі дебіти

Гідравлічний розрив пласта – або гідророзрив, як його називають спеціалісти, – охоплює закачування змішаної з піском рідини в ізольовану секцію свердловини під тиском, достатнім для того, щоб розірвати породу навколо цієї секції. Технологія гідророзриву широко використовується в усьому світі вже понад 60 років для збільшення дебітів газових і нафтових свердловин. У минулому, однак, ефективність застосування цієї технології іноді не виправдовувала очікувань.

Але протягом останніх двох десятиріч були зроблені значні кроки в підвищенні ефективності гідророзриву, а його застосування суттєво поширилося. Наприклад, гідророзрив стали проводити в горизонтальних свердловинах. Для порівняння: під час розробки сланцевого газу або метану вугільних пластів лише невелика секція вертикальної свердловини – припустимо, 15 м – може перетинати газonosний пласт родовища. А за горизонтального буріння стовбур свердловини довжиною понад 1 000 м може повністю проходити крізь газонасичену породу. В результаті, вплив бурових операцій на поверхню землі значно зменшується, хоч остаточний сумарний видобуток кожної свердловини збільшується.

Майже половина світових запасів газу, оцінених МЕА як таких, що будуть достатніми протягом наступних 250 років, знаходиться у сланцях, ущільнених пісковицях і вугільних пластах. Більш ніж третина світового зростання видобування газу, передбаченого МЕА на найближчі 25 років, може бути забезпечена за рахунок цих нетрадиційних джерел – переважно у США, але – з часом – також і в інших країнах.

Традиційні й нетрадиційні поклади газу по-різному розповсюджені у світі. Близько половини доведених світових запасів традиційного газу сконцентровано у трьох країнах: Росії, Ірані та Катарі. Але недавнє дослідження, проведене Енергетичним Інформаційним Агентством США, показало, що такий самий обсяг газу може бути видобутий зі сланцевих пластів у п'яти інших країнах: Австралії, Канаді, Китаї, Південній Африці та США. Країни, що мають такі запаси нетрадиційного газу, можуть забезпечити власні потреби в енергопостачанні. Україна може бути однією з них.

Проблемні питання

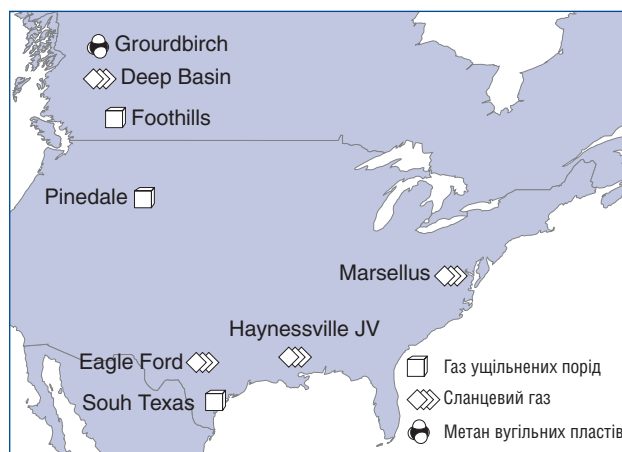
Розробка природного газу з нетрадиційних джерел пов'язана з певними технічними, соціальними та екологічними ризиками. На територіях, де раніше не проводилося видобування газу, можуть з'явитися бурові верстати, обладнання для гідророзриву і трубопроводи. Проведення гідророзриву також потребує застосування води у великих обсягах і може призвести до утворення значної кількості стічних вод. Ці факти викликали занепокоєння щодо можливої шкоди довкіллю, негативного впливу на суспільне життя та забруднення води. Ці питання можуть бути вирішені, якщо видобувні компанії відповідально підходять до розробки нетрадиційного газу. Час і зусилля, що є необхідними для вирішення таких проблемних питань, мають оцінюватися з урахуванням тих майбутніх переваг, що будуть створені за умови успіху проектів, а саме – створення джерел чистої енергії для розвитку національної економіки та, звичайно, збільшення робочих місць.

Видобування газу з нетрадиційних джерел компанією SHELL

Усвідомлюючи зростаючу важливість природного газу як складової світового енергозабезпечення, Shell проводить пошук, розвідку й розробку нетрадиційного газу скрізь, де це може бути економічно вигідно, застосовуючи екологічно та соціально відповідальний підхід. Дійсно, ми очікуємо, що у 2012р. половину обсягу нашого видобування, приблизно 1,75 млн. барелів нафтового еквіваленту на день – буде складати природний газ.

Протягом останніх 10 років ми успішно видобували газ з ущільнених пісковиц і сланців Північної Америки. Наразі ми здійснюємо шість подібних проектів у США й Канаді, видобуваючи газ в обсягах, що у 2010р. забезпечили енергопостачання приблизно 6 млн. будинків. Ми також бачимо потенціал розробки ресурсів газу в ущільнених пісковицях, сланцях і вугільних пластах у всьому світі – зокрема в Китаї, Австралії і Південній Африці.

Проекти Shell з видобутку нетрадиційного газу в Північній Америці



У Китаї ми видобуємо газ з ущільнених пісковиц у провінції Шанксі і сподіваємося надалі розробляти запаси нетрадиційного газу не лише в цій провінції, але й по всій країні. У Східній Австралії ми започаткували спільне підприємство для зрідження метану вугільних пластів і його подальшого експорту на швидко зростаючі азійські ринки; в Південній Африці – здійснюємо вивчення потенціалу сланцевого газу.

Ми намагаємося впроваджувати найвищі стандарти видобування природного газу в найбільш безпечний, відповідальний та ефективний спосіб і працюємо з повагою до довкілля та суспільства. У такий спосіб ми забезпечуємо захист водних ресурсів. Природний газ, який ми видобуємо, зазвичай залягає на тисячі метрів глибше, ніж прісні водоносні шари. Отже, фактично неможливо, щоб рідина або газ проникли в систему водопостачання шляхом локалізованих тріщин, що утворюються під час гідророзриву. Також ми використовуємо підземні сейсмічні сенсори для картування цих тріщин і контролю їх поширення в межах газonosного пласта. Для запобігання витoku газу або рідини зі свердловин ми укріплюємо їх обсадними колонами та цементними кільцями. Цілісність цих ізолюючих бар'єрів регулярно перевіряється. Ми переконані – якщо свердловина споруджена відповідним чином, то ґрунтові води не забруднюються.

Проекти Shell з видобутку нетрадиційного газу у світі

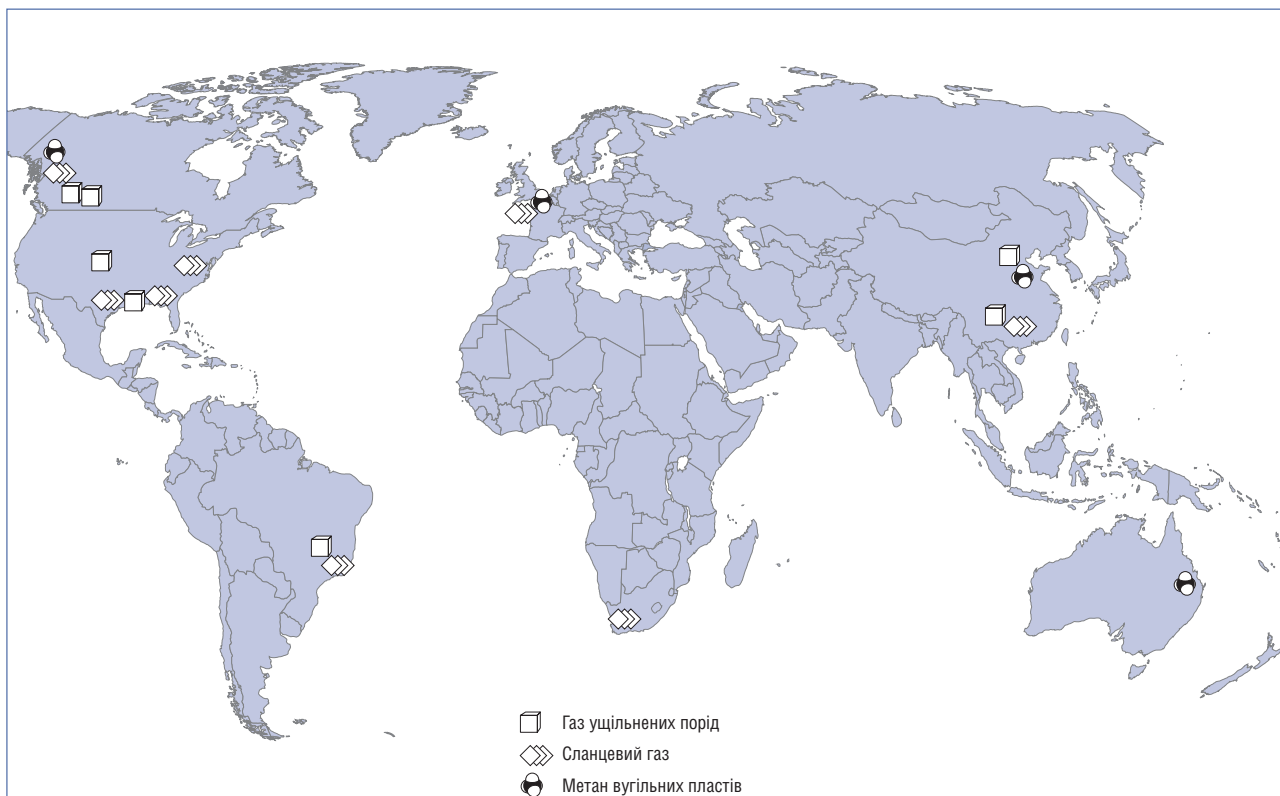
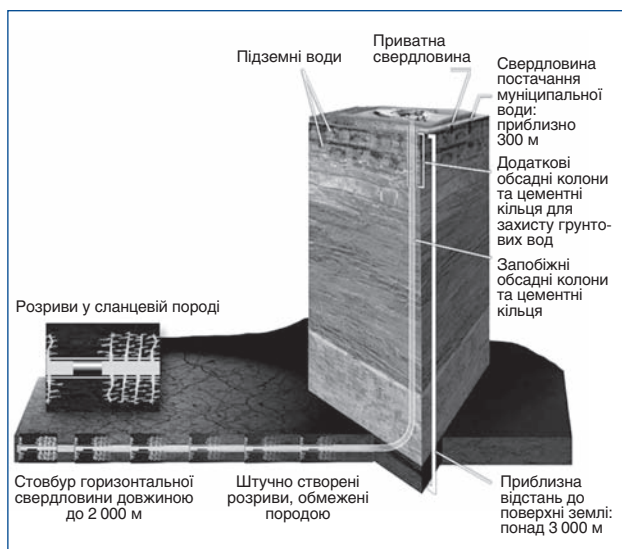


Схема розрізу надр під час буріння свердловини на нетрадиційний газ



Найкращі набути досвіду експлуатації родовищ допомагають забезпечити безпечну утилізацію стічних вод і зменшення обсягів використаної води. Так, під час робіт, які ми проводимо в Північній Америці, вода, використана під час гідророзриву, збирається у спеціальних закритих контейнерах, а не у відкритих ємностях. Також важливо зазначити, що ці стічні води вважаються промисловими, а не побутовими відходами. Ми також підтримуємо тенденцію вимагати від бурових підприємств надання наглядним органам нафтогазової промисловості переліку

хімічних домішок, які використовуються в рідині для гідророзриву. На газових родовищах *Groundbirch* (Канада) і *Pinedale* (США) ми повторно використовуємо очищену воду для гідророзриву, зменшуючи таким чином потребу у воді більш ніж на 50%.

У нашій практиці ми запровадили стандарт, згідно з яким перед початком бурових робіт проводяться консультації із землевласниками та місцевими спільнотами з метою мінімізації впливу нашої діяльності на їх життя та довкілля. Ми повідомляємо місцевих жителів про наші плани й вислуховуємо їх зауваження. **Однією з технологій, яку ми застосовуємо, є безпечне та ефективне буріння якомога більшої кількості свердловин з одного бурового майданчика.** На родовищі *Pinedale* ми скоротили середній час буріння однієї свердловини від двох місяців до трьох тижнів, з дотриманням найвищих стандартів охорони довкілля. Протягом 15 або більше років після завершення робіт з буріння й гідророзриву, експлуатація свердловин вимагає досить незначного обсягу робіт, що дозволяє нам провести рекультивування деяких ділянок, що були раніше підготовлені для буріння.

Чи є нетрадиційний газ в Україні?

Зрозуміло, що **Україна не може залишатись осторонь світових тенденцій пошуку нетрадиційного газу.** Підтвердженням цього факту є численні публікації та дискусії щодо потенціалу нетрадиційного газу в Україні з наведенням широкого діапазону можливих запасів. У дійсності все набагато простіше: немає надійних даних, на основі яких можна було б реально оцінити потенціал нетрадиційного газу в Україні. Вивчення на основі даних, що будуть

Схема буріння великої кількості свердловин з одного майданчика



отримані з нових програм пошуку та геологорозвідки, сейсмічних досліджень і сучасних свердловин, є єдиним джерелом інформації, гідним довіри в оцінці нетрадиційних ресурсів – наразі таких даних в Україні недостатньо. Якщо країна зацікавлена у вивченні власного потенціалу нетрадиційного газу та вигод, що їх може принести його розробка, то необхідно в найближчому майбутньому запрошувати компанії із солідною репутацією та відповідним досвідом для проведення таких досліджень і пошуку та розробки нетрадиційних газових ресурсів.

Юридичний механізм для розробки нетрадиційного газу в Україні

Shell – одна з компаній, зацікавлених в інвестиціях в енергетичний сектор української економіки. Ми переконані, що **Україна може більшою мірою забезпечувати свої потреби в енергопостачанні шляхом видобування власне українського газу, включно з видобуванням газу з нетрадиційних джерел.** На підтвердження цих переконань восени 2010р. компанія запропонувала залучити площу з потенційно наявними ресурсами газу в ущільнених породах до участі в конкурсі на укладання угоди про розподіл продукції.

Shell переконана, що в рамках чинного українського законодавства, угода про розподіл продукції – це механізм, що пропонує найкраще співвідношення ризиків і вигод для розробки проекту з видобування газу в ущільнених породах як для України, так і для інвестора. Є ряд аргументів на підтвердження цього.

По-перше, успішний пошук, розвідка та розробка нетрадиційного газу потребують доступу до великих ділянок через те, що такий газ є зазвичай широко розповсюдженим, але економічно вигідно може розроблятися лише на обмежених територіях, т.зв. зонах підвищеної продуктивності (*sweet spots*). Норми чинного українського законодавства обмежують площу суходільних ділянок, на які надаються спеціальні дозволи, до 500 км². Угода про розподіл продукції є єдиним наявним способом отримати доступ до ділянки більшого розміру.

По-друге, будь-який проект, пов'язаний з розробкою нетрадиційного газу, є ризикованим і довготривалим. Етап пошуку та розвідки може тривати до 30 років. Необхідні інвестиції можуть сягати мільярдів доларів США, а прибуток від цих інвестицій може бути отриманий лише на пізніх стадіях реалізації проекту, або не отриманий зовсім. Угода про розподіл продукції надає інвестору можливість обґрунтувати залучення фінансування такого рівня та водночас – упевненість отримання прибутку від інвестування в майбутньому.

Зважаючи на прийнятність угоди про розподіл продукції як механізму для розробки нетрадиційних газових ресурсів в Україні, *Shell* схвально відзначила нещодавнє внесення положення про державні гарантії до Закону України “Про угоди про розподіл продукції”. Це положення є надзвичайно важливим для залучення солідних інвесторів, які потребують законодавчої і фінансової стабільності для інвестування значного фінансового капіталу, залучення технічних засобів і персоналу у здійснення складних, великомасштабних і ризикованих проектів в Україні, пов'язаних з нетрадиційним газом або глибоководним пошуком і розвідкою вуглеводнів. Ми сподіваємося, що Президент України найближчим часом підпише відповідний закон¹.

Повертаючись до пропозиції *Shell* щодо залучення ділянки до участі в конкурсі на укладання угоди про розподіл продукції, варто зазначити, що Міжвідомча комісія з організації укладання та виконання угод про розподіл продукції прийняла рішення підтримати цю пропозицію. Це позитивний крок, але він – лише перший на довгому шляху, який потрібно подолати для проведення відкритого і прозорого конкурсу на укладання угоди про розподіл продукції. Зокрема, місцеві органи самоврядування мають погодити рішення Міжвідомчої комісії, Кабінет Міністрів України – видати відповідну постанову, мають бути розроблені умови конкурсу, визначено його переможця, з яким держава має узгодити текст угоди про розподіл продукції тощо. Незважаючи на багатоетапність процесу, ми сподіваємося, що відкритий і прозорий конкурс на укладання угоди про розподіл продукції буде оголошений вже поточного року.

Лише коли пропозиції інвесторів буде втілено в дії, а компанії із солідною репутацією розпочнуть роботу над проектами з розробки нетрадиційного газу, Україна зможе сподіватися на збільшення видобутку власного газу з метою підвищення її енергетичної самодостатності. ■

¹ Закон України “Про внесення змін до Закону України “Про угоди про розподіл продукції” був прийнятий 17 червня 2011р.

ВИЗНАЧЕННЯ ПРІОРИТЕТНИХ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ СПГ ДО УКРАЇНИ ТА УМОВ ТОРГІВЛІ НИМ



Роман ОПИМАХ,
координатор Координаційного центру
з упровадження економічних реформ
при Президентіві України

Розвиток України значною мірою залежить від вирішення завдання забезпечення її економіки енергоносіями. Поточна структура газового балансу України є критично залежною від імпорту з єдиного зовнішнього джерела, що є неприйнятним, з точки зору забезпечення енергетичної безпеки. З огляду на прогнози про збереження значної потреби України в імпорті газу в довгостроковій перспективі, пріоритетним проектом на державному рівні визначене налагодження постачання газу до України у стані скрапленої (зрідженої) фракції морським шляхом. Для цього передбачається спорудження СПГ-термінала на чорноморському узбережжі.

Водночас, часто лунають скептичні перестороги щодо забезпеченості терміналу ресурсом у достатніх обсягах, а також висловлюються збентеження високою кінцевою ціною товару, порівняно з імпортним газом із традиційного джерела. З метою внесення певної ясності в ці два питання нижче наводяться результати порівняльного аналізу потенційних постачальників СПГ до України з визначенням рівня їх привабливості за чинних умов торгівлі цим паливом у світі.

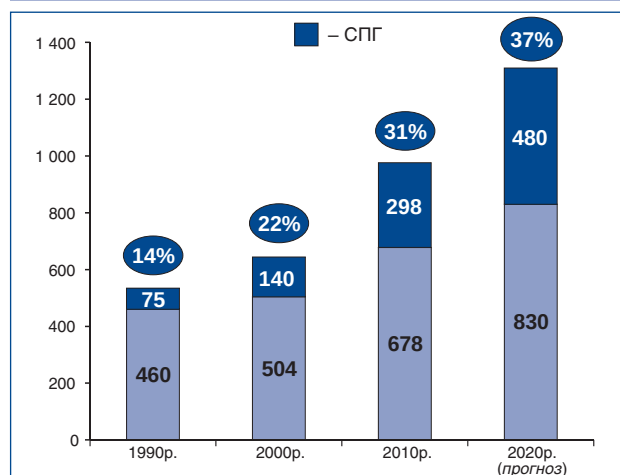
Світова торгівля СПГ: стан і прогнози розвитку

Технологія використання СПГ зазвичай є дорожчою за постачання трубопровідного газу, однак можливість його транспортування є більш гнучкою в частині вибору постачальників, що сприяє урізноманітненню джерел і підвищенню надійності енергозабезпечення. Ця властивість, поряд з екологічністю та високою теплотворністю природного газу, сприяє стрімкому розповсюдженню СПГ-технології у світі (діаграма “Частка СПГ...”¹).

На цей час понад 85% світового експорту СПГ припадає на 10 країн, серед яких лідирує Катар – понад 25% світової торгівлі (діаграма “Топ-10 світових експортерів СПГ”², с.68). Крім зазначених лідерів, постачальниками СПГ є Екваторіальна Гвінея, Ємен, Лівія, ОАЕ, Перу, Норвегія, Росія; в найближчому майбутньому до них приєднуються Ангола, Папуа-Нова Гвінея та Камерун.

Постачання СПГ зберігає виразну прив’язаність до регіональних ринків споживання. Для країн Європи та Атлантичного узбережжя США позиції

Частка СПГ у світовій торгівлі газом (1990-2020рр.), млрд. м³

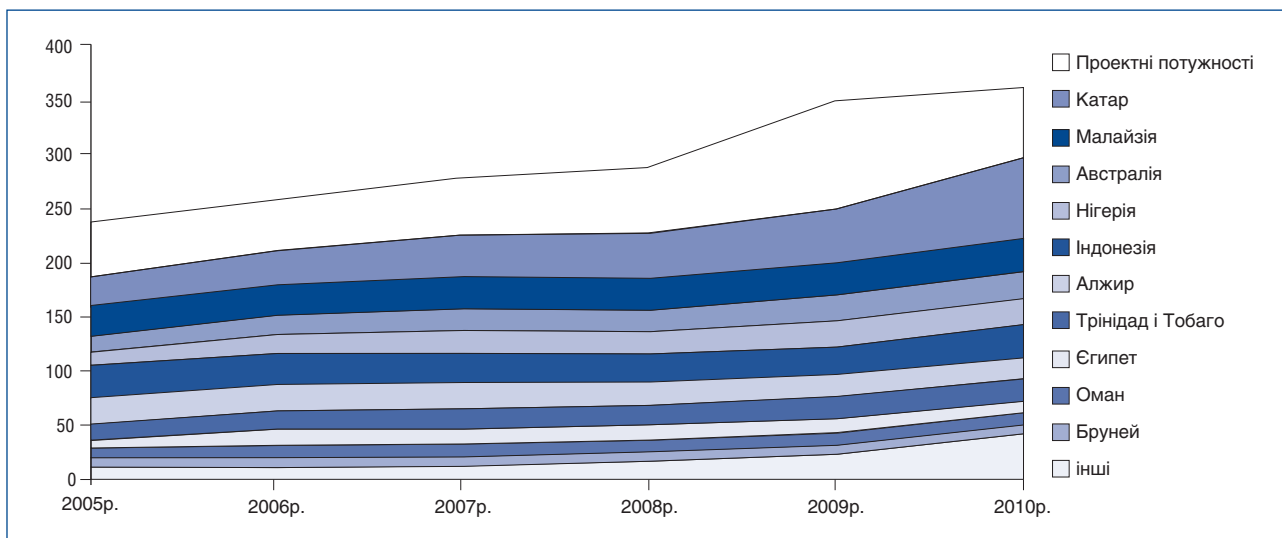


постійних постачальників посили: Алжир, Єгипет, Лівія, Нігерія, Норвегія, Екваторіальна Гвінея, Тринідад і Тобаго. Такі країни-експортери, як Австралія, Бруней,

¹ Джерела: дані Morgan Stanley, IGU; розрахунок автора.

² Джерела: дані BP, IGU; розрахунок автора.

**Топ-10 світових експортерів СПГ (2005-2010рр.),
млрд. м³**



Індонезія, Малайзія та Росія постачають СПГ до Південно-Східної Азії. Водночас Катар та інші країни Близького Сходу, а також більшість згаданих країн Топ-10, позиціюють себе як “свінг” (swing) постачальники, які здатні рентабельно експортувати СПГ у напрямках басейнів як Атлантичного, так і Тихого океанів.

Потенційні країни-постачальники СПГ до України

В умовах географічного розташування України саме свінг-експортери є її потенційними постачальниками. З метою ранжування свінг-експортерів за рівнем їх привабливості був проведений порівняльний аналіз за такими критеріями:

- розмір доведених запасів газу та обсяг їх загального експорту, що впливає на рівень ресурсної забезпеченості джерел і їх експортні можливості;
- віддаленість від України, що впливає на тривалість рейсу метановозу, розмір втрат вантажу у процесі транспортування та кількість необхідних суден для проведення торговельних операцій;
- наявність діючих потужностей зі скраплення та їх запланований розвиток на 2015-2020рр., що визначає готовність постачальника до розширення експорту;
- обсяг незаконтрактованих експортних потужностей СПГ на період до 2020р., що свідчить про потенціал укладання середньо- або довгострокових контрактів;
- необхідність проходження метановозами Турецьких проток, що впливає на тривалість рейсу, його передбачуваність і кінцеву вартість партії товару;
- історія двостороннього співробітництва, що є потужним базисом проведення міждержавних тематичних переговорів з країною-власником ресурсу.

Результати аналізу наведені в таблицях “Вільні обсяги СПГ свінг-постачальників на період 2011-2020рр.”

та “Порівняльна оцінка привабливості потенційних постачальників СПГ для України”³.

Спираючись на результати наведеного аналізу, потенційні країни-постачальники СПГ до України можна умовно розподілити на дві групи: пріоритетну та перспективну.

До пріоритетної групи віднесені країни, що набрали 70-95 балів. Це насамперед, **Алжир і Єгипет**, оскільки вони є географічно найближчими та мають добре розвинуте виробництво СПГ. Крім країн Північної Африки, до першої групи можна віднести також дві країни Близького Сходу (Катар та Оман) та Нігерію – тобто, країни, що мають крупні запаси газу, планують суттєво збільшити обсяги виробництва та експорту СПГ, а також виявляють інтерес до нових ринків збуту.

До перспективної групи віднесені країни, що набрали до 70 балів: Тринідад і Тобаго, який експортує значні обсяги газу, Лівія, Екваторіальна Гвінея та Ємен, які не мають вільних експортних потужностей, Ангола та Камерун, які лише розробляють власний СПГ-потенціал. Крім Лівії, рівень розвитку міждержавних відносин України з рештою країн цієї групи є досить низьким, а економічної кооперації майже немає. Лише в одній державі (Ангола) є постійне Посольство України, у двох – діють дипломатичні місії за сумісництвом, у трьох – українських дипломатичних представництв немає.

На окрему увагу заслуговує **Азербайджан**, який історично має плідні міждержавні взаємини з Україною, а маршрут постачання азербайджанського СПГ – єдиний, що не передбачає проходження Турецьких проток та є перспективним з точки зору залучення туркменського газу. Саме можливість безпосереднього виходу каспійського СПГ до басейну Чорного моря надає Азербайджану особливого значення. Адже у випадку з “нечорноморським” СПГ чіткі розрахунки транспортної складової ускладнюються непередбачуваністю витрат часу на перетин Турецьких проток. Якщо взяти необхідну кількість суден для забезпечення роботи першої черги українського СПГ-термінала (потужністю 5 млрд. м³), то кожні

³ Джерела: дані GIIGNL, IEA; розрахунок автора.

Вільні обсяги СПГ свінг-постачальників на період 2011-2020рр.

	Запаси газу, трлн. м³	Відстань, час транспортування в один бік²	Компанія-інвестор	Потужності СПГ 2010/2015/2020 роки, млрд. м³	Законтраковані обсяги², млрд. м³/ кінцевий термін	Вільні обсяги⁴ 2011-2020рр., млрд. м³
Азербайджан³	1,30	1 000 км 1,5 доби	SOCAR	0/ ~4 / ~8	–	–
Алжир	4,50	3 000-3 500 км 4-5 діб	Sonatrach	25,5 / 37,5 / 37,5	16,3 до 2013-2019рр. 6,8 до 2017-2022рр.	6,6
Єгипет	2,20	2 200 км 3 доби	SEGAS, EGAS ENI, BP	16 / 16 / 22,5	17,2 до 2023-2029рр.	5,3
Лівія	1,50	2 100 км 3 доби	Sirte Oil	0,9 / 0,9 / 0,9	0,7	0,2
Ангола	0,26	13 тис. км 17 діб	Chevron, Sonagas, BP, Total, ENI	0 / 6,5 / 6,5	5,2	0,0
Екваторіальна Гвінея	0,12	10,2 тис. км 13 діб	Marathon, Sonagas, Mitsui, Marubeni	4,8/ 4,8 / 10,5	4,8 до 2023р.	0,0
Камерун	0,13	10,1 тис. км 13 діб	GDF Suez	0/ 4,5 / 4,5	–	–
Нігерія	5,20	10 тис. км 13 діб	NNPC, Shell Total, ENI, BG, інші	28,5/ 39,5 / 39,5	25 до 2021-2028рр.	14,6
Катар	25,30	7 900 км 10 діб	QP, ExxonMobile, Total, Mitsui, інші	81,3/ 102 / 102	22 до 2021-2025рр. 27,5 до 2027-2034рр.	54,0
Ємен	0,49	5 000 км 7 діб	Total, Yemen Gas, Hunt Oil, інші	4,3 / 4,3 / 4,3	5 до 2028-2029рр.	0,0
Оман	0,98	7 000 км 9 діб	Oman Govt., Shell, Total, інші	14 / 14 / 14	11,3 до 2020-2025рр.	2,7
Трінідад і Тобаго	0,44	10,5 тис. км 14 діб	BP, BG, Repsol, GDF Suez	19 / 20 / 20	3,3 до 2018р. 13,2 до 2020-2026рр.	3,5
ЗАГАЛОМ				262	175,5	86,9

Примітки:

¹ У розрахунок беруться довго- та середньострокові (до 4 років) контракти постачання СПГ, підписані станом на 1 січня 2011р.

² Для розрахунку необхідного часу на транспортування СПГ-вантажу в один бік була взята середня швидкість метановозу – 33 км/год., без урахування обов'язкового простою (демереджу) в Турецьких протоках, який може сягати понад 25 діб в обидва боки (особливо взимку), місце призначення вантажу – узбережжя Одеської області (р-н Великої Одеси).

³ Транспортна відстань від Азербайджану вказана як відстань морського маршруту від чорноморського узбережжя Грузії.

⁴ Вільні обсяги – це незаконтраковані потужності діючих і запланованих заводів з підготовки СПГ за умови їх 100% завантаженості.

Порівняльна оцінка привабливості потенційних постачальників СПГ для України

	Запаси газу	Обсяг експорту	Діючі СПГ-проекти	Транспортні витрати¹	Проходження проток	Вільні потужності	Історія співробітництва
Азербайджан							
Алжир							
Єгипет							
Лівія							
Ангола							
Екваторіальна Гвінея							
Камерун							
Нігерія							
Катар							
Оман							
Ємен							
Трінідад і Тобаго							
Рівень оцінки привабливості							
	нульовий		низький		середній		високий

Оцінка проводиться згідно з наступною методикою розрахунку балів. Максимально можлива кількість балів – 100. Кількість балів за критеріями: "Собівартість видобутку", "Запаси газу", "Транспортні витрати" – по 20 балів; "Обсяг експорту", "Вільні експортні потужності", "Проходження проток" – по 10 балів; "Діючі СПГ-проекти", "Історія співробітництва" – по 5 балів.

5-6 днів метановоз з СПГ-вантажем, або який повертається на завантаження, змушений буде проходити Турецькі протоки (таблиця "Розрахунок необхідної кількості метановозів..."⁴, с.70).

Водночас слід зазначити, що проект постачання азербайджанського СПГ має й серйозні недоліки. Зокрема, його реалізація вимагає другої стадії промислової розробки каспійського шельфового родовища Шах-Деніз, прокладання нової газопровідної гілки до чорноморського узбережжя Грузії і спорудження

на ньому заводу зі скраплення. Лише за скромними розрахунками, вартість такого проекту становитиме мінімум \$8 млрд. Крім того, постачання азербайджанського газу до Європи у формі СПГ (у т.ч. через виконання проекту AGRI) не відповідає європейському проекту Nabucco та фактично є його конкурентом за ресурс. Це очікувано спричиняє певний тиск з боку зацікавлених споживачів країн ЄС і транзитної країни – Туреччини, стратегічного партнера Азербайджану (таблиця "Газовий баланс Азербайджану"⁵, с.70).

⁴ Розрахунки автора.

⁵ Джерела: дані компаній; розрахунок автора.

Розрахунок необхідної кількості метановозів для завантаження
І черги СПГ-терміналу в Україні

Параметри	Україна, СПГ-термінал І черга, річна потужність – 5 млрд. м ³ (3,8 млн. т)			
	Алжир	Катар	Нігерія	Азербайджан
Відстань в обидва боки, км	7 000	15,8 тис.	20 тис.	2 000
Швидкість, км/год.	33	33	33	33
Час на за-/розвантаження ¹ , год.	18	18	18	18
Демередж у Турецьких протоках ² , днів	10	10	10	0
Час на один рейс, днів	20	31	36	3,3
Максимальна кількість рейсів одного метановозу на рік	18	12	10	114
Тоннажність метановозу, тис. т	135	135	135	135
Витрати СПГ у дорозі ³ , тис. т	1,5	4,5	5,5	0,5
Витрати СПГ під час регазифікації ⁴ , тис. т	2,0	2,0	1,9	2,0
Обсяг товарного СПГ в одному рейсі, тис. т	131,5	128,5	127,6	132,5
Сумарний річний обсяг перевезення газу, тис. т	3 800	3 800	3 800	3 800
Необхідна кількість рейсів на рік	28	29	30	28
Необхідна кількість метановозів на рік	2	3	3	1
Вартість одного метановозу, \$ млн.	200	200	200	200
Капітальні витрати, \$ млн.	400	600	600	200

Примітки:

¹ У т.ч. тривалість усього циклу портового обслуговування.² Простий (демередж) у Турецьких протоках метановозу може сягати понад 25 днів в обидва боки, особливо взимку.³ Витрати під час транспортування – 0,1-0,15% обсягу вантажу на добу.⁴ Витрати під час регазифікації – 1-2% обсягу вантажу.Потенційні компанії-партнери
України у виконанні СПГ-проекту

Для визначення ступеня оволодіння СПГ-бізнесом країнами пріоритетної групи було проведено ранжування їх національних нафтогазових компаній, залежно від досвіду розвитку СПГ-проектів цих країн. Зокрема, за такими критеріями (таблиця “Участь нафтогазових компаній - потенційних партнерів України у складових виробничого циклу СПГ”⁶):

- участь у видобутку енергоносіїв, що впливає на рівень їх ресурсозабезпеченості;
- володіння потужностями зі скраплення, що має вплив на їх експортні можливості;
- наявність власного технічного та конструкторського досвіду і розвитку СПГ-інфраструктури;
- здатність розвивати СПГ-проект самостійно, з мінімальним залученням інших компаній;

- наявність власного флоту метановозів;
- наявність частки власності в терміналах країн-імпортерів, що впливає на рівень розуміння та досвід ведення бізнесу в усіх складових виробничого циклу СПГ (видобуток – скраплення – транспортування – регазифікація).

Зведені дані показують, що нафтогазові компанії усіх розглянутих країн, крім Азербайджану, мають досвід розвитку різних стадій СПГ-проектів і власні експортні потужності. Крім того, Алжир, Катар та Оман беруть участь у СПГ-проектах країн-імпортерів та є власниками метановозів, а Єгипет і Нігерія можуть бути потенційно зацікавлені в розвитку відповідних напрямів СПГ-бізнесу, в т.ч. з Україною. На жаль, з компаніями зазначених країн Азербайджанська державна нафтогазова компанія наразі може конкурувати лише сировиною та репутацією, що вимагатиме від SOCAR більше часу та додаткових витрат на налагодження власного СПГ-бізнесу.

Газовий баланс Азербайджану,
млрд. м³

Азербайджан	2005	2008	2010	2015	2020
показник	факт			прогноз	
Валовий видобуток,	10,0	23,5	26,2	30,00	45-50
у т.ч. товарний газ:	5,8	16,3	16,6	17,70	30
SOCAR (операційні компанії та СП)	3,9	7,7	7,1	7,30	8
AIOC (попутний газ з АЧГ)	1,9	1,4	2,0	2,00	2
Шах-Деніз (Стадія 1, 2)	-	7,2	7,5	8,40	20
Експорт:	-	4,6	6,8	7,70	20
Туреччина		3,9	5,0	6,3	~
Грузія		0,7	0,7	1,00	~
Росія		-	0,8	0,25	~
Іран		-	0,3	0,25	~
інші		-	-	-	~
Імпорт	4,7	-	-	-	-
Споживання	8,6	9,3	9,8	10	10

Примітки:

AIOC: BP (37,43%), Chevron (11,27%), Inpex (10,96%), SOCAR (10%), Statoil (8,56%), Exxon (8%), TPAO (6,75%), Itochu (4,3%), Hess (2,72%).

Шах-Деніз (Стадія-1): BP (25,5%), StatoilHydro (25,5%), SOCAR (10%), Lukoil (10%), NICO (10%), Total (10%), TPAO (9%).

Шах-Деніз (Стадія-2): учасники не визначені.

⁶ Джерела: дані Oxford Institute for Energy Studies, розрахунок автора.

Участь нафтогазових компаній - потенційних партнерів у складових виробничого циклу СПГ

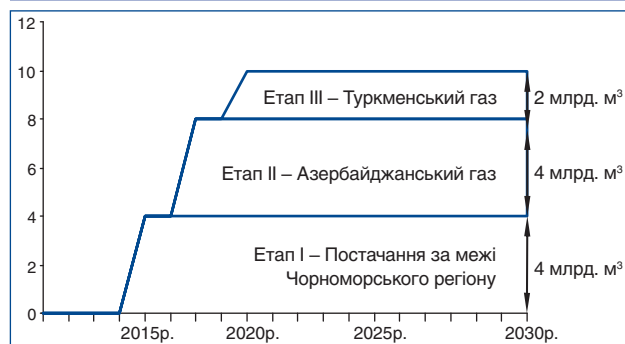
	Компанія	Рік першого СПГ-вантажу	Залучення до видобутку	Власний СПГ- завод	Досвід спорудження	Досвід розвитку проекту	Власний СПГ- флот	Власний приймаючий термінал
Азербайджан	SOCAR	~ 2014						
Алжир	Sonatrach	1964						
Єгипет	EGAS	2005						
Катар	Qatar Petrol.	1997						
Оман	Oman Govt.	2000						
Нігерія	NNPC	1999						
Рівень оцінки привабливості								
	нульовий		низький		середній			високий

Оцінка проводиться згідно з наступною методикою розрахунку балів. Максимально можлива кількість балів дорівнює 100. Кількість балів по критеріям: "Залучення до видобутку" – 50 балів; "Власний СПГ- завод" – 25 балів; "Власний СПГ-флот" – 10 балів; "Досвід спорудження" – 10 балів; "Власний приймаючий термінал" – 5 балів.

Відтак, стратегічно важливими для України є такі країни постачальники СПГ: Алжир, Єгипет, Катар, Нігерія та Оман, а також в перспективі Азербайджан із залученням туркменського газу (діаграма "Прогнозний імпортерний баланс СПГ-терміналу в Україні"). Експорт СПГ з цих країн у значних обсягах спрямований до Європи та має перспективи збільшення в очікуваному майбутньому. З огляду на зазначене, головним завданням України має бути розвиток політичних взаємовідносин і поглиблення економічного багатогалузевого співробітництва з визначеними країнами-постачальниками СПГ на найвищому державному рівні. Генеральний вектор має передбачати початок серйозних переговорів з:

- урядами країн Північної і Західної Африки, Близького Сходу та Каспійського регіону, з їх національними нафтогазовими компаніями, які посідають важливе місце в паливно-енергетичному комплексі цих країн;
- провідними іноземними нафтогазовими корпораціями, які вже працюють на визначених ринках та є важливими бізнес-партнерами місцевих компаній і національних урядів у розробці нафтогазової галузі, зокрема *ExxonMobil, Shell, BG, ENI, Total, BP*;
- урядом Туреччини як оператором транспортних потоків, у т.ч. руху метановозів через Турецькі протоки.

Прогнозний імпортерний баланс СПГ-терміналу в Україні



Сучасні умови торгівлі СПГ

Стосовно нинішніх умов торгівлі СПГ необхідно підкреслити, що переважають довго- та середньострокові контракти з гарантованими обсягами постачання газу визначеному споживачеві. Це пояснюється потребою розподілу ризиків під час реалізації капіталомістких СПГ-проектів та є однією з вимог банківських синдикатів, які фінансують такі проекти.

Логіка розподілу ризиків у довгострокових контрактах втілюється в положенні: "покупець несе ризики, пов'язані з обсягами, а продавець – з цінами". Тому більшість контрактів містять зобов'язання "бери або плати" (*take-or-pay*), що змушує покупця гарантовано купувати певні визначені обсяги газу, а також положення про періодичну індексацію цін, що покладає на продавця часові ризики коливання цін на енергоносії. Водночас, контрактна умова про т.зв. "територіальне застереження" (*destination clause*), метою якого є запобігання перепродажу товару покупцем самостійно третій стороні, поступово вилучається зі списку обов'язкових як така, що суперечить принципам справедливої конкуренції. Станом на початок 2011р., у світі діяло понад 150 довгострокових контрактів, які покривали 70% світової торгівлі СПГ.

Водночас, хоча довгострокові контракти мінімізують ризики постачання та цінові ризики, вони не забезпечують гнучкості в узгодженні попиту і пропозиції під час різких змін на газовому ринку. Здатність СПГ привносити товарну конкуренцію на світові ринки багато в чому зумовлена саме поширенням торгівлі партіями з "гнучким" вибором пункту призначення (*destination flexibility*).

Найбільш типовою формою торгівлі з гнучким вибором пункту призначення є ринок короткострокових операцій (*short-term transactions*), що охоплює спотову торгівлю (*spot trading*) – продаж з негайною або форвардною оплатою і постачанням від одного дня до року, або контракти купівлі-продажу тривалістю до чотирьох років. Така торгівля передбачає вантаж, не охоплений контрактами з визначеним кінцевим пунктом призначення та/або є результатом позапланового видобутку сировини. Зазвичай, під час вибору покупця перевага надається ринку з вищою нормою прибутку. Короткострокові операції дозволяють споживачам забезпечувати непередбачені потреби, досягати фізичної рівноваги між попитом і пропозицією у короткому часовому періоді, та головне – сприяють зниженню витрат за рахунок постійного пошуку найдешевшого джерела постачання.

Одночасно поширюється практика ще однієї форми торгівлі з гнучким вибором пункту призначення – "самоконтрактування" (*self contracting*) – коли продукція реалізується переважно між підприємствами однієї корпорації з метою оптимізації її балансового прибутку за рахунок зменшення операційних витрат та інших видатків (*portfolio optimization*).

Можливість вибору споживчого ринку, здатного забезпечити отримання найбільш оптимальної ціни

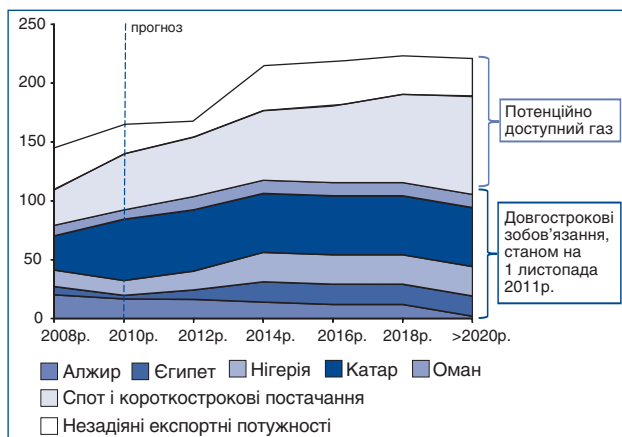
⁷ Розрахунки автора.

“нетбек” у визначений часовий проміжок, спонукає до швидкого розвитку цінового арбітражу (*arbitrage*) – торгівлі між регіональними ринками з різними рівнями цін. Головною відмінністю арбітражних угод від спотової торгівлі, самоконтрактування, а також операцій із заміщення (*swap*), є можливість перепродажу СПГ-вантажу, тобто участь у торгівлі більш ніж двох сторін. Обов’язковою складовою арбітражної торгівлі є право продавця переспрямовувати СПГ-вантаж від початкового покупця до третьої сторони за умови згоди початкового покупця та розподілу додаткового прибутку від операції з ним. Таку саму можливість має початковий покупець у разі, якщо він не потребує заявлених раніше обсягів вантажу або цей товар може бути замінений дешевшим газом з місцевого ринку чи іншими партіями СПГ зі спотового ринку.

Поточні тенденції у країнах континентальної Європи вказують на те, що дерегуляція газової галузі – розмежування діяльності з транспортування від постачання та продажу – знижує привабливість довгострокових контрактів типу “бери або плати” та надає перевагу середньо- та короткостроковим контрактам. При цьому, з метою оперативного регулювання змін попиту/пропозиції, відбувається і зміна домінуючої контрактної формули ціноутворення з традиційної, що базується на принципі “витрати плюс” (*cost plus*) або “ринкової вартості” (*netback price*), до спотової (біржової) на основі конкуренції “газ – газ”. Це призводить до поступового відокремлення цін на газ від індексації до цін на нафту та нафтопродукти, що встановлює маржинальну конкуренцію між різними видами палива, а також сприяє вилученню з контрактів заборони перепродажу придбаного газу і впровадженню часткової (15-30%) прив’язки цін довгострокових газових контрактів безпосередньо до “торговельних” цін на газ.

Водночас, попри досить стрімкі прогресивні зміни останніх років, довгострокові угоди з постачальниками газу залишаються основним елементом забезпечення прогнозованого та надійного рівня енергетичної безпеки країн-імпортерів континентальної Європи. Аналіз експортних зобов’язань визначених вище пріоритетних для України країн-виробників СПГ також підтверджує надання ними переваги довгостроковим контрактним відносинам (діаграма “Прогноз потенційно доступного СПГ (вільні та торговельні обсяги)...”⁸).

Прогноз потенційно доступного СПГ (вільні та торговельні обсяги) на 2020р. з Алжиру, Єгипту, Нігерії, Катару, Оману
млрд. м³



Перспективи для України

Сьогодні досить складно прогнозувати кон’юнктуру газового ринку на далеку перспективу, а також співвідношення рівня цін між СПГ і трубопровідним газом. Наразі загальна тенденція на ринку СПГ свідчить про наступне.

Перенасиченість світового ринку постачання газу, що виникла в результаті економічної кризи (яка зменшила попит на газ), різкого зростання видобутку газу з нетрадиційних джерел у США та збільшення обсягів виробництва СПГ, може тривати ще певний час – ймовірно, кілька років. При цьому, конкурентоспроможність СПГ відносно газопровідного транспортування кожного року зростатиме, що пов’язано з поступовим зменшенням транспортних витрат завдяки збільшенню допустимого обсягу партій вантажу та впровадженню вдосконалених технологій.

З метою забезпечення високого рівня безпеки постачання та гнучкості для оперативного вибору товару за кращою ціною, найбільш обґрунтованим для України може бути укладання власниками СПГ-термінала та/або його користувачами (*capacity-holders*) кількох контрактів на середньо- та довгостроковій основі з граничним зобов’язанням відбору газу до 75% річного обсягу та без територіального обмеження на продаж (з можливістю перепродажу), а також закупівля решти газу на спотовому чи арбітражному ринках у необхідних обсягах. Зокрема, якщо на спотовому ринку ціна є вищою, ніж за довгостроковим контрактом, доцільно викуповувати лише мінімально дозволені обсяги за угодами та надавати перевагу торговельним операціям. Натомість, максимально закуповувати обсяги за довгостроковими контрактами в разі їх ціни, нижчої від біржових партій.

При цьому, необхідною умовою становлення України як привабливого пункту призначення значних обсягів товарного СПГ має стати стимулювання конкурентоспроможності та лібералізації газового ринку через прибирання зайвих бар’єрів, встановлення прозорого та недискримінаційного підходу до походження постачальників, а також гарантування режиму вільного доступу третіх осіб (*third party access*) до СПГ-інфраструктури.

Світова практика доводить, що будівництво терміналів з імпорту СПГ вимагає втручання держави з метою забезпечення гарантій повернення інвестицій та надання певних пільг (наприклад, податкових чи митних), оскільки в переважній більшості випадків завданням таких проектів є забезпечення не стільки їх економічної ефективності, скільки енергетичної безпеки країни. Водночас, міждержавні політичні переговори, спрямовані на зменшення некомерційних ризиків, дипломатія не замінять комерційних переговорів компетентних компаній щодо постачання сировини. В контексті зазначеного, з точки зору національних інтересів України, винятково економічні показники СПГ-проекту не є єдиним аргументом визначення його доцільності.

Насамперед, реалізація проекту постачання СПГ має сприяти становленню справедливих цін на імпортований природний газ та гарантувати зниження негативних наслідків можливих переривань постачань з традиційних джерел у випадку форс-мажорних обставин для комерційних і некомерційних споживачів. Сама можливість отримувати енергоресурс з багатьох джерел завдяки їх диверсифікації забезпечить Україну стратегічними перевагами економічного та безпекового характеру. ■

⁸ Джерела: дані BP, GII/IGNL; розрахунок автора