

*Борщ Л.М.,
здобувач,*

*Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку
Національної академії наук України*

ЕКОНОМІЧНА ДОЦІЛЬНІСТЬ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

Анотація. У статті наведено методичні положення з оцінки економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу в Україні з урахуванням таких технологій інтенсифікації, як горизонтально-розгалужене буріння та повторний гідророзрив пласта. Проведено їх апробацію на прикладі сухого газу Дніпровсько-Донецького та Карпатського сланцевих басейнів України.

Ключові слова: природний газ, сланцеві басейни, технічно видобувні запаси, інвестиційна привабливість, беззбиткова ціна.

Постановка проблеми. На сучасному етапі господарювання у світі та Україні загострюється проблема вичерпання традиційних паливно-енергетичних ресурсів, що привертає особливу увагу до питань пошуку нових джерел покриття енергетичних потреб. Проблема енергозабезпечення разом із раціональним енергоспоживанням є надзвичайно актуальною для України та вважається запорукою становлення тенденцій її довгострокового сталого розвитку. Зважаючи на те, що Україна відноситься до найбільш крупних нетто-імпортерів природного газу у світі, питання розробки нетрадиційних покладів газоподібних вуглеводнів є вкрай актуальним. Водночас у науково-економічній літературі існують різні точки зору щодо економічної доцільності розробки цих покладів в Україні.

Попередні дослідження автора [4] дали змогу зробити висновок, що видобуток природного сланцевого газу в Україні буде економічно недоцільним зважаючи на його надвисоку собівартість на гирлі свердловини. Однак у світовій практиці активно розробляються шляхи її зниження за рахунок застосування методів інтенсифікації.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Основою цього дослідження виступають праці Адміністрації енергетичної інформації США [1] в частині оцінки запасів та колекторських властивостей сланцевих басейнів, а також праці вітчизняних дослідників, зокрема М.О. Кизима, О.В. Лелюка [2] з огляду на питання визначення ключових тенденцій нетрадиційного газовидобутку та їх значення для національного господарства та Л.Л. Кауфмана [3] за напрямками систематизації американського досвіду в нетрадиційному газовидобутку, а також власні доробки автора [4] щодо визначення економічної доцільності видобутку нетрадиційного природного газу.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Сьогодні актуальність реалізації цього напрямку значно знизилася. Водночас будь-якого комплексного аналізу, що визначає передумови та доцільність розвитку сланцевої індустрії, в Україні виконано не було. Перші результати геологорозвідувального буріння обумовили згортання цих проектів ще на першому етапі: міжнародна нафтогазова компанія Shell оголосила про недоцільність їх подальшої розробки Юзівського майданчику Харківської області. Однак у світовій практиці

вже відомі методи інтенсифікації видобутку природного сланцевого газу, що дають змогу значно знизити собівартість його видобутку. Ця робота спрямована на економічне моделювання доцільності розробки сланцевих басейнів в Україні з урахуванням таких методів інтенсифікації газовидобутку, як горизонтально-розгалужене буріння та повторний гідророзрив пласта.

Мета статті полягає у розробці та практичній апробації методичних положень з оцінки інвестиційної привабливості проектів нетрадиційного газовидобутку України з урахуванням застосування технологій горизонтально-розгалуженого буріння та повторного гідророзриву пласта, а також надання практичних рекомендацій щодо економічної доцільності їх розробки.

Виклад основного матеріалу дослідження. В Україні є два сланцеві басейни – Карпатський та Дніпровсько-Донецький. На території першого басейну зосереджено поклади тільки сухого ПСГ (1,5 трлн. куб. м), тоді як другий містить як поклади сухого (1,7 трлн. куб. м), так і вологого (0,4 трлн. куб. м) та асоційованого з нафтою ПСГ (0,04 трлн. куб. м). До того ж Карпатський басейн має невисокий пластовий тиск та низьку пористість, тоді як Дніпровсько-Донецький характеризується помірно надлишковим тиском та помірно високою пористістю. Потенційні технічно видобувні запаси природного сланцевого газу в Україні оцінено в розмірі 3,6 трлн. куб. м [1], що у 5,7 разів перевищують сучасний обсяг традиційних запасів цього виду вуглеводнів (638 млрд. куб. м у 2014 р. [5]). Відтак, попередньо можна припустити, що їх розробка може задовольнити паливні потреби України в довгостроковому періоді в екологічно прийнятній та зручній енергії. Однак постає питання: чи є технічно видобувні запаси природного сланцевого газу економічно доступними для розробки за поточного рівня цін?

Для оцінки економічної доцільності його розробки існують два можливі варіанти розвитку цієї індустрії:

1) екстенсивний, що полягає в необхідності буріння великої кількості свердловин за причиною їх малого дебіту (1 свердловина – 1 горизонтальний ствол – 1 гідророзрив);

2) інтенсивний, що забезпечує можливість розробки малої кількості високодебітних свердловин шляхом застосування таких технологій, як горизонтально-розгалужене буріння і повторний гідророзрив.

Результати економіко-математичного моделювання економічної доцільності розробки природного сланцевого газу за екстенсивним варіантом представлені в табл. 1, на основі яких зроблено такі принципові висновки:

1) сланцевий газовидобуток є висококапіталомістким. Ураховуючи існуючий досвід США з видобутку природного сланцевого газу, капітальні витрати на його видобуток в Україні залежно від глибини свердловини спрогнозовано від 1,35 (1000 м) до 14,87 млн. дол. США (5000 м). Операційні витрати для Карпатського басейну спрогнозовано на рівні 60,5 дол. США/тис. куб. м, а для Дніпровсько-Донецького

басейну – 54,5 дол. США/тис. куб. м. Витрати на геологорозвідувальні роботи прирівняні до середніх витрат за американськими плеями;

2) життєвий цикл горизонтальних свердловин із видобутку природного сланцевого газу є надзвичайно коротким. Зазвичай їх фактичний строк служби не перевищує п'яти років;

3) безбиткова ціна видобутку сухого газу («на гирлі свердловини») коливатиметься для Дніпровсько-Донецького басейну на рівні 137–391 дол. США/тис. куб. м, а для Карпатського басейну – 170–606 дол. США/тис. куб. м залежно від глибини залягання сланцевих колекторів;

4) наявність у Дніпровсько-Донецькому басейні покладів вологого та асоційованого з нафтою природного сланцевого газу дає можливість знизити собівартість його видобутку за рахунок розподілу витрат між різними вуглеводнями. Відтак, безбиткова ціна видобутку вологого газу в цьому басейні зна-

ходитиметься в діапазоні від 108 до 309 дол. США/тис. куб. м, а для асоційованого з нафтою газу – від 27 до 93 дол. США/тис. куб. м.

Відтак, екстенсивний варіант видобутку природного сланцевого газу в обох басейнах України є економічно недоцільним за поточного рівня цін на цей вид вуглеводнів на міжнародних ринках.

Інтенсивний варіант видобутку природного газу, який більш детально розглядається в цій статті, спрямований на збільшення обсягу видобутку природного сланцевого газу з однієї свердловини та подовження строку її корисної експлуатації. Основу цього варіанту становлять технології горизонтально-розгалуженого буріння (ГРБ) та повторного гідророзриву пласта (ГРП).

Згідно з чинним законодавством (ст. 154 Податкового кодексу України), мінімальний термін експлуатації газових свердловин становить 15 років [6], тоді як фактичний період експлуатації свердловин по видобутку природного сланцевого газу не перевищує п'яти років [7]. Для приведення у відповідність фактичного строку експлуатації до нормативного пропонується проводити додатково ще дві стадії ГРП: на 6-й і 11-й рік експлуатації. У результаті повторного ГРП відновлений дебіт свердловин становитиме 50% від початкового на перший рік і 50% від відновленого на шостий рік експлуатації свердловин, тоді протягом 15 років одна свердловина дасть змогу отримати 103 млн. куб. м і 60 млн. куб. м сухого газу на території Дніпровсько-Донецького та Карпатського басейнів відповідно (табл. 2).

Представлені в табл. 2 дані дають змогу визначити, що протягом першої стадії ГРП видобувається 49% від максимально можливого обсягу, проведення другої стадії ГРП дасть змогу додатково видобути 24,5%, тоді як третя стадія ГРП забезпечить 12% від максимального рівня. Таким чином, видобуток сухого природного газу з урахування двох додаткових

Таблиця 1

Оцінка безбиткової ціни видобутку сланцевих вуглеводнів

Вид вуглеводнів	Глибина залягання		
	1000 м	3500 м	5000 м
Карпатський басейн			
Сухий газ, дол. США/тис. куб. м	170	321	606
Дніпровсько-Донецький басейн			
Сухий газ, дол. США/тис. куб. м	137	225	391
Вологий газ, дол. США/тис. куб. м	108	178	309
Газоконденсат, дол. США/бар.	5	8	14
Нафта, дол. США/бар.	27	51	93
Асоційований з нафтою газ, дол. США/тис. куб. м	20	37	67

Таблиця 2

Прогнозні обсяги видобутку сухого ПСГ на одну свердловину в межах українських басейнів з урахуванням проведення повторного ГРП

Стадія ГРП	Рік	Щорічне падіння дебіту, %	Дніпровсько-Донецький басейн				Карпатський басейн			
			Дебіт, тис. куб. м/добу			Щорічний обсяг видобутку, млн. куб. м	Дебіт, тис. куб. м/добу			Щорічний обсяг видобутку, млн. куб. м
			на початок року	на кінець року	середньорічний		на початок року	на кінець року	середньорічний	
ГРП 1	1	65	122	42,7	82,4	30,1	71	24,9	48	17,5
	2	45	42,7	23,5	33,1	12,1	24,9	13,7	19,3	7
	3	30	23,5	16,5	20	7,3	13,7	9,6	11,7	4,3
	4	30	16,5	11,6	14,1	5,1	9,6	6,7	8,2	3
	5	10	11,6	10,4	11	4	6,7	6	6,4	2,3
ГРП 2	6	65	61	21,4	41,2	15	35,5	12,4	24	8,8
	7	45	21,4	11,8	16,6	6,1	12,4	6,8	9,6	3,5
	8	30	11,8	8,3	10,1	3,7	6,8	4,8	5,8	2,1
	9	30	8,3	5,8	7,1	2,6	4,8	3,4	4,1	1,5
	10	10	5,8	5,2	5,5	2	3,4	3,1	3,3	1,2
ГРП 3	11	65	30,5	10,7	20,6	7,5	17,8	6,2	12	4,4
	12	45	10,7	5,9	8,3	3	6,2	3,4	4,8	1,8
	13	30	5,9	4,1	5	1,8	3,4	2,4	2,9	1,1
	14	30	4,1	2,9	3,5	1,3	2,4	1,7	2,1	0,8
	15	10	2,9	2,6	2,8	1	1,7	1,5	1,6	0,6
Всього за 15 років			—	—	—	102,6	—	—	—	59,9

стадій ГРП у Дніпровсько-Донецькому басейні становитиме 102,6 млн. куб. м, а в Карпатському басейні – 59,9 млн. куб. м.

Враховуючи наявний досвід по економіці видобутку природного сланцевого газу в США (дані по басейну Marcellus), сумарні витрати на проведення одного ГРП становлять 2500 тис. дол. США [8]. Спираючись на це значення, скорегуємо собівартість на гирлі свердловини сухого ПСГ (табл. 3).

Таблиця 3

Прогнозна собівартість видобутку сухого ПСГ «на гирлі свердловини» з урахуванням проведення повторного ГРП

Глибина залягання, м	Прогнозна собівартість, дол. США / тис. куб. м					
	Дніпровсько-Донецький басейн			Карпатський басейн		
	ГРП 1*	ГРП 2	ГРП 3	ГРП 1*	ГРП 2	ГРП 3
1000	125	160	246	149	230	371
1500	130	164	251	157	238	379
2000	136	171	257	167	249	390
2500	144	179	265	181	263	404
3000	156	190	276	201	282	424
3500	171	206	292	227	309	450
4000	192	226	312	262	344	485
4500	219	254	340	310	392	533
5000	257	291	378	374	456	597

Таким чином, прогнозні значення собівартості видобутку сухого газу «на гирлі свердловини» для Дніпровсько-Донецького басейну будуть знаходитися в діапазоні 125–378 дол. США, а для Карпатського басейну – 149–597 дол. США. Істотне зниження дебіту в період з 11-го по 15-й роки експлуатації свердловин за постійних витрат на ГРП дає змогу зробити висновок, що проведення третьої стадії ГРП збільшує вихідні значення собівартості, тому ця стадія є економічно недоцільною. Відтак, максимально можливий термін експлуатації цих свердловин становить 10 років, що дасть змогу досягти видобутку ПСГ у Дніпровсько-Донецькому басейні в обсязі 88 млн. куб. м (собівартість видобутку: ГРП-1 – 127–281 дол. США/тис. куб. м, ГРП-2 – 162–316 дол. США/тис. куб. м), а в Карпатському

басейні – 51,2 млн. куб. м (собівартість видобутку: ГРП-1 – 152–416 дол. США/тис. куб. м, ГРП-2 – 234–498 дол. США/тис. куб. м), що дорівнюватиме 73% від максимально можливого виходу з однієї свердловини в обох випадках.

Оцінка інвестиційної привабливості розробки двох українських басейнів з урахуванням проведення одного додаткового ГРП представлена в табл. 4.

Отже, проведення другої стадії ГРП у Дніпровсько-Донецькому басейні дасть змогу знизити беззбиткову ціну максимально на 69 дол. США/тис. куб. м (для глибини 5000 м). Період окупності таких проектів буде знаходитися в межах фактичного періоду експлуатації (10 років) цих свердловин – від восьми місяців (глибина 1000 м) до семи років і двох місяців (глибина 5000 м).

Здійснення повторного ГРП у Карпатському басейні дасть змогу знизити беззбиткову ціну видобутку максимально на 113 дол. США/тис. куб. м (для глибини 5000 м). Свердловини до глибини 4500 м можуть бути окупними, тоді як понад 4500 м навіть за високий спотових цін у 2014 р. є збитковими.

Іншим способом інтенсифікації сланцевого газовидобутку є горизонтально-розгалужене буріння (ГРБ). Ця технологія дає змогу істотно зменшити питомі капітальні витрати на будівництво свердловини. Капітальні витрати на будівництво свердловини є багатоеlementної статтею, в якій буріння гори-

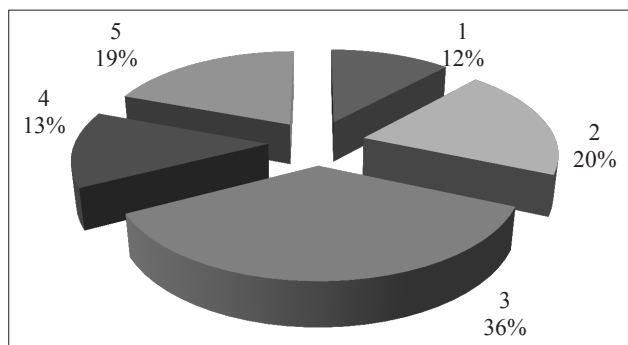


Рис. 1. Структура капітальних витрат для свердловини ПСГ [8]: 1 – будівництво бурової площадки; 2 – вертикальне буріння; 3 – горизонтальне буріння; 4 – обладнання на гирлі свердловини; 5 – меліорація та рекультивация земель

Таблиця 4

Оцінка інвестиційної привабливості видобутку сухого ПСГ за сланцевими басейнами в Україні з урахуванням проведення повторного ГРП *

Глибина залягання, м	Дніпровсько-Донецький басейн				Карпатський басейн			
	Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США	Період окупності інвестицій, років	Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США	Беззбиткова ціна ПСГ, дол. США/тис. куб. м	Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США	Період окупності інвестицій, років	Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США	Беззбиткова ціна ПСГ, дол. США/тис. куб. м
1000	19316	0,7	15,3	140	9498	1,2	8,0	180
1500	18817	0,9	11,3	146	9004	1,7	5,9	191
2000	18198	1,2	8,4	155	8375	2,3	4,4	206
2500	17322	1,6	6,2	167	7506	3,1	3,3	226
3000	16175	2,2	4,6	182	6343	4,1	2,4	253
3500	14593	2,9	3,4	203	4790	5,6	1,8	289
4000	12482	4,0	2,5	232	2689	7,5	1,3	338
4500	9638	5,3	1,9	270	-177	10,2	1,0	404
5000	5769	7,2	1,4	322	-4019	13,7	0,7	493

* – ставка дисконтування 5%

зонтального стовбура займає основну частку (рис. 1). Грунтуючись на цьому відсотковому значенні, визначимо економічну доцільність видобутку сухого ПСГ за умови буріння другого горизонтального стовбура довжиною 1000 м, що дасть змогу підвищити дебіт свердловин.

Отже, загальна сума для свердловин глибиною 1000 м становитиме 1,84 млн. дол. США, а глибиною 5000 м – 20,22 дол. США, тоді прогнозна собівартість для Дніпровсько-Донецького басейну зменшиться до 128–285 дол. США/тис. куб. м, а для Карпатського басейну – до 153–422 дол. США/тис. куб. м.

Графік можливого видобутку природного сланцевого газу із застосуванням технології ГРБ для двох українських басейнів представлений у табл. 5, згідно з яким сумарний п'ятирічний обсяг видобутку однієї свердловини в Дніпровсько-Донецькому басейні становитиме 117,1 млн. куб. м, а в Карпатському – 68,2 млн. куб. м.

Оцінка інвестиційної привабливості видобутку ПСГ з урахуванням технології ГРБ (табл. 6) дає змогу дійти висновку, що зазначена технологія підвищує економічну доцільність видобутку.

Так, чистий дисконтований дохід з однієї свердловини в межах Дніпровсько-Донецького басейну зростає в середньому

на 13,2 млн. дол. США, а в межах Карпатського басейну – в середньому на 6,4 млн. дол. США

Однак у межах Карпатського басейну залишаються поклади на глибині від 4500 м до 5000 м, які навіть за даної технології та за помірно високих цін 2014 р. залишаються економічно недоцільними для видобутку. З огляду на різке зниження спотових цін на кінець 2015 р. економічно доцільними для розробки вважаються поклади в Дніпровсько-Донецькому басейні до глибини 3500 м, а в Карпатському басейні – до 2500 м.

Останнім етапом оцінки економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу в Україні є оцінка інвестиційної привабливості з урахуванням одночасного використання ГРБ і повторного ГРП. У табл. 7 представлені прогнозні обсяги видобутку сухого природного сланцевого з урахуванням застосування обох технологій інтенсифікації.

Таким чином, сумарний обсяг видобутку сухого ПСГ за 10 років однієї свердловини в межах Дніпровсько-Донецького басейну становитиме 175,7 млн. куб. м, а в межах Карпатського басейну – 102,3 млн. куб. м. Собівартість видобутку ПСГ у Дніпровсько-Донецькому басейні скоротиться від 5 до 54 дол. США/тис. куб. м, а в Карпатському басейні – від 8 до 92 дол. США/тис. куб. м порівняно з проведенням тільки пов-

Таблиця 5

Прогнозні обсяги видобутку сухого ПСГ на одну свердловину для українських басейнів з урахуванням технології ГРБ

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	142	49,7	95,9	35	244	85,4	164,7	60,1
2	45	49,7	27,3	38,5	14,1	85,4	47	66,2	24,2
3	30	27,3	19,1	23,2	8,5	47	32,9	40	14,6
4	30	19,1	13,4	16,3	5,9	32,9	23	28	10,2
5	10	13,4	12,1	12,8	4,7	23	20,7	21,9	8
Всього за 5 років		—	—	—	68,2	—	—	—	117,1
Частка від EUR		—	—	—	49 %	—	—	—	49 %

Таблиця 6

Оцінка інвестиційної привабливості видобутку сухого ПСГ за сланцевими басейнами в Україні з урахуванням технології ГРБ *

Глибина залягання, м	Дніпровсько-Донецький басейн				Карпатський басейн			
	Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США	Період окупності інвестицій, років	Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США	Безбиткова ціна ПСГ, дол. США/тис. куб. м	Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США	Період окупності інвестицій, років	Індекс доходності інвестицій, дол. США/дол. США	Безбиткова ціна ПСГ, дол. США/тис. куб. м
1000	28874	0,3	16,7	129	15148	0,5	9,2	156
1500	28234	0,4	12,4	135	14508	0,7	6,9	166
2000	27364	0,5	9,2	143	13638	1,0	5,1	180
2500	26194	0,7	6,8	154	12468	1,3	3,8	199
3000	24624	1,0	5,0	169	10898	1,8	2,8	224
3500	22494	1,3	3,7	189	8768	2,4	2,1	259
4000	19614	1,8	2,8	216	5888	3,3	1,5	305
4500	15734	2,4	2,1	252	2008	4,4	1,1	368
5000	10494	3,3	1,5	301	-3232	6,0	0,8	452

* – ставка дисконтування 5%

торного ГРП та залежно від глибини залягання сланцевих колекторів.

Оцінка інвестиційної привабливості дала змогу встановити, що видобуток нетрадиційного природного газу із застосуванням обох методів інтенсифікації забезпечить від 21,0 до 39,4 млн. дол. США чистого дисконтованого доходу в Дніпровсько-Донецькому басейні та від 1,43 до 19,81 млн. дол. США в Карпатському басейні, сума якого залежатиме від глибини залягання сланців у зворотному напрямі (табл. 8).

При цьому період окупності в Дніпровсько-Донецькому басейні становитиме від п'яти місяців для 1000 м до чотирьох років і одинадцяти місяців, тоді як безбиткова ціна нетрадиційного газу в цьому варіанті становитиме 134–258 дол. США. За поточного рівня цін на природний газ доцільно розробляти поклади лише до глибини 4000 м (безбиткова ціна максимально наближена до 200 дол. США/ тис. куб. м).

Дещо гіршими будуть показники інвестиційної привабливості видобутку природного сланцевого газу в Карпатському басейні внаслідок суттєвого нижчого виходу з однієї свердловини та її первинного дебіту. Так, період окупності однієї свердловини буде знаходитися в діапазоні від десяти місяців для глибини 1000 м до дев'яти років і чотирьох місяців для глибини 5000 м. Безбиткова ціна видобутку газу в цьому басейні з урахуванням обох методів інтенсифікації становитиме 170–383 дол. США/тис. куб. м, а за поточного рівня цін доцільно розробляти поклади лише до глибини 2500 м.

Підсумовуючи вищенаведені розрахунки, вважається, що підвищення економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу в обох басейнах доцільно бурити додатковий горизонтальний стовбур, що подвоїть дебіт на гирлі свердловини та здійснювати повторний гідророзрив (одна додаткова стадія), що подовжить термін експлуатації свердловини до

Таблиця 7

Прогнозні обсяги видобутку сухого ПСГ на одну свердловину в межах українських басейнів з урахуванням ГРБ і повторного ГРП

Стадія ГРП	Рік	Щорічне падіння дебіту, %	Дніпровсько-Донецький басейн				Карпатський басейн			
			Дебіт, тис. куб. м / добу			Щорічний обсяг видобутку, млн. куб. м	Дебіт, тис. куб. м / добу			Щорічний обсяг видобутку, млн. куб. м
			на початок року	на кінець року	середньорічний		на початок року	на кінець року	середньорічний	
ГРП 1	1	65	244	85,4	164,7	60,1	142	49,7	95,9	35
	2	45	85,4	47	66,2	24,2	49,7	27,3	38,5	14,1
	3	30	47	32,9	40	14,6	27,3	19,1	23,2	8,5
	4	30	32,9	23	28	10,2	19,1	13,4	16,3	5,9
	5	10	23	20,7	21,9	8	13,4	12,1	12,8	4,7
ГРП 2	6	65	122	42,7	82,4	30,1	71	24,9	48	17,5
	7	45	42,7	23,5	33,1	12,1	24,9	13,7	19,3	7
	8	30	23,5	16,5	20	7,3	13,7	9,6	11,7	4,3
	9	30	16,5	11,6	14,1	5,1	9,6	6,7	8,2	3
	10	10	11,6	10,4	11	4	6,7	6	6,4	2,3
Всього за 10 років			—	—	—	175,7	—	—	—	102,3
Частка від EUR			—	—	—	73 %	—	—	—	73 %

Таблиця 8

Оцінка інвестиційної привабливості видобутку сухого ПСГ за сланцевими басейнами в Україні з урахуванням технології ГРБ і повторного ГРП*

Глибина залягання, м	Дніпровсько-Донецький басейн				Карпатський басейн			
	Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США	Період окупності інвестицій, років	Індекс доходності інвестицій, дол. США/ дол. США	Безбиткова ціна ПСГ, дол. США/ тис. куб. м	Чистий дисконтований дохід, тис. дол. США	Період окупності інвестицій, років	Індекс доходності інвестицій, дол. США/ дол. США	Безбиткова ціна ПСГ, дол. США/ тис. куб. м
1000	39390	0,4	22,4	134	19810	0,8	11,8	170
1500	38750	0,6	16,6	139	19170	1,1	8,7	178
2000	37880	0,8	12,3	144	18300	1,5	6,5	188
2500	36710	1,1	9,1	152	17130	2,1	4,8	201
3000	35140	1,5	6,8	163	15560	2,8	3,6	220
3500	33010	2,0	5,0	177	13430	3,8	2,6	244
4000	30130	2,7	3,7	197	10550	5,1	2,0	278
4500	26250	3,6	2,8	223	6670	6,9	1,4	323
5000	21010	4,9	2,0	258	1430	9,3	1,1	383

* – ставка дисконтування 5 %

10 років та забезпечить вилучення із однієї свердловини до 73% від її максимального обсягу.

Висновки. За результатами оцінки економічної інтенсифікації нетрадиційного газовидобутку в Україні можна зробити такі ключові висновки:

1) горизонтально-розгалужене буріння обумовлює зростання капітальних витрат на 36%, унаслідок чого можливо підвищити частку максимального виходу сухого природного сланцевого газу із свердловини до 68,2 млн. куб. м у Карпатському басейні та до 117,1 млн. куб. м у Дніпровсько-Донецькому басейні. Водночас беззбиткова ціна видобутку сухого газу скорочується до 156–452 дол. США/тис. куб. м та до 129–302 дол. США/тис. куб. м відповідно залежно від глибини залягання сланцевих колекторів;

2) проведення повторного гідророзриву пласта спричиняє зростання операційних витрат на видобуток. За умов проведення третьої стадії ГРП (на першому, шостому та одинадцятим роках експлуатації свердловини) видобуток сухого природного сланцевого газу зростає 59,9 млн. куб. м у Карпатському басейні та до 102,6 млн. куб. м у Дніпровсько-Донецькому басейні. Однак третя стадія ГРП викличе зростання собівартості видобутку до 371–597 дол. США/тис. куб. м у Карпатському басейні та до 246–378 дол. США/тис. куб. м у Дніпровсько-Донецькому басейні, тому вважається економічно недоцільною;

3) найбільш економічно доцільним варіантом вважається видобуток природного сланцевого газу шляхом поєднання технології горизонтально-розгалуженого буріння та повторного гідророзриву пласта (одна додаткова стадія на шостий рік експлуатації свердловини), що дасть змогу вилучити сухого газу з однієї свердловини 102,3 млн. куб. м у Карпатському басейні та 175,7 млн. куб. м у Дніпровсько-Донецькому басейні. При цьому беззбиткова ціна в межах першого басейну буде знаходитися в діапазоні 134–258 дол. США/тис. куб. м, а в межах другого – в діапазоні 170–383 дол. США/тис. куб. м.

Загалом, представлені розрахунки проводилися без урахування рентних платежів (поточна ставка на 2016 р. яких становить 29% від ринкової вартості природного газу [6]), витрат на інфраструктуру, отже, розробка покладів сухого природного сланцевого газу вважається економічно ризикованою за поточного рівня ринкових цін та вимагає державного субсидування.

Література:

1. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013 / US Energy Information Administration [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/uscrudeoil.pdf>.
2. Кизим М.О. Нетрадиційний природний газ у світі та Україні: запаси та перспективи видобутку : [монографія] / М.О. Кизим, О.В. Лелюк. – Х. : ІНЖЕК, 2012. – 156 с.

3. 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.
4. Борщ Л.М. Оцінка економічної доцільності видобутку природного сланцевого газу в Україні / Л.М. Борщ // Бізнес Інформ. – 2016. – № 3 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.business-inform.net/annotated-catalogue/?year=2016>.
5. BP Statistical Review of World Energy 2015 [Електронний ресурс] / British Petroleum [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>.
6. Податковий кодекс України від 02.12.2010 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2755-17/print1331624520351218>.
7. Hefley William E. The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well / Pitt Business Working Papers – 2011 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.business.pitt.edu/faculty/papers/PittMarcellusShaleEconomics2011.pdf>.
8. Seydor Shaun M. Understanding the Marcellus Shale Supply Chain / Pitt Business Working Papers – 2012 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.catalystconnection.org/admin/uploads/pitt_understanding_the_marcellus_shale_supply_chain_may_2012.pdf.

Борщ Л.М. Экономическая целесообразность интенсификации добычи природного сланцевого газа в Украине

Аннотация. В статье представлены методические положения по оценке экономической целесообразности добычи природного сланцевого газа в Украине с учетом таких технологий интенсификации, как горизонтально-разветвленное бурение и повторный гидроразрыв пласта. Проведена их апробация на примере сухого газа в Днепровско-Донецком и Карпатском сланцевых бассейнах Украины.

Ключевые слова: природный газ, сланцевые бассейны, технически извлекаемые запасы, инвестиционная привлекательность, безубыточность, цена.

Borsch L.M. Economic feasibility of intensification of natural shale gas production in Ukraine

Summary. Methodical provisions of assessing the economic feasibility of natural shale gas in Ukraine are determined, which are taking into account such technologies as the multi-horizontal drilling and repeated hydraulic fracturing. Their approbation by the example of dry gas in the Dnieper-Donets and Carpathian shale basins of Ukraine is presented.

Keywords: natural gas, shale plays, technically recoverable reserves, investment attractiveness, the break-even price.