

ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ДОЦІЛЬНОСТІ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

© 2016 БОРЩ Л. М.

УДК 338.12.017:553.9

Борщ Л. М. Оцінка економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу в Україні

У статті представлено методичний підхід до оцінки економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу за основними сланцевими басейнами в Україні на передінвестиційному етапі. Обґрунтування економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу зроблено за методом аналогії на основі побудови економетричних залежностей за основними сланцевими басейнами в США. Проведена економічна оцінка доцільності видобутку природного сланцевого газу передбачала прогнозування собівартості видобутку на гирлі свердловини за різними глибинами та оцінку інвестиційної привабливості за різними агрегатними станами. Апробація представленого методичного підходу була здійснена для Дніпровсько-Донецького та Карпатського сланцевих басейнів, на основі чого зроблено висновок про більш високу інвестиційну привабливість першого з огляду на його колекторські властивості та наявність покладів нетрадиційних вуглеводнів у різних агрегатних станах.

Ключові слова: природний сланцевий газ, собівартість видобутку, інвестиційна привабливість.

Рис.: 3. **Табл.:** 8. **Формул.:** 3. **Бібл.:** 8.

Борщ Лариса Михайлівна – здобувач, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (пл. Свободи, 5, Держпром, 7 під'їзд, 8 поверх, Харків, 61022, Україна)

УДК 338.12.017:553.9

UDC 338.12.017:553.9

Борщ Л. М. Оценка экономической целесообразности добычи природного сланцевого газа в Украине

В статье представлен методический подход к оценке экономической целесообразности добычи природного сланцевого газа по основным сланцевым бассейнам в Украине на прединвестиционном этапе. Обоснование экономической целесообразности добычи природного сланцевого газа сделано по методу аналогии на основе построения эконометрических зависимостей по основным сланцевым бассейнам в США. Проведенная экономическая оценка целесообразности добычи природного сланцевого газа предусматривала прогнозирование себестоимости добычи на устье скважины по различным глубинам и оценку инвестиционной привлекательности по разным агрегатным состояниям. Апробация представленного методического подхода была осуществлена для Днепро-Донецкого и Карпатского сланцевых бассейнов, на основе чего сделан вывод о более высокой инвестиционной привлекательности первого, учитывая его коллекторские свойства и наличие залежей нетрадиционных углеводородов в различных агрегатных состояниях.

Ключевые слова: природный сланцевый газ, себестоимость добычи, инвестиционная привлекательность.

Рис.: 3. **Табл.:** 8. **Формул.:** 3. **Библ.:** 8.

Борщ Лариса Михайловна – соискатель, Научно-исследовательский центр индустриальных проблем развития НАН Украины (пл. Свободы, 5, Госпром, 7 подъезд, 8 этаж, Харьков, 61022, Украина)

Borshch L. M. Evaluation of Economic Feasibility of Production of the Natural Shale Gas in Ukraine

The article provides a methodical approach to evaluating economic feasibility of production of natural shale gas by the major shale basins in Ukraine at the pre-investment stage. The substantiation of economic feasibility of production of the natural shale gas has been done using the method of analogy and on the basis of building econometric dependencies by the basic shale basins in the United States of America. The conducted economic evaluation of feasibility of production of natural shale gas included forecasting as to production costs on the wellhead by different depths and estimation of investment attractiveness as for different aggregative states. An approbation of the presented methodical approach was implemented for the Dnipro-Donetsk and Carpathian shale basins, on the basis of which a conclusion about the higher investment attractiveness of the first basin has been drawn, given its reservoir characteristics and presence of deposits of unconventional hydrocarbons in different aggregative states.

Keywords: natural shale gas, production cost, investment attractiveness.

Fig.: 3. **Tabl.:** 8. **Formulae:** 3. **Bibl.:** 8.

Borshch Larysa M. – Applicant, Research Centre of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (8 floor, 7 entrance, Derzhprom, 5 Svobody Square, Kharkiv, 61022, Ukraine)

Запаси енергетичних ресурсів є частиною національного багатства кожної країни. Українська економіка є енергодефіцитною, в основному через скудність запасів традиційних родовищ рідких і газоподібних вуглеводнів. Так, за рахунок власних родовищ традиційного природного газу можливо задовольнити тільки 1/3, а традиційної нафти — тільки 1/8 від національного попиту цих енергоресурсів. Відтак, основним джерелом енергозабезпечення їх потреб залишається імпорт. Природно, що монопольна залежність України від Росії викликає об'єктивне прагнення до диверсифікації внутрішніх і зовнішніх джерел цих вуглеводнів.

Найбільш активно зараз розглядаються спільні проекти в газовій сфері: мова йдеться про розробку родовищ традиційного природного газу в акваторіях Чорного та Азовського морів, про наміри України щодо будівництва LNG-терміналу, про збільшення потужностей газових сховищ і про постачання природного газу в

реверсному для національної ГТС напрямі (включаючи віртуальний реверс). Особливо гостро постають питання щодо доцільності розробки нетрадиційних природних газів в Україні. З одного боку, потенційні технічно видобувні ресурси тільки природного сланцевого газу (ПСГ) більше, ніж у 6 разів перевищують розвідані запаси традиційного природного газу (ТПГ), а з іншого, — наявний досвід освоєння американських сланцевих родовищ та наявність значних економічних та екологічних ризиків вимагають більш детального дослідження цієї проблеми стосовно колекторських властивостей сланцевих басейнів в Україні та при поточній кон'юктурі на європейському газовому ринку.

Основою цього дослідження виступають такі праці: Адміністрації енергетичної інформації США [1, 2] в частині оцінки запасів та колекторських властивостей сланцевих басейнів в США та інших країнах світу; Post Carbon Institute [3], а саме — аналіз останніх тенденцій та

прогнозування сланцевого газовидобутку за американськими пляями; Пітсбургського університету США [4, 5] з позиції оцінки витрат та ефективності видобутку ПСГ; Deutsche Bank [6] щодо особливостей оцінки інвестиційної привабливості його видобутку; а також праці вітчизняних дослідників, зокрема Кизима М. О., Лелюка О. В. [7] з огляду на питання визначення перспектив освоєння Юзівського майданчику Дніпровсько-Донецького сланцевого басейну, а також ключових тенденцій на національному газовому ринку та їх значення розвитку нетрадиційної індустрії в Україні; Кауфмана А. А. [8] за напрямками систематизації американського досвіду в нетрадиційному газовидобутку та перспектив розгортання сланцевої революції в інших країнах світу.

Сьогодні актуальність реалізації цього напрямку значно знизилася. Водночас, будь-якого комплексного аналізу, що визначає доцільність розвитку нетрадиційного газовидобутку в Україні, виконано не було. Ця стаття спрямована на усунення цього недоліку та оцінку економічної доцільності розробки українських сланцевих басейнів.

Метою статті є обґрунтування методичного підходу до оцінки економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу в Україні на передінвестиційному етапі.

АЕІ США оцінила технічно видобувні ресурси ПСГ в Україні в обсязі 3,6 трлн куб. м, які розташовані на території двох перспективних сланцевих басейнів: у Дніпровсько-Донецькому – 59% та Карпатському – 41% [2]. Перспективи освоєння цих басейнів визначаються геологічними, економічними та екологічними особливостями. У цій роботі пропонується методичний підхід до оцінки економічної доцільності розробки цих басейнів, який складається з восьми етапів (рис. 1).

Так, на першому етапі аналіз досвіду видобутку ПСГ у США дозволив визначити такі ключові тенденції [7, 8]:

1) собівартість видобутку ПСГ є значною вищою у порівнянні з ТПГ, що пов'язано з проведенням масштабних геологорозвідувальних робіт з використанням тривимірної сейсморозвідки, використанням технології горизонтального буріння (капітальні витрати), а також проведенням багатоступеневих гідророзривів низькопористих сланцевих пластів;

2) життєвий цикл горизонтальних свердловин з видобутку НПП є значно коротшим (близько 5 років), аніж для свердловин з видобутку ТПГ і характеризується стрімко падаючим дебітом (від 74% до 82% за перші три роки);

3) видобуток ПСГ вимагає проведення широкомасштабних і дорогих заходів екологічного характеру, пов'язаних із додатковими очищенням пластових вод, меліорацією ґрунту та утилізацією відпрацьованих водних стоків та ін.;

4) видобуток неконвенційних вуглеводнів часто супроводжується супутньою продукцією, перерозподіл витрат між якими дозволяє значно знизити собівартість видобутку на гирлі свердловини;

5) індустрія нетрадиційного газовидобутку в США є високочутливою до динаміки цінних індикаторів: низькі спотові ціни на сиру нафту та природний газ обумовлюють згортання сланцевого бізнесу в США.

Загалом, АЕІ прогнозує зростання видобутку природного газу в США до 1,1 трлн куб. м, тобто ще на 55% до 2040 р., основну частку якого має покривати ПСГ (47%). Однак фактичні дані щодо видобутку ПСГ за сьома основними сланцевими басейнами США (що забезпечують 88% від його загального обсягу видобутку) засвідчують про малоімовірність таких форсайт-прогнозів. Більшість сланцевих басейнів США (окрім Marcellus, EagleFord та Bakken) перетнули межу пікового (максимального) рівня видобутку ще до 2015 р., а для підтримки поточного обсягу видобутку ПСГ необхідно щороку бурити більше 8000 нових, на що необхідно витратити 48 млрд дол. США.



Рис. 1. Логічна схема методичного підходу до оцінки економічної доцільності видобутку ПСГ в Україні

Зазначеною організацією було проведено систематизацію даних за сланцевими басейнами 46 країн світу, з-поміж яких є і Україна (табл. 1).

Представлені в табл. 1 дані дозволяють виділити дві принципові відмінності українських басейнів ПСГ від американських аналогів: по-перше, значно більша глибина залягання сланців (мінімальна глибина залягання – 1000 м, середня – 3500 м, максимальна – 5000 м); по-друге, низька пористість порід (у Карпатському – 4,0%, у Дніпровсько-Донецькому – 6,0%, тоді як в найбільшому північноамериканському басейні Marcellus – 10,0%). Окрім цього, у Карпатському басейні спостерігається низький вміст органічних речовин і невисокий пластовий тиск. Водночас в українських басейнах має місце достатня потужність пластів і порівняно з розмірами території великі обсяги запасів ПСГ. Ці характеристики значною мірою і визначають інвестиційну привабливість видобутку ПСГ в Україні. Однак відсутність підтверджених даних на основі геолого-розвідувальних робіт (сейсмічних досліджень і розвідувального буріння) щодо геофізичних та геохімічних умов залягання і запасів ПСГ в Україні дає можливість тільки для приблизного розрахунку собівартості його видобутку, спираючись на економіко-математичні методи і дані по економіці видобутку ПСГ у США за методом аналогії.

Спираючись на дані досліджень Deutsche Bank [6] щодо родовищ ПГС в США, була побудована ступене-

ва залежність сумарного виходу з однієї свердловини (Y , млн куб. м) від пористості сланцевих порід (X_1 , %), градієнта тиску (X_2 , psi / ft) і запасів на 1 кв. км (X_3 , млн куб. м):

$$Y = 0,069 \times X_1^{-0,302} \times X_2^{0,764} \times X_3^{0,791}. \quad (1)$$

Прийнятні значення коефіцієнта детермінації ($R^2 = 0,944$) і середньої відносної помилки ($\epsilon = 13\%$) дозволяють використовувати цю модель для прогнозування можливого сумарного виходу зі свердловин у межах українських басейнів. Таким чином, можливий вихід з однієї свердловини (EUR) у Карпатському басейні може становити 70 млн куб. м, а в Дніпровсько-Донецькому – 120 млн куб. м за умови експлуатації свердловини терміном 30 років. Однак, як засвідчує досвід США, життєвий цикл експлуатації горизонтальних свердловин з видобутку ПСГ є значно меншим і становить приблизно 5 років [3].

Використовуючи дані щодо сумарного видобутку з однієї свердловини і спираючись на наявний досвід видобутку в США (на кінець першого року відзначається падіння на 65% від початкового дебіту, на кінець 2-го року – 45% від залишкового, на кінець 3-го і 4-го років – ще по 30%, а починаючи з 5-го року і далі падіння дебіту становить 10% від попереднього року [3, 6]), можна спрогнозувати щорічні обсяги видобутку та дебіт свердловин для двох українських сланцевих басейнів (табл. 2).

Таблиця 1

Колекторські властивості сланцевих басейнів в Україні [2]

| Басейн | Карпатський басейн | | Дніпровсько-Донецький басейн | |
|--|--------------------|------------------|------------------------------|---------------------|
| | | | | |
| Общая площадь, кв. км | 181300 | | 60000 | |
| Перспективна площа, кв. км | 41640 | 3780 | 6940 | 15560 |
| у т. ч. на території України | 29830 | 3780 | 6940 | 15560 |
| Чиста органічна товщина, м | 120 | 100 | 100 | 100 |
| Глибина, м | | | | |
| у т. ч. | | | | |
| мінімальна | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| максимальна | 5000 | 5000 | 5000 | 5000 |
| середня | 3000 | 3350 | 3660 | 3960 |
| Пластовий тиск | Нормальний | Нормальний | Помірно надлишковий | Помірно надлишковий |
| Середній вміст органіки, % | 2,0 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Термічна зрілість, % | 2,5 | 0,9 | 1,15 | 2 |
| Пористість, % | 4,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| Вміст глини | Середній | Низький | Низький | Низький |
| Газова фаза | Сухий газ | Асоційований газ | Вологий газ | Сухий газ |
| Геологічні запаси, трлн куб. м | 10,3 | 0,4 | 1,8 | 6,6 |
| Технічно видобувні запаси газу, трлн куб. м | 2,1 | 0,04 | 0,4 | 1,7 |
| у т. ч. на території України | 1,5 | 0,04 | 0,4 | 1,7 |
| Технічно видобувні запаси нафти/газового конденсату, млрд бар. | – | 0,66 | 0,48 | – |

Прогнозні обсяги видобутку сухого ПСГ на 1 свердловину в межах українських басейнів

| Рік | Щорічне падіння дебіту, % | Карпатський басейн | | | | Дніпровсько-Донецький басейн | | | |
|-------------------|---------------------------|-------------------------|----------------|----------------|------------------------------------|------------------------------|----------------|----------------|------------------------------------|
| | | Дебіт, тис. куб. м/добу | | | Річний обсяг видобутку, млн куб. м | Дебіт, тис. куб. м / добу | | | Річний обсяг видобутку, млн куб. м |
| | | на початок року | на кінець року | середньорічний | | на початок року | на кінець року | середньорічний | |
| 1 | 65 | 71 | 24,9 | 48 | 17,5 | 122 | 42,7 | 82,4 | 30,1 |
| 2 | 45 | 24,9 | 13,7 | 19,3 | 7 | 42,7 | 23,5 | 33,1 | 12,1 |
| 3 | 30 | 13,7 | 9,6 | 11,7 | 4,3 | 23,5 | 16,5 | 20 | 7,3 |
| 4 | 30 | 9,6 | 6,7 | 8,2 | 3 | 16,5 | 11,6 | 14,1 | 5,1 |
| 5 | 10 | 6,7 | 6 | 6,4 | 2,3 | 11,6 | 10,4 | 11 | 4 |
| Усього за 5 років | | - | - | - | 34,1 | - | - | - | 58,6 |
| Частка від EUR | | - | - | - | 49% | - | - | - | 49% |

Виходячи з наведених розрахунків, видобуток сухого ПСГ у Дніпровсько-Дніпровському басейні буде характеризуватися середнім початковим дебітом (≈ 122 тис. куб. м/добу) і малим у Карпатському басейні (≈ 71 тис. куб. м/добу). Отже, загальний обсяг видобутку ПСГ за 1-й рік експлуатації свердловини в Карпатському басейні складе 17,5 млн куб. м, а в Дніпровсько-Дніпровському басейні – 30,1 млн куб. м, а сумарний обсяг видобутку за 5 років складе 34,1 млн куб. м і 58,6 млн куб. м відповідно (49% від EUR). Такі порівняно невеликі обсяги газовидобутку обумовлюють необхідність буріння великої кількості свердловин для задоволення власних потреб. Виходячи із середньої площі, необхідної для буріння однієї свердловини в США (2,6 кв. км), на території Дніпровсько-Донецького басейну можна пробурити 5 980 свердловин, а на території Карпатського басейну – 11480 свердловин. Однак фактично дані значення будуть значно нижчими, зважаючи на густоту заселення цих територій.

У табл. 3 узагальнено витрати на видобуток за басейнами ПСГ США, порівнюючи які з колекторськими параметрами цих басейнів, можна визначити ряд залежностей.

Згідно з даними в табл. 3, операційні витрати на видобуток ПСГ варіюються від 32 до 66 дол. США/тис. куб. м. Передбачається, що широкий розмах за цією статтею витрат пояснюється різними геохімічними умовами басейнів, зокрема пористістю тугих колекторів і вмістом вуглеводнів. Представлена залежність (2) між пористістю колекторів (X) і операційними витратами на видобуток (Y) ПСГ за основними басейнами США свідчить, що зі збільшенням пористості операційні витрати на видобуток ПСГ скорочуються в ступеневій залежності:

$$Y = 148,34 \times x^{-0,602} \quad (2)$$

$$R^2 = 0,661.$$

Так, якщо середня пористість сланцевих колекторів басейну Barnett Shale становить 4,5%, то операційні витрати на видобуток СПГ є найвищими і становлять більше 66 дол. США/тис. куб. м. Підтверджує зворотню тенденцію між цими показниками і дані басейну Marcellus: при середній пористості в 10% операційні витрати на видобуток сланцевого газу складають всього 32 дол. США на 1 тис. куб. м.

Наведені в табл. 1 дані щодо пористості сланцевих басейнів в Україні та представлена економетрична залежність дозволяють зробити припущення про значне зростання операційних витрат на видобуток ПСГ у порівнянні з американськими аналогами. Так, для Карпатського басейну операційні витрати на видобуток ПСГ складуть 64,5 дол. США/тис. куб. м, а для Дніпровсько-Донецького басейну – 50,5 дол. США/тис. куб. м.

Спираючись на представлені в табл. 3 дані, слід також відзначити значний розмах варіації в капітальних витратах на видобуток ПСГ між басейнами США: від 3,1 до 11 млн дол. США на 1 свердловину. Основною причиною різниці в капітальних витратах на будівництво однієї свердловини вважається різна глибина залягання сланцевих колекторів. Так, якщо в межах басейну Barnett Shale цей показник варіюється від 1900 до 2800 м, то в басейні Woodford його середні значення вже сягають 4000 м. Отже, можна висунути гіпотезу про залежність капітальних витрат на будівництво однієї свердловини та глибиною залягання покладів сланців, яка може бути виражена у виді економіко-математичної залежності (3):

$$Y = 0,74 \times e^{0,0006x} \quad (3)$$

$$R^2 = 0,766,$$

Таблиця 3

Витрати на видобуток ПСГ за басейнами США [6]

| Стаття витрат | Barnett | Fayetteville | Haynesville | Marcellus | Woodford |
|---|---------|--------------|-------------|-----------|----------|
| Капітальні витрати на свердловину, млн дол. США | 3,1 | 3,2 | 7 | 3,75 | 10,7 |
| Операційні витрати на свердловину, дол./ тис. куб. м | 66,07 | 46,43 | 53,57 | 32,14 | 44,64 |
| Витрати на дослідження і розробку, дол. США/тис. куб. м | 45,0 | 65,0 | 61,1 | 50,7 | 77,9 |

де Y – капітальні витрати на одну свердловину, млн дол. США;

x – глибина залягання сланцевих колекторів, м.

Спираючись на представлену експоненціальну залежність, можна припустити, що капітальні витрати для українських басейнів будуть варіювати від 1,35 до 14,87 млн дол. США на свердловину, при середній величині 6 млн дол. США (рис. 2).

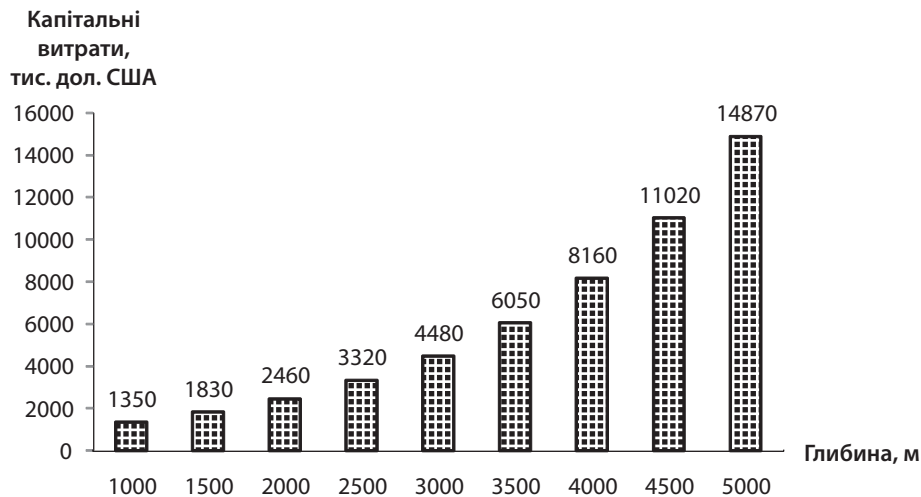


Рис. 2. Динаміка капітальних витрат на 1 свердловину залежно від глибини залягання сланцевих колекторів

Витрати на дослідження і розробку українських родовищ ПСГ були оцінені за середніми витратами для американських басейнів і складають 61,5 дол. США / тис. куб. м.

Ґрунтуючись на представлених розрахунках і застосовуючи виробничий метод амортизації для газових свердловин, можна спрогнозувати собівартість видобутку природного газу «на гирлі свердловини» для українських родовищ (табл. 4).

Таблиця 4

Прогнозна собівартість видобутку сухого ПСГ «на гирлі свердловини» для українських басейнів

| Глибина залягання, м | Прогнозна собівартість видобутку сухого ПСГ «на гирлі свердловини», дол. США / тис. куб. м | |
|----------------------|--|--------------------|
| | Дніпровсько-Донецький басейн | Карпатський басейн |
| 1000 | 135 | 166 |
| 1500 | 143 | 180 |
| 2000 | 154 | 198 |
| 2500 | 169 | 223 |
| 3000 | 188 | 257 |
| 3500 | 215 | 303 |
| 4000 | 251 | 365 |
| 4500 | 300 | 449 |
| 5000 | 366 | 562 |

Наведені розрахунки дозволяють зробити висновок, що собівартість ПСГ «на гирлі свердловини» для

Дніпровсько-Донецького басейну буде знаходитися в межах 135–366 дол. США/тис. куб. м; а для Карпатського басейну – 166–562 дол. США/тис. куб. м.

Оцінка інвестиційної привабливості проектів з видобутку нетрадиційного природного газу в Україні проводилася за міжнародновизнаними критеріям (чистим дисконтованим доходом, терміном окупності, індексом доходності, беззбитковою ціною) та здійснена

за рівня спотової ціни природного газу на рівні 400 дол. США/тис. куб. м (середня ціна імпорту природного газу в Німеччині у 2014 р.). Результати оцінки представлені в табл. 5, виходячи з яких можна зробити висновок, що видобуток ПСГ у Дніпровсько-Донецькому басейні буде доцільним до глибини 5000 м, а в Карпатському – до 4000 м.

Враховуючи, що ціна природного газу на кінець 2015 р. знизилася до 200 дол. США/тис. куб. м, то Карпатський басейн розробляти недоцільно, а Дніпровсько-Донецький слід розробляти до глибини 3500 м. Однак ні геологічні, ні технічно видобуті запаси не відомі за різними глибинами, але відомо, що вміст газу в сланцях зростає зі збільшенням глибини їх залягання [3, 4], тому настільки малі глибини наврядчи матимуть промислові обсяги ПСГ.

Якщо в межах Карпатського басейну міститься тільки сухий газ, то ПСГ Дніпровсько-Донецького басейну має різні газові фази (див. табл. 1). Припускається, що видобуток вологого/асоційованого з нафтою ПСГ є більш інвестиційно привабливим, оскільки частина витрат відноситься на собівартість дорогої супутної продукції – газового конденсату або нафти. Ґрунтуючись на попередніх розрахунках, визначимо економічну доцільність видобутку ПСГ з урахуванням різних газових фаз. У табл. 6 представлено графіки видобутку вологого та асоційованого видів газів з урахуванням нафти та газового конденсату. Можливий вихід з 1 газоконденсатної свердловини становить 102 млн куб. м ПСГ і 106 тис. бар. газоконденсату, а з 1 нафтогазової свердловини – 518 тис. бар. нафти і 32 млн куб. м ПСГ.

Оцінка інвестиційної привабливості видобутку сухого ПСГ за сланцевими басейнами в Україні *

| Глибина залягання, м | Дніпровсько-Донецький басейн | | | | Карпатський басейн | | | |
|----------------------|---|------------------------------------|---|---|---|------------------------------------|---|--|
| | Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США | Термін окупності інвестицій, років | Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США | Беззбиткова ціна ПСГ, дол. США /тис. куб. м | Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США | Термін окупності інвестицій, років | Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США | Беззбиткова ціна ПСГ, дол. США/тис. куб. м |
| 1000 | 13996 | 0,4 | 11,37 | 137 | 7131 | 0,8 | 6,28 | 170 |
| 1500 | 13526 | 0,6 | 8,39 | 146 | 6654 | 1,1 | 4,64 | 185 |
| 2000 | 12883 | 0,8 | 6,24 | 158 | 6039 | 1,4 | 3,45 | 205 |
| 2500 | 12006 | 1,1 | 4,62 | 158 | 5185 | 2,0 | 2,56 | 205 |
| 3000 | 10888 | 1,5 | 3,43 | 196 | 4026 | 2,6 | 1,90 | 271 |
| 3500 | 9307 | 2,0 | 2,54 | 225 | 2457 | 3,6 | 1,41 | 321 |
| 4000 | 7197 | 2,7 | 1,88 | 265 | 343 | 4,8 | 1,04 | 389 |
| 4500 | 4327 | 3,6 | 1,39 | 319 | -2521 | 6,5 | 0,77 | 481 |
| 5000 | 461 | 4,8 | 1,03 | 391 | -6374 | 8,8 | 0,57 | 606 |

Примітка: * – ставка дисконтування 5%.

Таблиця 6

Прогнозні обсяги видобутку вологого та асоційованого з нафтою ПСГ на 1 свердловину в межах Дніпровсько-Донецького басейну

| Рік | Щорічне падіння дебіту, % | Дебіт, тис. куб. м/добу | | | Річний обсяг видобутку, млн куб. м | Дебіт, бар./добу | | | Річний обсяг видобутку, тис. бар. |
|-------------------|---------------------------|-------------------------|----------------|-----------------|------------------------------------|------------------|----------------|-----------------|-----------------------------------|
| | | на початок року | на кінець року | середньо-річний | | на початок року | на кінець року | середньо-річний | |
| Вид вуглеводнів | | ПСГ | | | | Газоконденсат | | | |
| 1 | 65 | 104 | 36,4 | 70,2 | 25,6 | 108 | 37,8 | 72,9 | 26,6 |
| 2 | 45 | 36,4 | 20 | 28,2 | 10,3 | 37,8 | 20,8 | 29,3 | 10,7 |
| 3 | 30 | 20 | 14 | 17 | 6,2 | 20,8 | 14,6 | 17,7 | 6,5 |
| 4 | 30 | 14 | 9,8 | 11,9 | 4,3 | 14,6 | 10,2 | 12,4 | 4,5 |
| 5 | 10 | 9,8 | 8,8 | 9,3 | 3,4 | 10,2 | 9,2 | 9,7 | 3,5 |
| Усього за 5 років | | - | - | - | 49,8 | - | - | - | 51,8 |
| Частка від EUR | | - | - | - | 49 % | - | - | - | 49 % |
| Вид вуглеводнів | | Нафта | | | | ПСГ | | | |
| 1 | 65 | 531 | 185,9 | 358,5 | 130,9 | 32 | 11,2 | 21,6 | 7,9 |
| 2 | 45 | 185,9 | 102,2 | 144,1 | 52,6 | 11,2 | 6,2 | 8,7 | 3,2 |
| 3 | 30 | 102,2 | 71,5 | 86,9 | 31,7 | 6,2 | 4,3 | 5,3 | 1,9 |
| 4 | 30 | 71,5 | 50,1 | 60,8 | 22,2 | 4,3 | 3 | 3,7 | 1,4 |
| 5 | 10 | 50,1 | 45,1 | 47,6 | 17,4 | 3 | 2,7 | 2,9 | 1,1 |
| Усього за 5 років | | - | - | - | 254,8 | - | - | - | 15,5 |
| Частка від EUR | | - | - | - | 49 % | - | - | - | 49% |

Як видно з даних табл. 6, сумарний обсяг видобутку за 5 років складе приблизно 50 млн куб. м ПСГ і 52 тис. бар. газоконденсату. Виходячи із загальної перспективної площі території басейну з покладами вологого ПСГ (6940 кв. км), у цьому басейні можна пробурити 2680 газоконденсатних свердловин.

Сумарний обсяг видобутку на сланцевих нафтогазових свердловинах за 5 років складе приблизно 255 тис. бар. сланцевої нафти і 15,5 млн куб. м асоційованого з нею ПСГ. Виходячи із загальної перспективної площі території басейну з покладами асоційованого ПСГ (3780

кв. м), у цьому басейні можна пробурити 1460 нафтогазових свердловин.

Для розрахунку собівартості на «гирлі свердловини» за видами продукції використовуємо метод розподілу витрат, де як коефіцієнт перерахунку виступатиме спотова ціна на конкретний вид вуглеводнів: для природного газу – 400 дол. США/тис. куб.м, а для нафти і газового конденсату – 100 дол. США/бар. У табл. 7 представлена оцінка собівартості видобутку сланцевих вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому басейні.

Отже, мінімальна беззбиткова ціна видобутку нетрадиційного природного газу буде на глибині 1000 м для асоційованого з нафтою природного газу та складе 27 дол. США/тис. куб. м, тоді як максимальна беззбиткова ціна – на глибині 5000 м дорівнюватиме 93 дол. США/тис. куб. м. Тобто навіть за поточного рівня спотових цін на цей вид вуглеводнів його видобуток буде економічно доцільним на всіх глибинах. Однак, зважаючи на поточне значення цін на нафту на кінець 2015 р. у розмірі 50 дол. США/бар., розробляти покла-

Таблиця 7

Прогнозна собівартість видобутку ПГС «на гирлі свердловини» на території Дніпровсько-Донецького басейну

| Глибина залягання, м | Прогнозна собівартість «на гирлі свердловини» | | | | |
|----------------------|---|-----------------------------|------------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| | Газові свердловини | Газоконденсатні свердловини | | Нафтогазові свердловини | |
| | ПГС, дол. США / тис. куб. м | ПГС, дол. США / тис. куб. м | Газоконденсат, дол. США/бар. | Нафта, дол. США/бар. | ПГС, дол. США / тис. куб. м |
| 1000 | 135 | 107 | 4,8 | 19,4 | 27 |
| 1500 | 143 | 113 | 5,1 | 21,1 | 29 |
| 2000 | 154 | 122 | 5,5 | 23,5 | 32 |
| 2500 | 169 | 134 | 6,0 | 25,9 | 36 |
| 3000 | 188 | 149 | 6,7 | 29,2 | 40 |
| 3500 | 215 | 170 | 7,7 | 34,8 | 48 |
| 4000 | 251 | 198 | 9,0 | 41,3 | 57 |
| 4500 | 300 | 237 | 10,7 | 50,2 | 69 |
| 5000 | 366 | 289 | 13,1 | 62,4 | 86 |

Відтак, наявність більш дорогої, в ринковому вимірі, товарної продукції в свердловині істотно позначиться на собівартості видобутку ПГС у бік її зменшення. Найбільш економічно доцільно розробляти поклади ПГС, асоційованого зі сланцевою нафтою, оскільки його собівартість знаходитиметься в діапазоні 27–86 дол. США/тис. куб. м, тоді як собівартість сланцевої нафти коливатиметься в межах 19,4–62,4 дол. США/тис. куб.м. Розробка родовищ вологого ПГС дозволить знизити собівартість його видобутку (від рівня цін сухого ПГС) у середньому на 21 %.

Оцінка інвестиційної привабливості дозволяє зробити висновок, що як газоконденсатні, так і нафтогазові родовища будуть економічно доцільними для розробки за обраних спотових цін (табл. 8). Період окупності газоконденсатних родовищ коливається в межах від 5 місяців при глибині 1000 м до 4 років при глибині 5000 м, тоді як цей показник для нафтогазових родовищ складатиме від 4 місяців до 3 років.

Індекс дохідності для газоконденсатних родовищ знаходиться в діапазоні 1,3–13,8 дол. США на 1 дол. США капіталовкладень, для нафтогазових родовищ – 1,7–18,5 дол. США на 1 дол. США капіталовкладень залежно від глибини залягання сланцевих колекторів. Однак різке зниження цін у 2015 р. як на нафту, так і на природний газ вимагає розрахунку беззбиткових цін, за яких проекти видобутку ПГС та рідких вуглеводнів будуть економічно доцільними (рис. 3).

ди сланцевої нафти буде доцільно до глибини приблизно 4250 м.

Для газоконденсатних родовищ беззбиткова ціна видобутку коливається в діапазоні від 108 до 309 дол. США/тис. куб. м, тобто за поточного рівня цін у 200 дол. США/тис. куб. м економічно доцільним будуть поклади на глибині не більше 2000 м.

ВИСНОВКИ

Отже, за результатами оцінки економічної доцільності видобутку ПГС в Україні можна зробити такі висновки:

1) в Україні є два сланцеві басейни – Карпатський та Дніпровсько-Донецький. На території першого басейну зосереджено поклади тільки сухого ПГС (1,5 трлн куб. м), тоді як другий містить поклади як сухого (1,7 трлн куб. м), так і вологого (0,4 трлн куб. м) та асоційованого з нафтою ПГС (0,04 трлн куб. м). До того ж, Карпатський басейн має невисокий пластовий тиск та низьку пористість, тоді як Дніпровсько-Донецький басейн характеризується помірно надлишковим тиском та помірно високою пористістю;

2) вищезазначені чинники обумовлюють різні значення максимально можливого виходу з однієї свердловини та її первинного дебіту: для Карпатського басейну ці значення складають 70 млн куб. м та 71 тис. куб. м на добу відповідно, а для Дніпровсько-Донецького басейну – 120 млн куб. м і 122 тис. куб. м на добу;

Оцінка інвестиційної привабливості видобутку вологого та асоційованого ПСГ в Дніпровсько-Донецькому басейні *

| Глибина залягання, м | Газоконденсатні свердловини | | | Нафтогазові свердловини | | |
|----------------------|---|------------------------------------|---|---|------------------------------------|---|
| | Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США | Термін окупності інвестицій, років | Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США | Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США | Термін окупності інвестицій, років | Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США |
| 1000 | 17279 | 0,4 | 13,8 | 23634 | 0,3 | 18,5 |
| 1500 | 16806 | 0,5 | 10,2 | 23126 | 0,4 | 13,6 |
| 2000 | 16166 | 0,7 | 7,6 | 22384 | 0,5 | 10,1 |
| 2500 | 15294 | 0,9 | 5,6 | 21593 | 0,7 | 7,5 |
| 3000 | 14164 | 1,2 | 4,2 | 20536 | 0,9 | 5,6 |
| 3500 | 12586 | 1,6 | 3,1 | 18783 | 1,2 | 4,1 |
| 4000 | 10476 | 2,2 | 2,3 | 16712 | 1,6 | 3,0 |
| 4500 | 7609 | 3,0 | 1,7 | 13875 | 2,2 | 2,3 |
| 5000 | 3747 | 4,0 | 1,3 | 10016 | 3,0 | 1,7 |

Примітка: * – ставка дисконтування 5%.

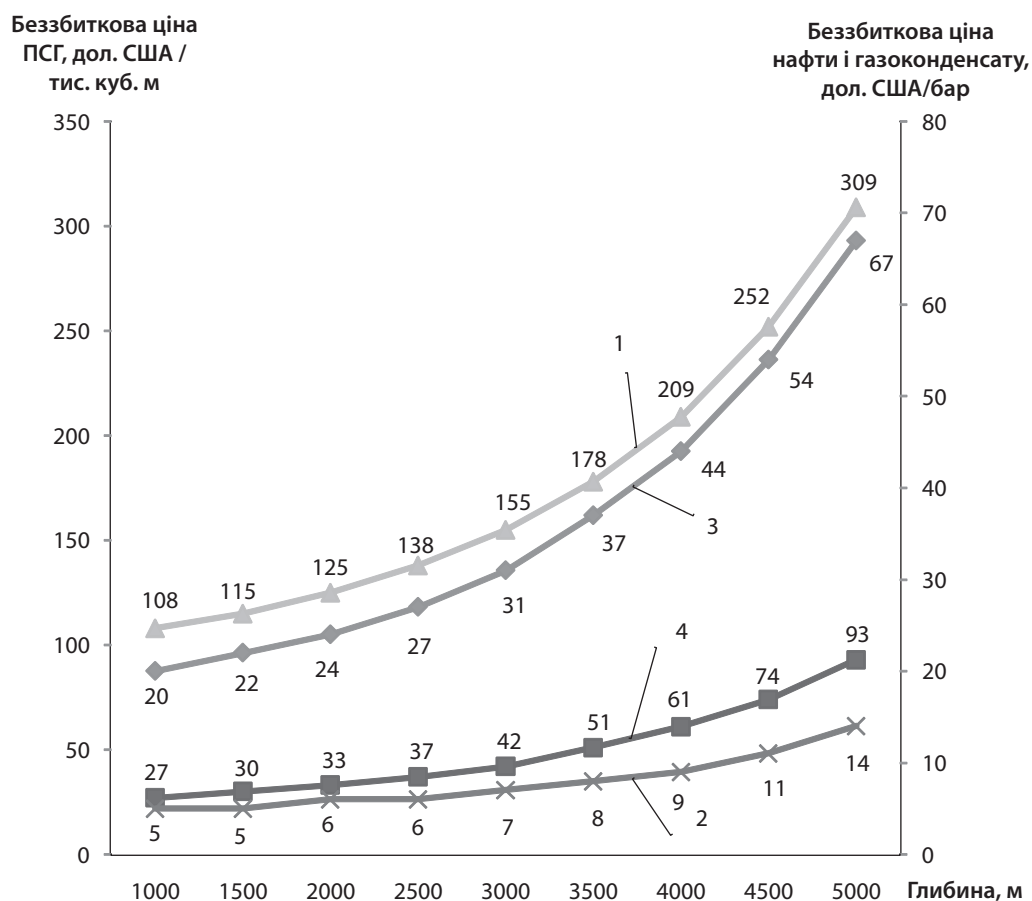


Рис. 3. Динаміка беззбиткових цін газоконденсатних і нафтогазових родовищ у Дніпровсько-Донецькому басейні

1 – вологий ПСГ; 2 – газоконденсат; 3 – сланцева нафта; 4 – асоційований з нафтою ПСГ.

3) враховуючи існуючий досвід США з видобутку ПСГ, капітальні витрати на видобутку ПСГ у Україні залежно від глибини свердловини складатимуть від 1,35 до 14,87 млн дол. США. Операційні витрати, які розраховано виходячи з пористості українських та американських басейнів також за методом аналогії, для Карпат-

ського басейну складуть 60,5 дол. США/тис. куб. м, а для Дніпровсько-Донецького басейну – 54,5 дол. США/тис. куб. м. Витрати на геолого-розвідувальні роботи порівняні до середніх витрат за американськими плеями;

4) зважаючи на те, що фактичний строк служби горизонтальних свердловин з видобутку ПСГ не пере-

вище 5 років, було спрогнозовано собівартість ПСГ «на гирлі свердловини», яка для Дніпровсько-Донецького басейну дорівнюватиме 135–366 дол. США/тис. куб. м, а для Карпатського басейну – 166–562 дол. США/тис. куб. м залежно від глибини залягання сланцевих колекторів;

5) на основі оцінки інвестиційної привабливості видобутку сухого ПСГ за обома басейнами визначено, що термін окупності проектів з видобутку ПСГ у Дніпровсько-Донецькому басейні знаходиться в межах фактичного строку експлуатації свердловин, тоді як в Карпатському басейні проекти нижче 4000 м мають термін окупності понад 5 років і тому вважаються економічно недоцільними до впровадження;

6) розрахунки інвестиційної привабливості проектів з видобутку ПСГ проводилися за спотовими цінами, що мали місце у 2014 р.: природний газ – 400 дол. США/тис. куб. м і сира нафта – 100 дол. США/бар. Різне зниження рівня спотових цін у 2015 р. – до 200 дол. США/тис. куб. м природного газу та 50 дол. США/бар. нафти – дозволяє визначити, що економічно доцільно розробляти поклади сухого ПСГ у Дніпровсько-Донецькому басейні до глибини 3500 м, тоді як Карпатський басейн взагалі розробляти не вигідно;

7) наявність у Дніпровсько-Донецькому басейні покладів вологого та асоційованого з нафтою ПСГ дає можливість знизити собівартість його видобутку за рахунок розподілу витрат між різними вуглеводнями. Відтак, собівартість видобутку вологого ПСГ у цьому басейні знаходитиметься в діапазоні 107–289 дол. США/тис. куб. м (беззбиткова ціна складатиме 108–309 дол. США/тис. куб. м), а асоційованого з нафтою ПСГ 27–86 дол. США/тис. куб. м (беззбиткова ціна 27–93 дол. США/тис. куб. м);

8) проведені розрахунки прогнозованої собівартості ПСГ враховували лише витрати на гирлі свердловини та не враховували витрати з його очищення, транспортування та розподілу та маржу. Тому слід вважати, що наведені значення є мінімальними. ■

ЛІТЕРАТУРА

1. U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013 [Electronic resource] / US Energy Information Administration. – Mode of access : <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/uscrudeoil.pdf>
2. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources [Electronic resource] / US Energy Information Administration. – Mode of access : https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf
3. Hughes, J. D. Drilling Deeper. A reality check on U. S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom [Electronic resource] / J. David Hughes / Post Carbon Institute. – Mode of access : http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_FULL.pdf
4. Hefley, W. E. The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well [Electronic resource] / William E. Hefley // Pitt Business Working Papers, 2011. – Mode of access : <http://www.business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf>
5. Seydor, Shaun M. Understanding the Marcellus Shale Supply Chain [Electronic resource] / Shaun M. Seydor // Pitt Business Working Papers, 2012. – Mode of access : http://www.catalystconnection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf

[connection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf](http://www.catalystconnection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf)

6. From Shale To Shining Shale. A primer on North American natural gas shale plays [Electronic resource] / Deutsche Bank. – Mode of access : <http://www.renewwisconsin.org/pdf/shaletoshiningshale.pdf>

7. Кизим М. О. Нетрадиційний природний газ у світі та Україні: запаси та перспективи видобутку : монографія / М. О. Кизим, О. В. Лелюк. – Х. : ВД «ІНЖЕК», 2012. – 156 с.

8. Кауфман Л. Л. Добыча сланцевого газа (обзор зарубежного опыта) : монография / Л. Л. Кауфман, Н. И. Кульдыркаев, Б. А. Лысиков ; под общ. ред. Л. Л. Кауфмана. – Донецк : Государственное издательство Донбасса, 2011. – 263 с.

Науковий керівник – Хаустова В. Є., доктор економічних наук, доцент, старший науковий співробітник НДЦ ІПР НАН України (Харків)

REFERENCES

“From Shale To Shining Shale. A primer on North American natural gas shale plays”. <http://www.renewwisconsin.org/pdf/shaletoshiningshale.pdf>

Hughes, J. D. “Drilling Deeper. A reality check on U. S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom” Post Carbon Institute. http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_FULL.pdf

Hefley, W. E. “The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well”. <http://www.business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf>

Kyzym, M. O., and Leliuk, O. V. *Netradytsiyni pryrodnyi haz u sviti ta Ukraini: zapasy ta perspektyvy vydobutku* [Unconventional natural gas in the world and Ukraine: inventory and production prospects]. Kharkiv: INZhEK, 2012.

Kaufman, L. L. et al. *Dобыча slantsevogo gaza (obzor zarubezhnogo opyta)* [Shale gas production (for a review of foreign experience)]. Donetsk: Gosudarstvennoye izdatelstvo Donbassa, 2011.

Seydor, Sh M. “Understanding the Marcellus Shale Supply Chain”. http://www.catalystconnection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf

“Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources” US Energy Information Administration. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf

“U. S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013”. US Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/uscrudeoil.pdf>