ЦЕНТР РАЗУМКОВА

ГАЗОВИДОБУТОК В УКРАЇНІ: СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ

(*версія для обговорення*)

Київ – 2015

У підготовці доповіді брали участь:
В.ЛОГАЦЬКИЙ, К.МАРКЕВИЧ, В.ОМЕЛЬЧЕНКО

Дизайн і верстка: О.ШАПТАЛА

Робоча версія Аналітичної доповіді "*Газовидобуток в Україні: стимулювання розвитку шляхом удосконалення системи галузевих податків*" підготовлена в рамках проекту "*Газовидобуток в Україні: актуальні проблеми розвитку та методологічні засади податкового стимулювання*" та представлена для обговорення під час Фахової дискусії 26 листопада 2015р.

За результатами Фахової дискусії доповідь буде доопрацьована та остаточна її версія (з урахуванням пропозицій експертів) буде оприлюднена у спеціальному випуску журналу "Національна безпека і оборона".

Проект здійснюється за сприяння Уряду Швеції

Думки, висновки та пропозиції, викладені в цьому виданні, є позицією Центру Разумкова і може не збігатися з позицією донорів.

ЗМІСТ

ГАЗОВИДОБУТОК В УКРАЇНІ: СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ 4

РОЗДІЛ 1. ПОТОЧНИЙ СТАН ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ГОЛОВНИХ ПРОБЛЕМ НА ШЛЯХУ ЇЇ РОЗВИТКУ 5

1.1. Поточний стан газовидобувної галузі України 5

1.2. Головні перешкоди на шляху розвитку вітчизняного газовидобутку 14

РОЗДІЛ 2. НЕДОЛІКИ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ 18

2.1. Недоліки системи оподаткування газовидобутку: ідентифікація, причини і наслідки 18

2.2. Досвід розвинутих країн світу в оподаткуванні газовидобутку. Загальні характеристики систем оподаткування 22

2.3. Аналіз пропозицій з удосконалення системи оподаткування вітчизняного газовидобутку 27

РОЗДІЛ 3. НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ: ПРОПОЗИЦІЯ ЦЕНТРУ РАЗУМКОВА 29

3.1. Удосконалення системи оподаткування газовидобутку на основі методології визначення та розподілу економічної природно-ресурсної ренти 29

3.2. Апробація методики визначення ставок платежів за видобування природного газу на основі природно-ресурсної ренти 36

РОЗДІЛ 4. ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ 41

4.1. Висновки 41

4.2. Пропозиції 43

ГАЗОВИДОБУТОК В УКРАЇНІ: СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ

Досвід розвинутих країн світу показує, що для їх надійного енергозабезпечення головна увага приділяється диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, раціональному використанню власних ресурсів, оптимізації їх паливно-енергетичних балансів залежно від обставин і часу.

Упродовж 1991-2014рр. споживання газу в Україні зменшилося зі 118,1 до 42,6 млрд. м^3/рік, або майже втричі і прогнозовано продовжує скорочуватися у 2015р. У структурі енергетичного балансу України, за обсягами загального первинного постачання енергії, природний газ продовжує займати досить значну частку – близько 35%. **Очікується, що до 2020р. частка газу знизиться до 30%, а в перспективі – до 2025р. – до середньоєвропейського рівня у 24%[1]. Таким чином, навіть у віддаленій перспективі природний газ в енергетичному балансі України відіграватиме суттєву роль.**

З огляду на перспективи збереження значної складової природного газу у структурі енергетичного балансу необхідно визначити його джерела постачання в Україну. За даними 2014р.[2], зі спожитого обсягу природного газу близько 20,5 млрд. м^3, або 48% було забезпечено газом власного видобутку, а решта (52%) – імпортовано, в т.ч. з Росії – 14,5 млрд. м^3, що становить близько 75% загального обсягу імпорту, або 34% загального обсягу споживання.

У 2015р. спостерігається тенденція заміщення обсягів прямих поставок природного газу з Російської Федерації обсягами реверсного постачання газу за договорами між НАК "Нафтогаз України" та європейськими компаніями. Так, за дев'ять місяців 2015р. частка імпорту з країн ЄС зросла до 70% і відповідно з РФ знизилася до 30%, однак, імпортна газова залежність України загалом залишається на високому рівні. Разом з тим, **Україна володіє значними ресурсами природного газу, але власний потенціал використовується незадовільно. Головна причина цього – недостатня увага органів державної влади до актуальних проблем вітчизняної нафтогазової галузі та до необхідності створення ефективних економічних механізмів стимулювання власного газовидобутку задля зменшення газової залежності, а в перспективі – досягнення реальної газової самодостатності держави.** Натомість, з боку державних органів управління спостерігається непослідовність дій, зокрема в податковій політиці, які дезорганізують та дестимулюють вітчизняний газовидобуток. У даному контексті, заходи економічного стимулювання газовидобутку, а саме удосконалення галузевої податкової політики, слід вважати першочерговими для забезпечення енергетичної безпеки держави.

[1] Нова енергетична стратегія України до 2020 року: безпека, енергоефективність, конкуренція. – Національна безпека і оборона, 2015, №1.

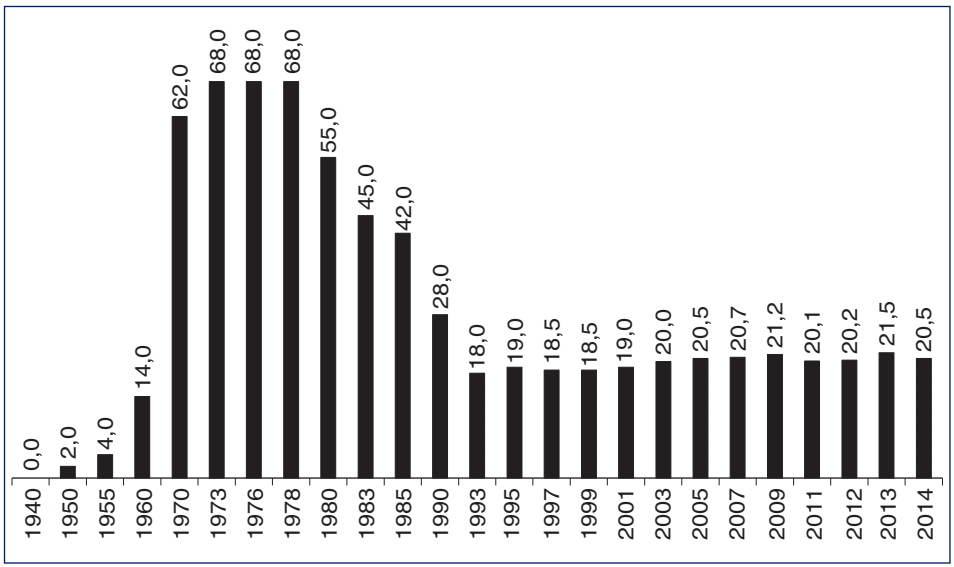
[2] Розраховано Центром Разумкова на основі даних НАК "Нафтогаз України". Див.: Gas Production in Ukraine, 2013-2014. – *http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProduction2014*; Natural Gas Supplies to Ukraine 2008-2014. – *http://naftogaz-europe.com/article/en/NaturalGasSuppliestoUkraine*.

1. ПОТОЧНИЙ СТАН ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ГОЛОВНИХ ПРОБЛЕМ НА ШЛЯХУ ЇЇ РОЗВИТКУ

1.1. ПОТОЧНИЙ СТАН ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Газовидобувна галузь в Україні має понад 90-літню історію, а саме з 1922р. після введення в експлуатацію Дашавського газового родовища та будівництва першого газопроводу "Дашава-Стрий". Після завершення Другої світової війни були відкриті значні поклади газу в регіоні Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській газоносній області. Особлива роль у розвитку газової галузі належить найбільшому в Україні Шебелинському родовищу, запаси якого дозволили в середині 1970-х років наростити видобуток до 68 млрд. м^3/рік (діаграма "*Видобуток газу в Україні в 1940-2014рр.*"). Однак після досягнення пікового показника в 1978р., упродовж наступних 20 років видобуток газу постійно знижувався. А у останні 15 років його вдалося стабілізувати на рівні 20-21 млрд. м^3/рік.

Видобуток газу в Україні в 1940-2014рр.,
млрд. м^3



Станом на 1 січня 2014р., в Україні обліковується близько 390 газових, нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищ, з них номінально у промисловій розробці перебуває близько 250 родовищ. Розподіл запасів природного газу на території України зумовлений їх належністю до того чи іншого нафтогазоносного регіону, яких класифіковано в три: Східний, Західний та Південний.

Запаси традиційного природного газу в Україні та накопичені обсяги його видобутку від початку розробки (станом на 1 січня 2014р.), *млрд. м³*

Нафтогазоносний регіон	Запаси загалом	Балансові			Позабалансові	Видобуток від початку розробки
		Загалом	Достовірні	Ймовірні		
Східний	830,6	813,1	450,0	363,1	17,5	1 686,7
Західний	114,5	111,8	55,6	56,2	2,7	306,1
Південний	68,7	68,4	13,8	54,6	0,3	0,4
Загалом	**1 013,8**	**993,3**	**519,4**	**473,9**	**20,5**	**1 993,2**

Станом на 1 січня 2014р., балансові запаси природного газу в Україні складали близько 1 трлн. м³. Це дає підстави для висновку, що в Україні ресурсна база для забезпечення потреб споживачів газом власного видобутку із традиційних джерел є достатньою. Тобто, за умови досягнення щорічного видобутку газу близько 40 млрд. м³ (обсяг повного самозабезпечення країни власним природним газом) та за відсутності заходів із забезпечення приросту запасів (відкриття нових покладів), розвіданих раніше запасів газу вистачить не більше як на 25 років.

За показником прогнозних ресурсів нетрадиційного газу Україна належить до 10 найперспективніших країн світу щодо потенційних можливостей видобутку – їх сумарний обсяг перевищує 20 трлн. м³ [1]. Прогнозні ресурси сланцевого газу[2] оцінюються у 1,2 трлн. м³, газу щільних колекторів – 8,5 трлн. м³, метану вугільних пластів – понад 12 трлн. м³ [3]. Однак, підтвердження запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, а з тим – значних інвестицій. Згідно з експертними оцінками, поклади нетрадиційного газу містяться на двох ділянках: українська частина Люблінського прогину (Західна Україна) та Дніпровсько-Донецька западина (Східна Україна). До останнього часу зберігалася висока увага іноземних компаній до України як перспективної країни видобутку нетрадиційного газу, що підтверджувалося укладеними угодами про розподіл продукції (УРП)

[1] За винятком газогідратів глибоководної частини Чорного моря. Їх прогнозні ресурси можуть становити 25-100 трлн. м³

[2] Значні прогнозні ресурси нетрадиційного газу відкривають для України перспективи збільшення власного видобутку. Однак, необхідно враховувати, що його собівартість через технологічні та екологічні проблеми є суттєво вищою, ніж традиційного газу, що призводить до виникнення додаткових комерційних ризиків. За даними міжнародної консалтингової компанії *IHS CERA* (Кембріджська Асоціація енергетичних досліджень), собівартість сланцевого газу в Європі залежно від складності розробки родовища може становити від $176 до $282 за 1 000 м³.

[3] Альтернативне газозабезпечення України: скраплений природний газ (СПГ) та нетрадиційний газ. Аналітична доповідь. – Національна безпека і оборона, 2011, №9, с.25-43.

провідних нафтогазових компаній світу (*Chevron*, *Shell*). Проте, надії на реалізацію проектів з видобутку нетрадиційного газу в Україні у 2015р. зійшли нанівець, оскільки вже у грудні 2014р. компанія *Chevron* заявила про призупинення діяльності в Україні[4]. Також призупинено проект УРП з освоєння Юзівської площі компанією *Shell* у Донецькій і Харківській областях. **До основних причин замороження діяльності проектів провідними міжнародними компаніями слід віднести: зниження світових цін на нафту та, відповідно, природний газ; військові дії, що ведуться безпосередньо або близько до об'єктів; загальне погіршення інвестиційного клімату в країні.** Зазначені причини та нестабільність галузевого податкового законодавства зробили інвестиції у розвідку та розроблення нетрадиційних покладів природного газу в Україні занадто ризикованими.

Аналіз структури обсягів видобутку природного газу (діаграма "*Внесок основних компаній у вітчизняний газовидобуток: структура обсягів*"[5], с.8) показує, що основний обсяг вітчизняного газовидобутку у 2014р. (близько 75%) забезпечило ПАТ "Укргазвидобування", яке фактично зберегло досягнутий результат на рівні 2013р.

Загалом ПАТ "Укргазвидобування" здійснювало газовидобуток природного газу на 133 родовищах. Детальну характеристику газоресурсної бази провідного підприємства вітчизняного газовидобутку за даними 2013р., на підставі якої можливо зробити узагальнену якісну оцінку вітчизняного потенціалу традиційних ресурсів природного газу, зображено нижче на діаграмах[6].

Ресурсна база газовидобутку за вказаною групою родовищ характеризується більш-менш рівномірним розподілом балансових запасів та обсягами поточного видобутку за категоріями величини родовищ, визначених відповідно до Інструкції[7]. Разом з тим, слід підкреслити, що лише 16 родовищ, які належать до категорії крупних, великих і середніх, визначають обсяги поточного газовидобутку і сумарно складають 67,3% (діаграми "*Родовища за їх величиною*"[8], "*Балансові запаси за величиною родовищ*", "*Газовидобуток за величиною родовищ*", с.9-10).

---

[4] Компанія *Chevron* в односторонньому порядку вирішила вийти з проекту з освоєння Олеської площі. Однією з причин не починати видобуток сланцевого газу в Україні стало підвищення Україною ставок на надрокористування. В угоді містився пункт про "стабільність" законодавства, яке передбачає, що податкова база на момент підписання Угоди про розподіл продукції (УРП) повинна залишатися незмінною упродовж усієї дії (50 років) угоди.

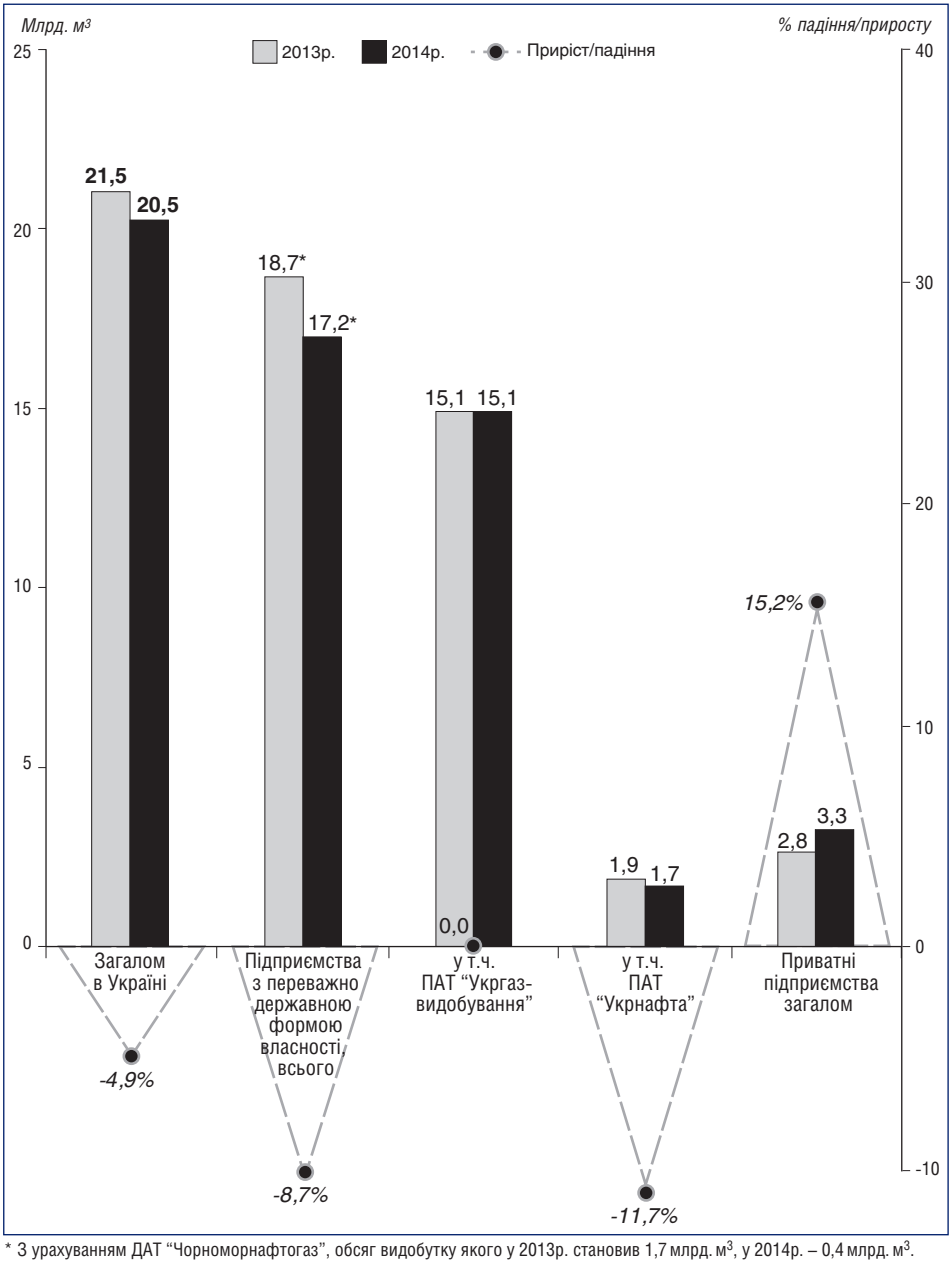
[5] Розраховано Центром Разумкова на основі даних НАК "Нафтогаз України". Див.: Gas Production in Ukraine, 2013-2014. – *http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProduction2014*.

[6] Логацький В. Удосконалення методів визначення ставок оподаткування за користування надрами для видобутку природного газу. – Економіка і прогнозування, 2015, №3, с.60-62.

[7] Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. Затверджено Наказом Державної Комісії України по запасах корисних копалин №46 від 10 липня 1998р. – *http://zakon2.rada.gov.ua/ laws/show/z0475-98*.

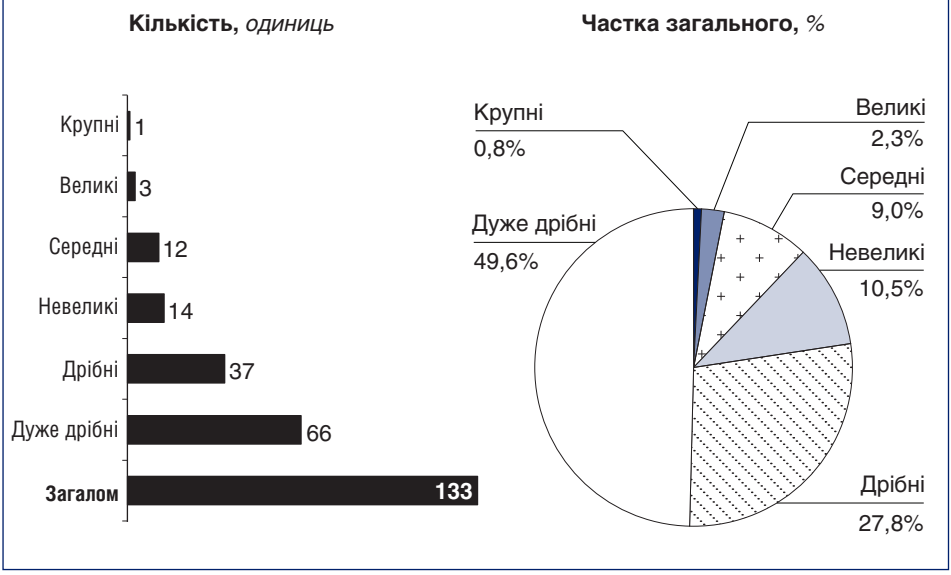
[8] Відповідно до Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу (ст.2) родовища поділяються на сім груп: (1) *унікальні* – понад 300 млн. т нафти; понад 300 млрд. м^3 газу; (2) *крупні* – 100-300 млн. т нафти; 100-300 млрд. м^3 газу; (3) *великі* – 30-100 млн. т нафти; 30-100 млрд. м^3 газу; (4) *середні* – 10-30 млн. т нафти; 10-30 млрд. м^3 газу; (5) *невеликі* – 5-10 млн. т нафти; 5-10 млрд. м^3 газу; (6) *дрібні* – 1-5 млн. т нафти; 1-5 млрд. м^3 газу; (7) *дуже дрібні* – до 1 млн. т нафти; до 1 млрд. м^3 газу. В Україні до категорії *унікальних* до 1990-х років належало лише Шебелинське газоконденсатне родовище. Оскільки на сьогодні немає родовищ, що могли б класифікуватись як *унікальні*, то на наведених далі діаграмах не представлена ця категорія.

Внесок основних компаній у вітчизняний газовидобуток: структура обсягів

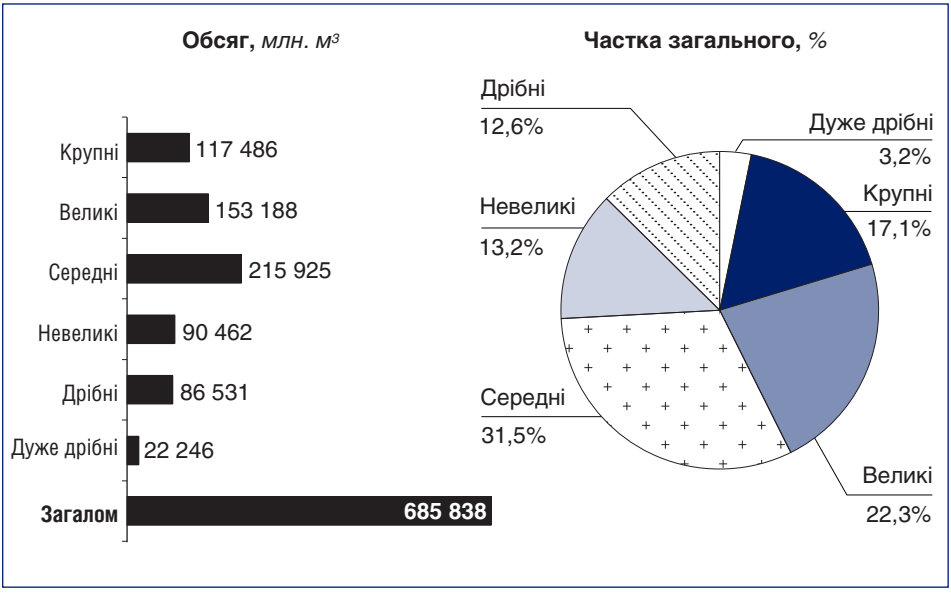


* З урахуванням ДАТ "Чорноморнафтогаз", обсяг видобутку якого у 2013р. становив 1,7 млрд. м³, у 2014р. – 0,4 млрд. м³.

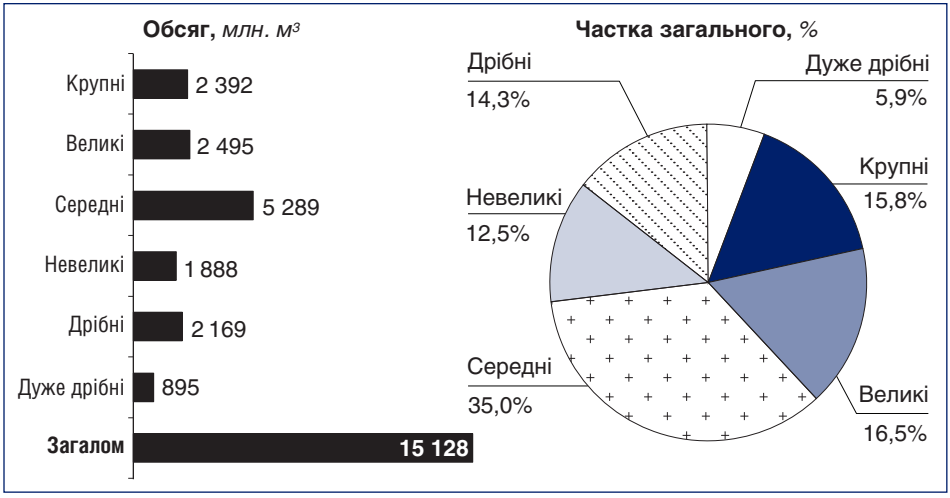
Родовища за їх величиною



Балансові запаси за величиною родовищ

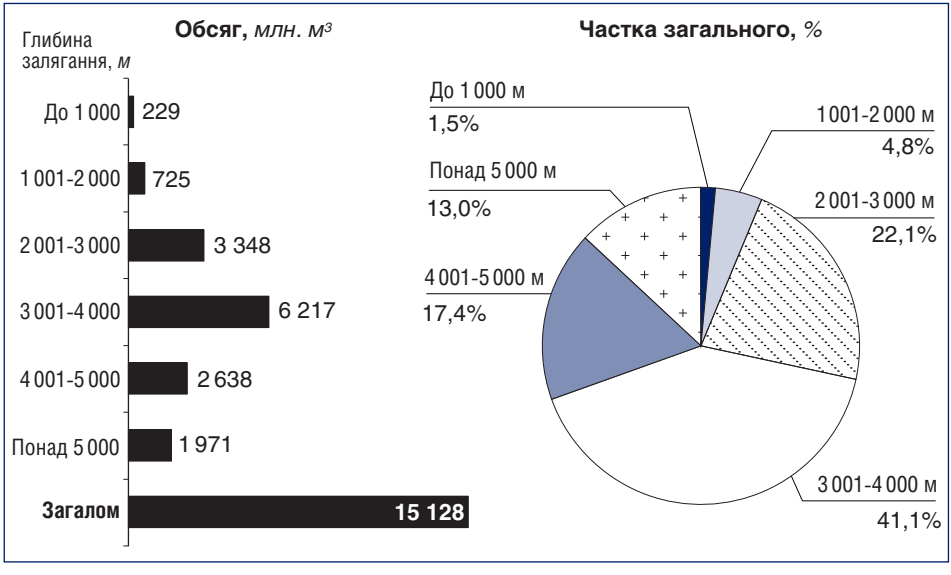


Газовидобуток за величиною родовищ



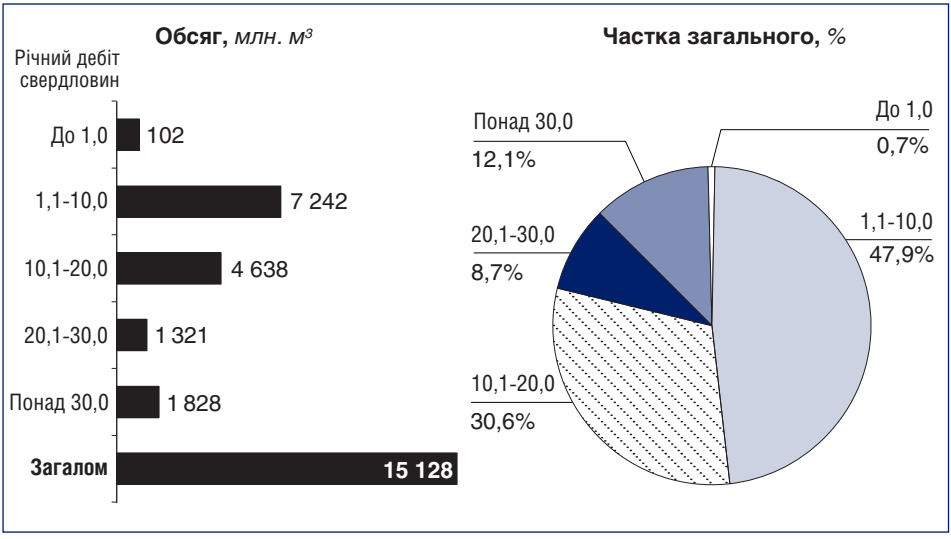
Решту газу ПАТ "Укргазвидобування" видобуває на 117 невеликих, дрібних і дуже дрібних родовищах. За глибиною залягання покладів поточного газовидобутку спостерігається невелика перевага на користь покладів з більш глибоким їх заляганням – від 3 000 м і більше, що свідчить про дотримання закономірної тенденції збільшення глибини газовидобутку з часом, внаслідок використання людством покладів мінеральних ресурсів цього виду на освоєній території (діаграма "*Газовидобуток за глибиною залягання покладів*").

Газовидобуток за глибиною залягання покладів



Найбільшу частину українського газовидобутку (47,9%) дають свердловини з помірним рівнем річного дебіту, що знаходиться в діапазоні від 1,1 до 10,0 млн. м^3 газу в рік (діаграма "*Газовидобуток за річним дебітом свердловин*").

Газовидобуток за річним дебітом свердловин



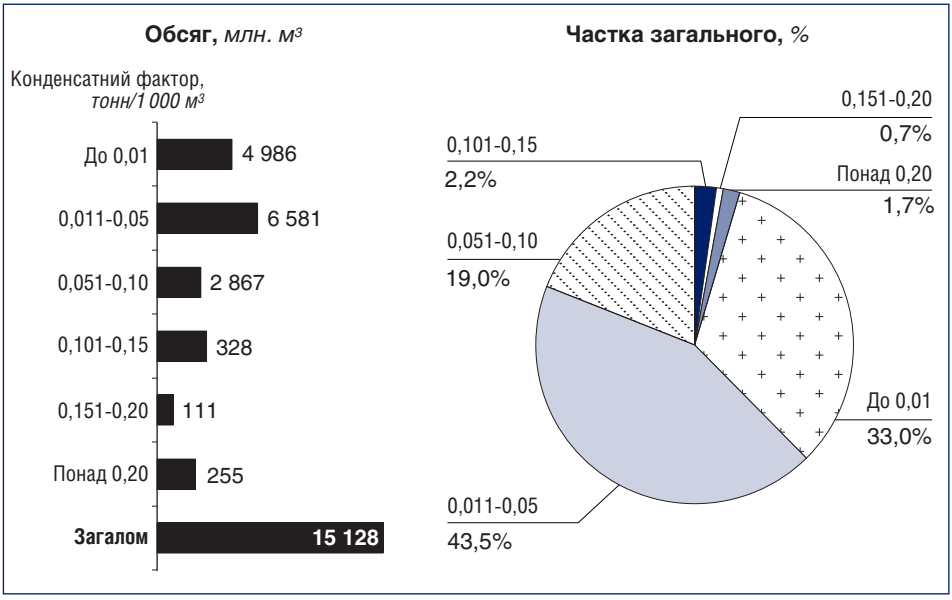
Особливу увагу під час аналізу ресурсної бази слід приділити вивченню впливу на умови газовидобутку конденсатного фактора, який показує, скільки газового конденсату в тоннах припадає на 1 000 м^3 видобутку природного газу родовища (діаграма "*Газовидобуток за конденсатним фактором*", с.12).

Важливість цього фактора визначається в оцінці його суттєвого впливу на формування операційних витрат під час видобування природного газу, отже й на формування величини природно-ресурсної ренти[9]. Адже високий конденсатний фактор призводить до необхідності вилучення значних обсягів природного газу, що перебувають у газовому конденсаті в розчиненому вигляді. Таким чином, високий конденсатний фактор вимагає застосування більш складних технологій фракціонування та значно більшої уваги до моніторингу стану експлуатаційних колон і насосно-компресорних труб свердловин та здійснення практичних заходів щодо їх підтримання у робочому стані.

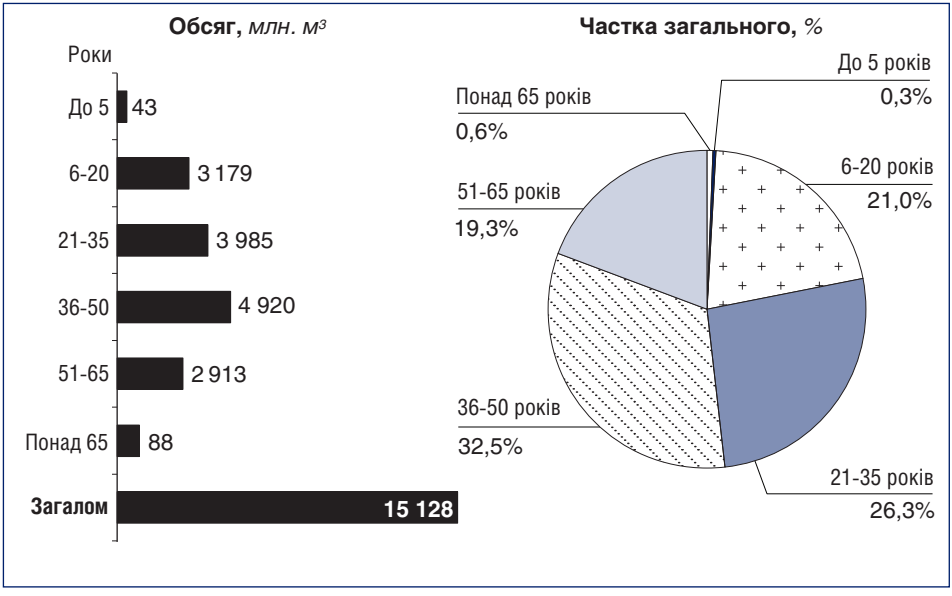
Розподіл поточного газовидобутку за віковими групами розробки родовищ є також більш-менш рівномірним (діаграма "*Газовидобуток за віковими групами від початку розробки родовищ*", с.12). Спостерігається феномен видобутку газу з родовищ, які вже експлуатуються понад 65 років, таких родовищ три. Зокрема, Дашавське газове родовище експлуатується вже 90 років.

[9] Оцінку впливу конденсатного фактора та інших чинників формування витрат детальніше надано в підрозділах 3.1, 3.2 цієї доповіді.

Газовидобуток за конденсатним фактором



Газовидобуток за віковими групами від початку розробки родовищ



Що стосується приватних газовидобувних компаній, то вони оперують відносно гіршою газоресурсною базою на відміну від ПАТ "Укргазвидобування", але, разом з тим, експлуатують ліцензійні ділянки того ж ПАТ "Укргазвидобування" чи ПАТ "Укрнафта" в рамках договорів про спільну діяльність. Слід відмітити, що приватні газовидобувники у 2014р. суттєво, порівняно з 2013р., збільшили (на 37,5%) обсяг видобутку газу.

Найбільший вклад у приріст обсягів видобування газу серед приватних газовидобувних компаній у 2014р. внесли ПАТ "Укргазвидобування", ТОВ "Еско-Північ", ТОВ "Куб-Газ" (діаграма "*Видобуток природного газу окремими приватними компаніями у 2014р.*"[10]).

Видобуток природного газу окремими приватними компаніями у 2014р.,
млн. м³

Отже, Україна володіє достатніми ресурсами як традиційного, так і нетрадиційного газу, що дозволяє до 2030р. збільшити обсяг щорічного газовидобутку на 15-20 млрд. м³/рік (порівняно з теперішнім рівнем) для досягнення у зазначений термін видобутку в обсязі 40 млрд. м³/рік.

Як зазначалося вище, за показником прогнозних ресурсів нетрадиційного газу Україна належить до найперспективніших країн світу щодо потенційних можливостей видобутку, а їх сумарний обсяг перевищує 20 трлн. м³. Разом з тим, підтвердження запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, що, відповідно, потребує суттєвих обсягів інвестицій протягом найближчих 4-5 років.

[10] Складено за: Кобаль Г. Видобуток нафти і газу в 2014р. Огляд. – Економічна правда, 3 лютого 2015р., *http://www.epravda.com.ua/columns/2015/02/3/525569*.

Український газовидобуток характеризується високим ступенем домінування НАК "Нафтогаз України" та її афілійованих товариств. Хоча частка видобутку нафти і газу приватними компаніями на сьогодні є незначною, але очікується, що значення приватних газовидобувників поступово зростатиме, що підтверджується результатами їх діяльності у 2014р.

1.2. ГОЛОВНІ ПЕРЕШКОДИ НА ШЛЯХУ РОЗВИТКУ ВІТЧИЗНЯНОГО ГАЗОВИДОБУТКУ

Ресурсна база українського газовидобутку, за умови її ефективного використання, дозволяє не лише забезпечити протягом тривалого часу стабільні обсяги видобутку, але й наростити їх у перспективі. Але необхідною передумовою цього є проведення достатніх обсягів геофізичних досліджень і пошуково-розвідувального буріння. Проте, останніми роками відбувається поступове зменшення обсягів геологорозвідувального буріння (діаграма "*Обсяги пошуково-розвідувального буріння підприємствами НАК "Нафтогаз України" у 2005-2014рр.*"[11]), що не сприяло нарощуванню ресурсів і запасів вуглеводнів.

Схожа ситуація з поступовим зменшенням обсягів спостерігається й стосовно експлуатаційного буріння (діаграма "*Обсяги експлуатаційного буріння підприємствами НАК "Нафтогаз України" у 2005-2014рр.*"[12], с.16). Сьогодні пошукові та геологорозвідувальні роботи здійснюють приватні компанії, а також підприємства НАК "Нафтогаз України", забезпечуючи 70% обсягів геологорозвідувального буріння та майже весь обсяг експлуатаційного буріння в Україні.

Не дивлячись на те, що дотепер обсяги видобутку природного газу були більш-менш стабільними, існує загроза їх різкого зменшення, що викликано низкою причин:

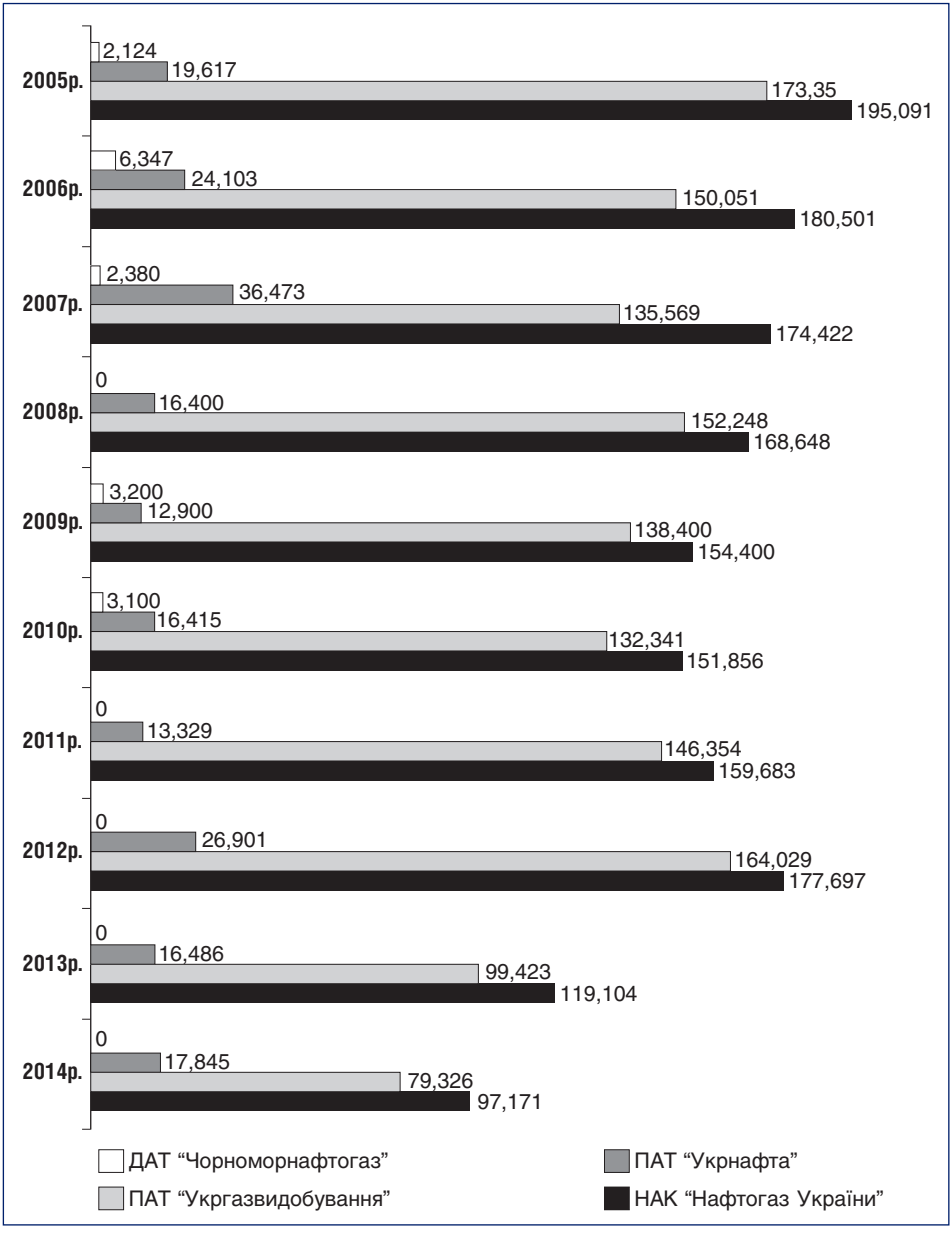
- високий ступінь виснаження первісних запасів великих родовищ[13];
- скорочення обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння;
- низькі темпи розвідки нових запасів, що свідчить про те, що Україна не забезпечує навіть простого відтворення запасів мінерально-сировинної бази;
- низька якість нових запасів (запаси з переважаючою кількістю дрібних і дуже дрібних родовищ, значна частина яких належить до категорії важко видобувних);
- підвищена глибина буріння як на наявних, так і на нових родовищах (середній діапазон глибини буріння для видобутку газу в Україні становить 3 000-4 000 м, а максимальна глибина вже перевищує 6 000 м);
- різке зменшення капіталовкладень у модернізацію та реконструкцію об'єктів газового комплексу;

[11] Див.: Видобуток вуглеводнів. Обсяги пошуково-розвідувального буріння. – НАК "Нафтогаз України", *http://naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/DE6A9911E7ED5332C22570DD0032517F?OpenDocument&Expand=4*; Тенденції та пріоритетні напрями розвитку вітчизняного газовидобутку. – Центр Разумкова, *http://www.uceps.org/upload/1446025738_file.pdf*.

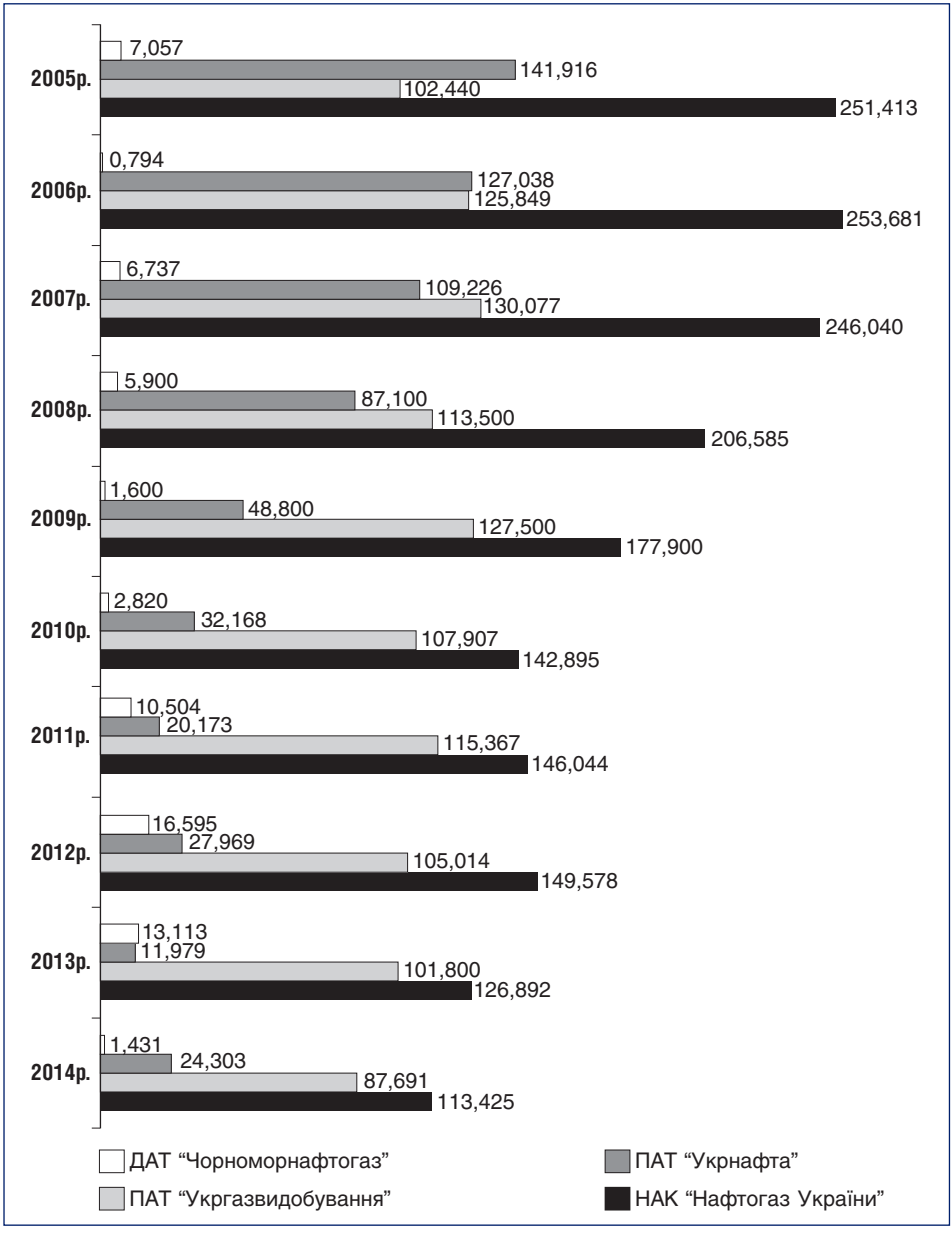
[12] Див.: Видобуток вуглеводнів. Обсяги експлуатаційного буріння. – НАК "Нафтогаз України", *http://naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/DE6A9911E7ED5332C22570DD0032517F?OpenDocument&Expand=4*; Тенденції та пріоритетні напрями розвитку вітчизняного газовидобутку…

[13] На великих родовищах не залучалися до розроблення менші за запасами поклади, що залягають на більших глибинах, які важко освоювати.

Обсяги пошуково-розвідувального буріння підприємствами НАК "Нафтогаз України" у 2005-2014рр., *тис. м*



Обсяги експлуатаційного буріння підприємствами НАК "Нафтогаз України" за 2005-2014рр., *тис. м*



- згортання дослідно-промислових робіт з підвищення газовіддачі пластів;
- надмірна регламентна складова та неузгодженість окремих нормативних актів, що призводять до сповільнення процесу отримання спеціальних дозволів на користування надрами;
- несприятлива податкова політика, насамперед, невиправдано високий рівень рентної ставки;
- неефективна державна політика в питанні розпорядження ліцензійними ділянками.

Відтак, головними технологічними чинниками зростання вітчизняного видобутку є наступні:

- забезпечення розширеного відновлення ресурсної бази у вигляді збільшення запасів і ресурсів природного газу, внаслідок зростання обсягів геологорозвідувального буріння;
- відкриття і введення в експлуатацію нових родовищ, у т.ч. з покладами нетрадиційного газу;
- удосконалення існуючих систем розробки наявних родовищ шляхом активного впровадження методів інтенсифікації та підвищення газовилучення (за допомогою таких геологічно-технічних засобів, як гідравлічний розрив, ре-перфорація та обробка привибійних зон свердловини[14]);
- залучення до експлуатації раніше не розроблюваних покладів з важко видобувними запасами на існуючих родовищах із застосуванням новітніх способів буріння та інтенсифікації припливів вуглеводнів (у т.ч. методів, перерахованих вище);
- розширення буріння на шельфі Чорного та Азовського морів (виконання цього пункту через військово-політичну нестабільність у країні та анексію Криму є обмеженим).

Реалізація вказаних чинників потребує достатнього фінансування та відповідних інвестицій. **За деякими оцінками[15], щоб досягти до 2030р. видобутку природного газу принаймні 40-45 млрд. м^3/рік потрібно на порядок збільшити обсяги капітальних інвестицій у розвідку та видобуток, тобто інвестувати щороку не менше $4 млрд. Проте, якщо умови інвестування в Україні залишатимуться незадовільними, обсяги видобутку вітчизняного газу до 2030р. не перевищуватимуть 15-20 млрд. м^3/рік.**

Тому, враховуючи викладені вище причини, що становлять потенційну загрозу стабілізації та нарощуванню обсягів вітчизняного газовидобутку, та усвідомлюючи необхідність кардинального покращення інвестиційного клімату в державі, **особливу увагу слід зосередити на розробці та подальшому впровадженню, насамперед, економічних методів системного стимулювання газовидобутку в Україні, найважливішими з яких сьогодні є: удосконалення системи оподаткування газовидобутку, удосконалення системи ціноутворення на природний газ, реформування галузевої і дотичної до неї інституційної структури у відповідності до сучасних вимог і пріоритетів розвитку галузі.**

[14] Технічні засоби з інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

[15] Розвиток газового сектору України в контексті євроінтеграції. Аналітична доповідь. – Центр Разумкова, 2014, с.19-20.

2. НЕДОЛІКИ І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ

Сьогодні питання удосконалення вітчизняної системи оподаткування видобутку природного газу набуло особливої гостроти, оскільки упродовж останніх 1,5-2 років державна фіскальна політика продемонструвала дестимулюючу функцію стосовно розвитку газовидобувної галузі. Ця проблема залишається невирішеною й досі, оскільки очікуваного рішення щодо визначення основної складової системи оподаткування – ставок за користування надрами – так і не прийнято. За таких обставин, перебуваючи у стані невизначеності щодо подальшого розвитку галузевої системи оподаткування, доцільно застосувати комплексний підхід під час аналізу зазначеної проблеми, зосередившись на: причинах і наслідках недоліків вітчизняної системи оподаткування; вивченні і систематизації міжнародного досвіду з цього питання; аналізі поточних пропозицій від розробників різноманітних альтернативних варіантів удосконалення системи оподаткування та досягнення консолідованої позиції зацікавлених сторін (держави, газовидобувних компаній та споживачів) у питанні законодавчого затвердження та практичної реалізації обраної консолідованої концепції.

2.1. НЕДОЛІКИ СИСТЕМИ ОПОДАТКУВАННЯ ГАЗОВИДОБУТКУ: ІДЕНТИФІКАЦІЯ, ПРИЧИНИ І НАСЛІДКИ

Усвідомлюючи вади існуючої системи оподаткування газовидобутку, слід зокрема виділити та структурувати наступні причини, що призвели до їх формування. Насамперед це такі:

- *військово-політичні*: пов'язані з анексією Криму та воєнними діями на Сході країни, що зумовили терміновий перерозподіл наявних у державі ресурсів на користь укріплення обороноздатності України та підвищили інвестиційні ризики;
- *фінансово-економічні*: наявні та очікувані проблеми виконання бюджету, необхідність фінансової підтримки вразливих категорій споживачів, у т.ч. широких верств населення з боку держави у процесі реформування економіки України, зокрема її енергетичного сектору;
- *соціальні*: утвердження ідей та усвідомлення українського суспільства, в т.ч. внаслідок Революції гідності, про необхідність забезпечення справедливого перерозподілу прибуткової вартості від використання надр, які перебувають у власності держави;
- *галузеві*: тривале та послідовне зниження якості ресурсної бази газовидобутку, яка не супроводжувалась адекватним стимулюванням у вигляді змін у податковій системі, які б враховували фактори погіршення геолого-експлуатаційних умов та, у зв'язку з цим, особливості використання нових, більш витратних методів газовидобутку.

Послідовність ключових подій, пов'язаних зі стрімкою зміною впродовж 2014-2015рр. системи податкового регулювання газовидобутку в Україні (врізка "*Хронологія зміни податкового законодавства України стосовно газовидобутку з березня 2014р. по жовтень 2015р.*"), лише підкреслює весь драматизм очікуваних наслідків для розвитку галузі.

Хронологія зміни податкового законодавства України стосовно газовидобутку з березня 2014р. по жовтень 2015р.

1) законами "Про запобігання фінансової катастрофи та створення передумов для економічного зростання в Україні" від 27 березня 2014р. (№1166) та "Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України щодо пасивних доходів" від 4 квітня 2014р. (№1588): *впроваджено підвищення ставки плати за користування надрами для газу природного* – з 25% до 28%;

2) законом "Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України" від 31 липня 2014р. (№1621): *впроваджено тимчасове збільшення* до 1 січня 2015р. *ставки плати за користування надрами для природного газу, який реалізується не для потреб населення*: для газу з покладів до 5 000 м – з 28% до 55%, для газу з покладів понад 5 000 м – з 15% до 28%;

3) законом "Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких законів України щодо податкової реформи" від 28 грудня 2014р. (№71): *встановлено на постійній основі ставки для природного газу, який реалізується не для потреб населення* (з покладів до 5 000 м – 55% замість 28%; з покладів понад 5 000 м – 28% замість 15%; під час виконання договорів про спільну діяльність передбачено поетапне підвищення ставки: у I кварталі 2015р. – 60%, у II кварталі 2015р. – 65%, починаючи з III кварталу 2015р. – 70%;

4) законом "Про внесення змін до Податкового кодексу України" від 2 березня 2015р. (№211): *змінено* з 1 квітня 2015р. *ставку плати за користування надрами для видобування природного газу* (що відповідає умові, визначеній у п.252.24 статті 252 Кодексу), видобутого з покладів до 5 000 м – з 20% на 70%, який продається НАК "Нафтогаз України" для потреб населення. Тобто ці зміни не стосувалися приватних видобувачів, які продають видобутий природний газ іншим підприємствам, ніж НАК "Нафтогаз України" і для інших потреб. Для них ставка рентної плати залишалася на рівні 55% за видобування природного газу, видобутого з покладів до 5 000 м. Крім цього, запроваджено ще один коригуючий коефіцієнт до ставки рентної плати за користування надрами для видобування природного газу не для потреб населення в розмірі 0,55 для видобування запасів природного газу зі свердловин, у т.ч. під час дослідно-промислової експлуатації (геологічного вивчення), які внесені до Державного реєстру нафтових та газових свердловин після 1 серпня 2014р. (протягом двох років з дати внесення таких свердловин до зазначеного Реєстру).

Таким чином, на 1 листопада 2015р., діє наступний порядок регулювання плати за користування надрами для видобутку природного газу (таблиці "*Ставки ренти залежно від умов і цілей користування надрами*", "*Коригуючі коефіцієнти до ставок за користування надрами*"[1]).

Ставки ренти залежно від умов і цілей користування надрами

Умови та цілі користування надрами	Ставка, % вартості товарної продукції гірничого підприємства
Природний газ для потреб населення, видобутий з покладів до 5 000 м	70
Природний газ для потреб населення, видобутий з покладів понад 5 000 м	14
Природний газ, видобутий з покладів на ділянках надр (родовищах) у межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України	11
Природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність	70
Природний газ, видобутий з покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5 000 м	55
Природний газ, видобутий з покладів, які повністю залягають на глибині понад 5 000 м	28

До ставок рентної плати за користування надрами для видобутку природного газу застосовуються коригуючі коефіцієнти, які також визначаються залежно від умов і цілей видобування (для потреб населення/теплокомуненерго, чи на інші цілі).

Коригуючі коефіцієнти до ставок за користування надрами

Критерії застосування коефіцієнта	Величина коефіцієнта
Видобування позабалансових запасів природного газу для потреб населення	0,79
Видобування позабалансових запасів природного газу для потреб населення, з покладів на ділянках надр (родовищах) у межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України	0,61
Видобування позабалансових запасів природного газу	0,96
Видобування запасів природного газу для потреб населення на ділянках надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,88
Видобування запасів природного газу для потреб населення з покладів на ділянках надр (родовищах) у межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,77
Видобування запасів природного газу на ділянках надр, затверджених державною експертизою на підставі звітів з геологічного вивчення, яке виконане платником рентної плати за рахунок власних коштів	0,97
Видобування запасів природного газу із свердловин, у т.ч. під час дослідно-промислової експлуатації (геологічного вивчення), які внесені до Державного реєстру нафтових та газових свердловин після 1 серпня 2014р. (протягом двох років з дати внесення таких свердловин до зазначеного Реєстру)	0,55

Для юридичних осіб або договорів про спільну діяльність, у яких частка участі держави складає не менше 25%, поточною редакцією Податкового кодексу України передбачено застосування пільгової ставки ренти на рівні 2% вартості *додаткового видобутку* відповідної вуглеводневої сировини[2]. Ця норма поширюється на додаткові обсяги вуглеводневої сировини, видобуті

[1] Витяг з Податкового кодексу України станом на 1 листопада 2015р. – *http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/2755-17*.

[2] Податковий кодекс України станом на 1 листопада 2015р. – *http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/2755-17*.

внаслідок реалізації діючих або нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, на ділянках надр (родовищах, покладах), що характеризуються погіршеними гірничо-геологічними умовами (важковидобувні) або виснаженістю у процесі розробки в попередніх періодах, на окремих діючих свердловинах після капітального ремонту, свердловинах, що відновлюються з числа ліквідованих, нових свердловинах чи групах свердловин, що розташовані на таких ділянках надр.

Порядок відбору та затвердження нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини, порядок визначення додаткових обсягів вуглеводневої сировини, а також порядок контролю за виконанням таких інвестиційних проектів (програм) визначаються Кабінетом Міністрів України за поданням центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики економічного розвитку.

Перелік ділянок надр та/або об'єктів ділянок надр, на яких реалізуються нові інвестиційні проекти (програми, договори), визначається центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в нафтогазовому комплексі.

Очевидними недоліками існуючої системи оподаткування газовидобутку є такі:

- недостатньо обгрунтовані та завищені, порівняно з іншими газовидобувними країнами, рентні ставки, базою застосування яких є вартість продажу газу;
- відсутність уніфікованого підходу до застосування ставок і коригуючих коефіцієнтів незалежно від форми та структури власності підприємства, спільної діяльності з газовидобутку та цільового спрямування газу для споживання (категорії споживачів), що створює нерівні конкурентні умови для гравців ринку;
- недостатня диференціація ставок залежно від природно-геологічних і експлуатаційних умов газовидобутку;
- не визначені критерії віднесення проектів (програм, договорів) до категорії інвестиційних і таких, щодо яких буде застосовуватися пільгова (2%) ставка ренти;
- відсутність механізму відшкодування частини витрат чи застосування додаткових пільг у зв'язку з високими галузевими ризиками, що стосуються, насамперед, проведення геологорозвідувальних робіт та експлуатаційного буріння.

Відтак, наявними та очікуваними наслідками застосування існуючої системи газовидобутку в Україні є і можуть бути:

- зниження обсягів геологорозвідувальних робіт і експлуатаційного буріння, що призводить до падіння обсягів видобутку газу. У 2015р. вже намітилася тенденція до зниження рівня вітчизняного видобутку приблизно на 1 млрд. м^3 природного газу, або на 6%, порівняно з 2014р.;
- внаслідок спаду внутрішнього виробництва необхідність заміщення відносно дешевих ресурсів газу вітчизняного видобутку більш дорогим імпортованим газом, отже зниження рівня енергетичної незалежності України;

- створення нерівних умов для здійснення господарської діяльності залежно від форми та структури власності, а також від організаційної форми провадження газовидобутку;
- призупинення чи скасування раніше прийнятих рішень щодо інвестування у розвиток вітчизняного газовидобутку, вихід з вітчизняного ринку провідних світових нафтогазових компаній;
- падіння доходів бюджету та державних страхових фондів за рахунок нерентних податків і платежів вже найближчим часом, а в короткостроковій перспективі – і рентних надходжень;
- падіння виробництва в суміжних галузях та стагнація сервісного бізнесу;
- декваліфікація персоналу галузі та/або відтік кваліфікованих кадрів за кордон.

Отже, **система оподаткування газовидобутку потребує невідкладних змін і суттєвого реформування. У зв'язку з чим доцільним є вивчення міжнародного досвіду для позиціонування України в системі міжнародних координат з проблем оподаткування цієї специфічної галузі та оцінки можливостей його застосування у вітчизняній податковій системі.**

2.2. ДОСВІД РОЗВИНУТИХ КРАЇН СВІТУ В ОПОДАТКУВАННІ ГАЗОВИДОБУТКУ. ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ОПОДАТКУВАННЯ

Як свідчить міжнародний досвід, **створення ефективної системи оподаткування гірничодобувної галузі є одним з найважливіших завдань економічної політики країн, багатих на природні ресурси.** Оподаткування видобутку корисних копалин, у т.ч. природного газу, концептуально відрізняється від системи оподаткування в інших галузях економіки, оскільки саме в гірничодобувному секторі формується значний рентний дохід і, разом з тим, існують найбільш високі ризики для інвестицій. Зазвичай вважається, що податкова система, з точки зору інтересів суспільства, функціонує достатньо ефективно, якщо вона: забезпечує перерозподіл більшої частини природно-ресурсної ренти від використання корисних копалин на користь держави (особливо у випадках з максимально низькими виробничими витратами); є відносно легкою в адмініструванні та не вимагає надмірної кількості інформації; максимально запобігає ухиленню від сплати податків; є відносно нейтральною, тобто не створює для суб'єктів економічної діяльності стимулів для різкої зміни їх інвестиційних рішень, а навпаки – забезпечує плавний міжгалузевий перетік ресурсів капіталу, вирівнюючи дохідність від інвестицій у різних галузях економіки.

Світова практика формування та розвитку системи оподаткування гірничодобувної галузі дозволяє виділити два головні концептуальні підходи: перший базується на застосуванні *роялті,* або прирівняного до нього виду платежу за видобувні ресурси; другий – на застосуванні *податку на прибуток* від діяльності з видобутку ресурсів. Слід відмітити, що останніми десятиліттями спостерігається тенденція поєднання тією чи іншою мірою цих двох концептуальних підходів, тобто до застосування роялті додається ще й податок на прибуток, але при цьому ставки роялті знижуються.

Більше того, роялті формалізується та заміщується т.зв. *ресурсо-рентним податком*, що застосовується як додатковий податок у комбінації з податком на прибуток. Що стосується специфіки оподаткування угод про розподіл продукції, то розподіл прибуткового обсягу видобутку між власником надр та інвестором є різновидом ресурсо-рентного податку. Також, у формуванні більш повного уявлення про систему оподаткування галузі, слід взяти до уваги практику застосування невеликих за розмірами різновидів платежів, які зазвичай носять одноразовий характер – це бонуси, реєстраційні збори та ін.

Застосовуючи роялті, держава чи інший власник природних ресурсів вилучає частину вартості виробленої продукції від виробника за надане йому право їх розробляти. Як правило, роялті є відносно легкими в адмініструванні та забезпечують власнику надр стабільні фінансові надходження вже на початку освоєння ресурсів, незалежно від настання події окупності проекту. За базою оподаткування роялті поділяються на *адвалорні*, що розраховуються залежно від вартості виробленої (проданої) продукції та *кількісні*, що розраховуються у грошовому вимірі за одиницю видобутого продукту; при цьому, роялті також можуть встановлюватися і вилучатися на користь власника надр *у натуральному вимірі*. Використовуючи роялті як базовий податок можна застосувати прогресивні ставки залежно від певних виробничих і природно-геологічних факторів. Зазвичай роялті є податком з досить помірними ставками – 10-20% вартості продукції. Але коли ставка роялті є високою та ще й застосовується до вартості проданої продукції, то це значною мірою впливає на прийняття інвестиційних рішень та дестимулює розвиток видобувної діяльності, зміщуючи ризики з власника надр (держави) на оператора (інвестора).

На відміну від роялті, *податок на прибуток* є інтегральним показником ефективності використання надр, який більш-менш пропорційно розподіляє ризики між державою та оператором. Як правило, в гірничодобувній промисловості податок на корпоративний прибуток поєднується з додатковим податком на прибуток, що стосується саме видобутку вуглеводнів – т.зв. *податок на нафту чи природний газ*. Ця складова зазвичай має змінні (прогресивні) ставки оподаткування, які залежать не тільки від природно-геологічних і експлуатаційних умов газовидобутку, але й від рівня дохідності проекту, який може визначатися за критерієм співвідношення нагромадженого чистого доходу до нагромаджених витрат на різних етапах реалізації проекту (*R*-фактора). Обгрунтування та якісне визначення саме цієї (другої) складової є найбільш складною процедурою та потребує значного обсягу інформації та досвіду податкового адміністрування.

Сьогодні у світі не існує єдиної досконалої системи оподаткування, яка б задовольняла всі країни, тому кожна країна впроваджує на тому чи іншому етапі свого розвитку притаманну саме їй практику оподаткування газовидобутку (таблиця "*Головні характеристики систем оподаткування газовидобутку в деяких країнах та окремих їх юрисдикціях*", с.24-25).

Головні характеристики систем оподаткування газовидобутку в деяких країнах та окремих їх юрисдикціях[а]

Країна, юрисдикція	Ефективна ставка роялті	Номінальні ставки роялті та подібні до них платежі	Ставка податку на прибуток підприємств (ППП)[б]
Канада, Альберта	26%	*Роялті*: 5%-36% доходу залежно від: (1) добової продуктивності свердловини, (2) конструкції свердловини, а також від (3) зміни ціни продажу природного газу[в].	25% (15% федеральний податок + 10% провінційний)
Канада, Британська Колумбія	15%	*Роялті*: 5%-27% доходу залежно від: (1) походження газу, (2) добової продуктивності свердловин, (3) глибини свердловини, (4) зміни ціни продажу природного газу[г].	26% (15% федеральний податок + 11% провінційний)
США, Техас	25%	*Роялті*: залежить від ціни продажу природного газу[д]	37% (36% федеральний податок + 1% штату)
Німеччина	3,6%-18,6% (залежно від місця)	*Роялті*: 0-37% доходу залежно від місця видобутку	15%
Велика Британія	11,3%	*Додаткова ставка до ППП*: 32% прибутку, отриманого від розробки родовищ	21%
Норвегія	22,5%	*Додаткова ставка до ППП*: 0-51% прибутку	27%
Данія	19,6%	*Додаткова ставка до ППП*: 0-39% прибутку	23,5%
Туреччина	12,5%	*Роялті*: 12,5% доходу	20%
Румунія	13,9%	*Роялті*: 3,5% доходу – за видобутку до 10 млн. м^3; 7,5% доходу – за видобутку 10-50 млн. м^3; 9% доходу – за видобутку 50-200 млн. м^3; 13% доходу – за видобутку понад 200 млн. м^3. *Додаткова ставка до ППП*: податок на надмірні доходи (*excess revenue tax*) визначається за формулою: 60% х (додатковий дохід – нарахована сума роялті – інвестиції у видобування, які не можуть перевищувати 30% обсягу надмірних доходів). Додатковий дохід визначається виходячи із різниці між ринковими та адміністративно встановленими цінами. *Податок на інфраструктурні об'єкти*: 1,5% суми активів.	16%
Італія	14,4%	*Роялті*: 0-10% доходу для газу, видобутого на материку, та 20% доходу для газу, видобутого в Сицилії. *Додаткова ставка ППП*: встановлюється на рівні 6,5% прибутку для компаній	27,5%

Головні характеристики систем оподаткування газовидобутку в деяких країнах та окремих їх юрисдикціях[а] *(продовження)*

Країна, юрисдикція	Ефективна ставка роялті	Номінальні ставки роялті та подібні до них платежі	Ставка податку на прибуток підприємств (ППП)[б]
Польща	1%	*Геологічний збір*: 6,38 злотих за 1 000 м³ високооктанового природного газу. У 2014р. були прийняті зміни, які передбачають зміни діючої системи оподаткування. Зокрема: (1) ставка геологічного збору з 2016р. становитиме від 6,23 до 24 злотих за 1 000 м³ високооктанового природного газу, обсяг видобутку якого за звітний період становить до та понад 2 500 тис. м³; (2) запроваджується плата за користування надрами, що діятиме з 2020р. і становитиме 3% вартості видобутої продукції; (3) з 2020р. запроваджується додаткове оподаткування прибутку отриманого від видобутку вуглеводнів. Якщо доходи перевищуватимуть витрати більш ніж у 2 рази, ставка становитиме 25%, якщо перевищення складатиме 1,5-2 рази – ставка становитиме 12,5%-25% і визначатиметься за формулою: (25 х відношення доходів до витрат х 25)/100	19%
Франція	3,9%	*Роялті*: 0-5% доходу залежно від рівня видобутку природного газу	33,33%
Хорватія	10%	*Роялті*: 10% доходу	20%
Сербія	2,8%	*Роялті*: 3-7% доходу	15%
Нідерланди (великі родовища)	74,3%	Спеціальні умови розподілу прибутку	25%
Нідерланди (малі родовища)	3,5%	*Роялті*: 0-14% доходу *Додаткова ставка ППП*: 0-25% прибутку	25%
Угорщина	23,5%	*Роялті*: 0-36% доходу	10%/19%
Австрія	17,6%	*Роялті*: 19-22% доходу	25%
Чехія	5%	*Роялті*: 5% доходу	19%
Україна[е]	**43,2% 70%**[є]	***Роялті*: 28-55% ціни продажу газу; 70% доходів за договорами про спільну діяльність та для видобутку газу для потреб населення.**	**18%**

[а] Observation on royalties and similar taxes. – 'An overview' January 2015. Oil and gas upstream in Europe. Deloitte. – *http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ro/Documents/energy-resources/Deloitte-Royalties_upstream_14_feb_2015_EN.pdf;*. Див.: Тенденції та пріоритетні напрями розвитку вітчизняного газовидобутку. – Центр Разумкова, *http://www.uceps.org/upload/1446025738_file.pdf*.

[б] Corporate Tax Rates 2015. Deloitte. – h*ttp://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Tax/dttl-tax-corporate-tax-rates-2015.pdf*.

[в] Alberta Royalty Review, 2015. – *http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/ARFNaturalGasGraphs.pdf*.

[г] A Guide to Oil and Gas Taxation in Canada. – KPMG Review, 2015, p.77.

[д] Gentile, Nicole. Federal Oil and Gas Royalty and Revenue Reform. Report of Center for American Progress, dated June 19, 2015. – Washington, D.C. – 9 p.

[е] Станом на 1 листопада 2015р.

[є] Ефективна ставка для видобутку газу для потреб населення та за договорами про спільну діяльність станом на 1 листопада 2015р.

Таким чином, для багатих на природний газ країн застосування галузевої податкової системи відіграє надзвичайно важливу роль. Показовим тут є досвід Канади (врізка "*Досвід Канади в оподаткуванні газовидобутку*").

ДОСВІД КАНАДИ В ОПОДАТКУВАННІ ГАЗОВИДОБУТКУ

У Канаді переважна більшість природних ресурсів перебуває в державній власності і знаходиться у підпорядкуванні урядів провінцій чи територій Канади. Канада посідає 5 місце у світі за обсягами газовидобутку.

Основні газовидобувні провінції Канади – Альберта та Британська Колумбія – разом забезпечують видобуток близько 95% всього природного газу країни, або 169 млрд. м^3 зі 178 млрд. м^3 за підсумками 2014р. Основу системи платежів з газовидобутку в Канаді складають роялті та корпоративний податок на прибуток. Корпоративний податок на прибуток складається з двох частин: *перша* – федеральний податок, що стягується за ефективною ставкою 15%; *друга* – провінційний податок, що стягується за ставкою від 10% до 16% залежно від провінції чи території.

Нафтогазові компанії мають право зменшувати суму зобов'язань до сплати за корпоративним податком за підсумками звітного періоду на суму частини цільових витрат, що акумулюється на спеціальних п'ятьох федеральних фондах: 1) Фонд витрат на володіння правами власності на нафтогазові ресурси; 2) Фонд витрат на проведення геологорозвідувальних робіт; 3) Фонд витрат на розвиток видобутку нафти та газу; 4) Фонд витрат на закордонні проекти з освоєння ресурсів вуглеводнів; 5) Фонд обладнання свердловин. До перших чотирьох фондів належать витрати нематеріального характеру, а до п'ятого – вартість обладнання т.зв. "категорії 46", яка частково списується на витрати за щорічною ставкою амортизації 25%.

Ставки роялті в Канаді мають дуже широкий діапазон застосування і вирізняються специфікою розрахунку. Серед основних факторів, що впливають на розмір ставок є: походження газу, продуктивність свердловини, конструкція свердловини, глибина свердловини, коливання ціни газу тощо. Важливою особливістю застосування ставок роялті є "прив'язка" їх розрахунку до умов і функціонування конкретної свердловини, що вимагає значного обсягу інформації.

Аналіз міжнародного досвіду засвідчує, що більш економічно розвинуті країни, які мають накопичений та відшліфований роками досвід податкового адміністрування, застосовують більш складні системи оподаткування.

2.3. АНАЛІЗ ПРОПОЗИЦІЙ З УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ОПОДАТКУВАННЯ ВІТЧИЗНЯНОГО ГАЗОВИДОБУТКУ

Поточна ситуація з оподаткуванням газовидобутку не задовольняє насамперед вітчизняні газовидобувні компанії. Водночас і в Уряді, зокрема в Міністерстві фінансів, усвідомлюють необхідність змін, оскільки тягар підвищених податкових ставок, базою застосування яких є ціна продажу природного газу, діє вже майже 2 роки і невдовзі зможе призвести до зниження надходжень до бюджету у зв'язку з посиленням тенденції скорочення обсягів вітчизняного газовидобутку. Тому, за ініціативою насамперед приватних газовидобувних компаній та, заручившись підтримкою Міністерства фінансів, міжнародна консалтингова компанія *IHS CERA* проаналізувала і класифікувала існуючі системи оподаткування газовидобутку в деяких країнах і, базуючись на міжнародному досвіді, розробила пропозиції стосовно реформування оподаткування діяльності з видобутку природного газу в Україні[3]. Було запропоновано кілька варіантів комбінацій роялті (ренти) залежно від глибини газовидобутку з діючою ставкою податку на прибуток підприємств на рівні 18%. Зокрема, для видобутку газу з глибин: (1) до 3 500 м – ставка роялті 34%; (2) від 3 500 до 5 000 м – 29%; (3) понад 5 000 м – 14% ціни продажу газу.

У подальшому, з 2019р., крім основної ставки податку на прибуток в Україні, що дорівнює 18%, пропонується впровадження додаткової ставки податку на прибуток саме газовидобувних підприємств на рівні 29% або 58% залежно від значення критерію відношення суми нагромаджених доходів (після сплати непрямих податків) до суми нагромаджених витрат – R-фактора. Якщо $R<1$, то додаткова ставка податку на прибуток не застосовуватиметься; якщо $1<R<1,5$, то застосовуватиметься додаткова ставка податку на прибуток 29%; якщо $R>1,5$, то – 58%. При цьому, передбачається встановлення зниженої ставки роялті – до 8% ціни продажу газу.

Варто зазначити, що міркування *IHS CERA* базуються на даних стосовно витрат і умов видобутку приватних компаній. Фактичні питомі витрати ПАТ "Укргазвидобування" не враховувались як такі, що є заниженими та випадають з тренду витрат, що формуються на основі переважаючої міжнародної практики. Тому на презентації результатів своєї роботи в червні 2015р. представники *IHS CERA* рекомендували використання пропонованої ними системи оподаткування газовидобутку в Україні саме для приватних компаній. Натомість, поза увагою і, відповідно поза рекомендаціями *IHS CERA* залишилися державні компанії, які забезпечують понад 85% вітчизняного газовидобутку.

[3] Harnessing Production and Revenue: Toward a new fiscal regime for natural gas in Ukraine. Assessment and recommendations to the Ministry of Finance Working Group. – Special Report, IHS, June 16, 2015, 23p.

На основі запропонованої *IHS CERA* моделі реформування податкової системи газовидобутку, Кабінетом Міністрів внесено до Верховної Ради проект Закону "Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо оподаткування суб'єктів господарювання, що здійснюють видобування природного газу" (реєстр. №2352а від 14 липня 2015р.). Цим законопроектом передбачається з 1 січня 2018р. запровадження надбавки до податку на прибуток приватних газовидобувників на рівні 15% за встановлення для них уніфікованих ставок ренти на газ, видобутого з глибини до 5 000 м на рівні 20%, і 10% – з глибини понад 5 000 м. Для договорів про спільну діяльність і для підприємств, які видобувають природний газ для потреб населення з глибини до 5 000 м, законопроектом пропонується збереження діючої ставки – 70%, для глибин понад 5 000 м – 14%, а для шельфових родовищ – 11%. До 1 січня 2018р. перехідними положеннями цього законопроекту передбачається застосування для приватних газовидобувних компаній ставок рентної плати на рівні 29% для глибин видобутку до 5 000 м і 14% – для глибин понад 5 000 м, тобто саме таких, які рекомендувала *IHS CERA*.

На противагу урядовому законопроекту, групою народних депутатів України було підготовлено альтернативний (депутатський) законопроект стосовно врегулювання рентної плати з газовидобутку "Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо здешевлення вартості газу для населення" (реєстр. №2835 від 13 травня 2015р.), який також підтримано Комітетом Верховної Ради з питань податкової та митної політики. Цей законопроект передбачає одночасне зниження рентних ставок незалежно від цільового призначення видобутого газу, тобто як для приватних, так і для державних компаній, які видобувають газ з глибин до 5 000 м, – з 55% до 29% (для ПАТ "Укргазвидобування", ПАТ "Укрнафта" та договорів про спільну діяльність – з 70%); для компаній, які видобувають газ з глибин понад 5 000 м, – з 28% до 14%.

Зазначені законопроекти було внесено на розгляд і поставлено на голосування у Верховній Раді 6 жовтня 2015р. За підсумками голосування за основу було прийнято депутатський законопроект, але з поправками на збереження існуючої ставки оподаткування договорів про спільну діяльність на рівні 70%.

Наведені пропозиції стосовно реформування податкової системи газовидобутку загалом є раціональними, але, водночас, недостатньою мірою враховують природно-геологічні та експлуатаційні умови газовидобутку, тому й пропоновані ставки оподаткування не мають достатнього рівня диференціації. Вагомим недоліком підходу, запропонованого *IHS CERA*, є очікувана надмірна складність адміністрування податку, необхідність у зборі великого обсягу інформації для розрахунку для кожного платника значень R-фактора для визначення ставки надбавки до податку на прибуток підприємства, який пропонується впровадити з початку 2018р.

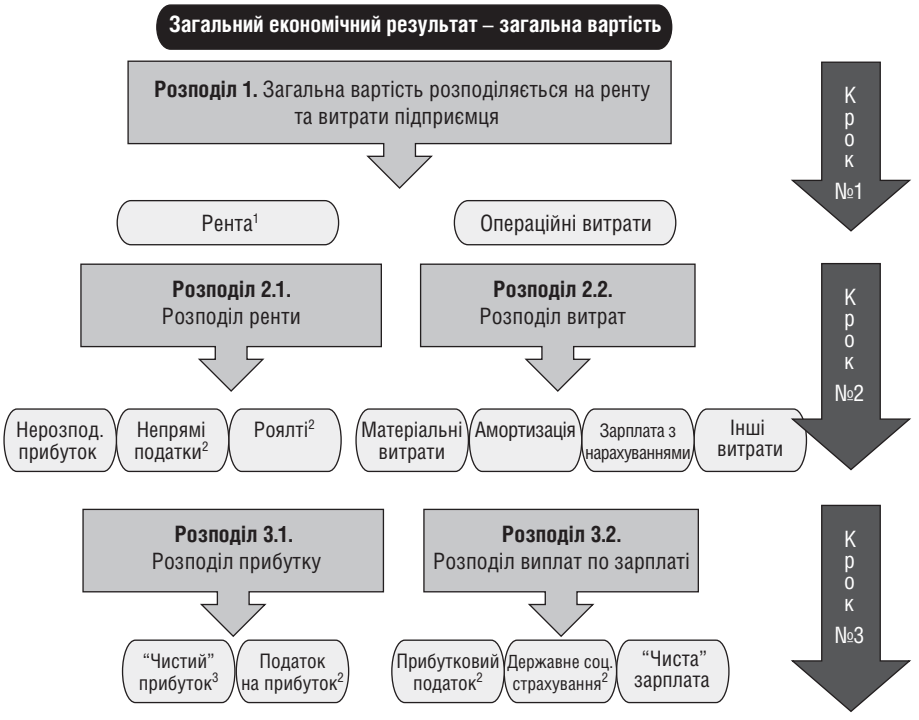
3. НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ В УКРАЇНІ: ПРОПОЗИЦІЇ ЦЕНТРУ РАЗУМКОВА

3.1. УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ОПОДАТКУВАННЯ ГАЗОВИДОБУТКУ НА ОСНОВІ МЕТОДОЛОГІЇ ВИЗНАЧЕННЯ ТА РОЗПОДІЛУ ЕКОНОМІЧНОЇ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОЇ РЕНТИ

Згідно зі ст.4 Кодексу України про надра, надра є виключною власністю Українського народу і надаються тільки у користування. Зазначене формулювання порушує фундаментальне економічне питання: як передати в користування державний фонд надр, зокрема родовища корисних копалин, та яку оплату за таку передачу частини прав власності на надра має отримати суспільство в цілому?

У пропонованому розділі зроблено намагання висвітлити зазначену проблему, зосередившись насамперед на удосконаленні методів визначення ренти та *роялті – частини економічної природно-ресурсної ренти*, яка вилучається та сплачується за користування надрами для видобутку природного газу власнику надр (державі) та спрямовується до державного бюджету. Варто відзначити, що Податковий кодекс України не формулює такого поняття як *роялті на природні ресурси*, а лише дає визначення поняттю *ренти* у його фіскальному розумінні. Натомість, слід зауважити, що не вся частина додаткової вартості у вигляді ренти як економічного поняття, відповідно до якісних характеристик того чи іншого родовища чи покладу вуглеводнів, має бути вирахувана та спрямована до державного бюджету. Дійсно, на практиці таке повне та безумовне витребування додаткової вартості у вигляді ренти на користь власника надр трапляється в дуже рідкісних випадках, оскільки рента, за економічним змістом, розподіляється в певних пропорціях між власником надр та іншими суб'єктами економічних відносин, зокрема підприємницьким капіталом або господарюючим суб'єктом, що розробляє надра. **Принаймні частина ренти у формі чистого прибутку, як плата за підприємницьку діяльність і ризик, повинна залишатися підприємцю та спрямовуватися на його розвиток** (схема "*Розподіл економічного результату (загальної вартості) від видобутку природних ресурсів*", с.30).

Розподіл економічного результату (загальної вартості) від видобутку природних ресурсів[1]



Примітки:
[1] Рента – природно-ресурсна рента як економічне, а не фіскальне поняття;
[2] Частина вартості, що спрямовується до державного бюджету або державних страхових фондів;
[3] Подальший розподіл чистого прибутку підприємця за рішенням відповідного його органу управління на схемі умовно не показано.

Наведена схема розподілу також продиктована пропонованим надалі алгоритмом визначення ставок платежів як кінцевої мети (результату) від розподілу вартості газовидобутку в контексті пропонованого методичного підходу.

Тому в Податковому кодексі було б доцільно ввести такі поняття як: *роялті на природні ресурси, ставки роялті* для визначення саме тієї частини ренти, що має бути вилучена та сплачена до бюджету. До того ж, **поняття роялті, а не ренти, як плати за користування (видобуток) природних ресурсів, зокрема нафти і природного газу, є загально вживаним терміном у світовій практиці й використовується у законодавстві країн з розвинутою**

[1] Логацький В.М. Удосконалення методів визначення ставок оподаткування за користування надрами для видобутку природного газу. – Економіка і прогнозування, 2015, №3, с.59.

ринковою економікою (США[2], Канада[3], Німеччина[4]) упродовж тривалого періоду часу, де собівартість видобутку та відповідні ставки роялті давно вже розраховуються з урахуванням не лише собівартості конкретного родовища, але й окремо взятої свердловини.

Існуючий порядок визначення ренти відбувається постфактум, оскільки базою оподаткування є дохід від продажу природного газу за вирахуванням низки непрямих податків, а сплата здійснюється авансом. Така практика в принципі не дозволяє газовидобувникам актуалізувати операційні витрати та належним чином планувати витрати на майбутні періоди. Цей недолік може бути виправлено завдяки переходу від адвалорного принципу визначення ставок до принципів оподаткування залежно від обсягів видобутку в натуральному вимірі (за грошовими ставками на одиницю видобутого ресурсу), що також передбачена у складі пропонованого нижче порядку обчислень.

Проблема визначення ставок оподаткування з видобутку природного газу загострилася внаслідок внесення за ініціативи уряду змін до Податкового кодексу, згідно з якими максимальну ставку рентної плати встановлено на рівні 70% затвердженої відповідними постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) ціни продажу природного газу для населення та промислових споживачів без врахування у ціні частки непрямих податків і спеціальних зборів. Як наслідок, у 2015р. вже намітилася тенденція до зменшення обсягів вітчизняного газовидобутку. Таке зменшення сталося внаслідок відсутності стимулів для стабілізації та нарощування видобутку природного газу в Україні, насамперед через високі ставки рентних платежів. Є сподівання, що ставки рентної плати будуть зменшені ще у 2015р., однак позитивний ефект для галузі від цього слід очікувати не раніше ІІ півріччя 2016р. внаслідок інерційної природи газовидобутку. Водночас, необхідно підкреслити, що створення інвестиційно привабливого середовища для галузі на довгостроковий період потребує впровадження удосконаленого методичного забезпечення визначення рентної плати на стабільній основі.

Питання економіки природокористування, зокрема надрокористування, податкової і рентної політики були об'єктом досліджень і численних публікацій широкого кола вчених різних країн. Один з класиків економічної теорії Д.Рікардо[5] у своїх критичних коментарях стосовно теорії ренти іншого

---

2 Mineral Leasing Act of 1920 as Amended (re-transcribed 8/9/07) / United States Department of the Interior, Bureau of Land Management. – Washington, D.C. – 145 p.; Gentile, Nicole. Federal Oil and Gas Royalty and Revenue Reform. Report of Center for American Progress, dated June 19, 2015. – Washington, D.C. – 9 p.

3 Petroleum Royalty Regulation, 2009. Alberta Regulation 222/2008 with amendments up to and including Alberta Regulation 156/2014/. – Edmonton, Alberta: Alberta Queen's Printer, 2015. – 86 p.; Oil and Gas Royalty Handbook, 2014 / British Columbia Ministry of Finance. – Victoria, B.C. Canada, 2014. – 191 p.

4 Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310) / daszuletzt durch Artikel 4 Absatz 71 des Gesetzes vom 7. (BGBl. I S. 3154). – Bonn-Berlin, August 2013. – 79 p.

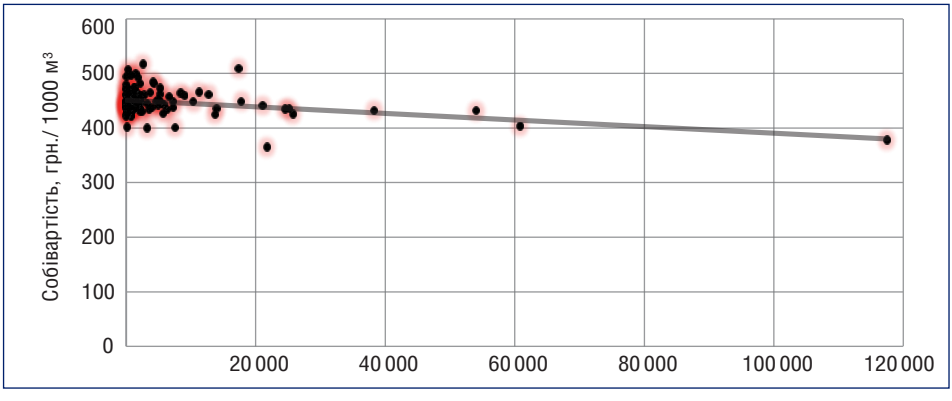
5 Рикардо Давид. Сочинения. – Издательство политической литературы, т.1, 1955, 360 с.

класика-економіста А.Сміта стверджував, що "праця природи оплачується не тому, що вона робить мало. Чим скупішою вона (природа) стає на свої дари, тим більшу ціну вона вимагає за свою працю". Цей відомий постулат вимагає від сучасних дослідників проблеми ренти зосередиться спершу на оцінці природного потенціалу та витрат на його освоєння з тим, щоб забезпечити створення відповідних економічних відносин для задоволення потреб суспільства у природних ресурсах у прогнозований і досить тривалий проміжок часу, принаймні на середньострокову перспективу.

Таким чином, для аналізу впливу на операційні витрати, з метою подальшої диференціації ренти для кожного родовища, було взято такі гірничо-геологічні та експлуатаційні фактори впливу[6]: величина родовища, глибина залягання видобувних покладів (за максимальним значенням глибини основного газовидобувного пласта родовища), середньорічний дебіт свердловин, конденсатний фактор та тривалість (вік) розробки родовища. Характеристику ресурсної бази за цими факторами наочно продемонстровано на поданих у розділі 1.1. діаграмах.

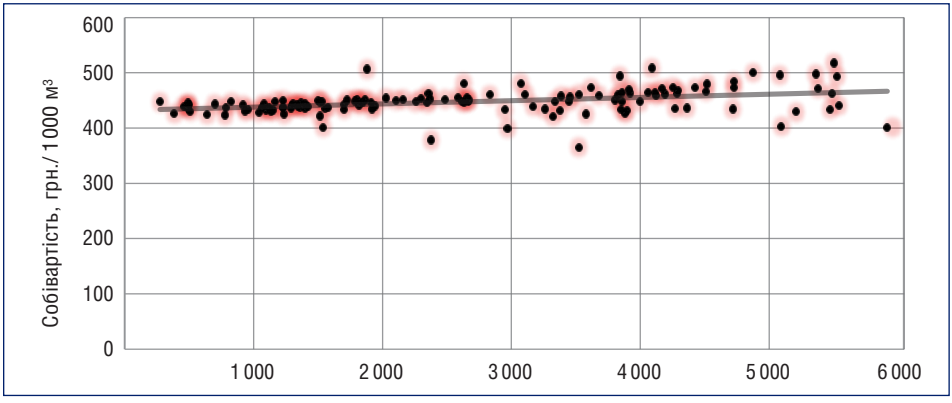
На основі даних собівартості з використанням методів кореляційно-регресійного аналізу питомих операційних пропонуються графіки залежності операційних витрат (собівартості) від перерахованих факторів впливу (діаграми "*Залежність собівартості від величини родовища за його балансовими запасами*", "*Залежність собівартості від глибини газовидобутку*", "*Залежність собівартості від середнього річного дебіту свердловин*", "*Залежність собівартості від конденсатного фактора родовища*", "*Залежність собівартості від тривалості розробки родовища*", с.34).

Залежність собівартості від величини родовища за його балансовими запасами,
балансові запаси, млн. м³

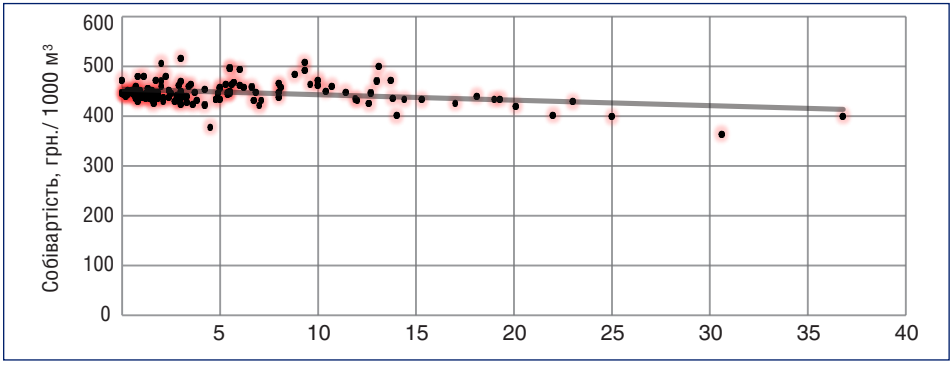


[6] Логацький В. Удосконалення методів визначення ставок оподаткування за користування надрами для видобутку природного газу. – Економіка і прогнозування, 2015, №3, с.58-70.

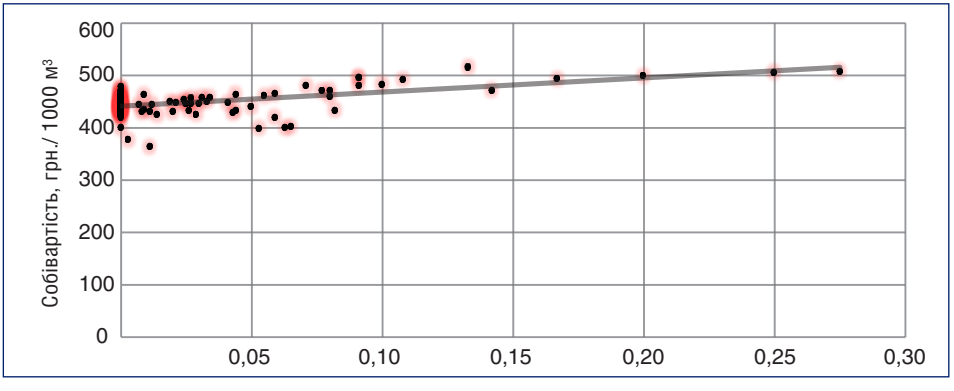
Залежність собівартості від глибини газовидобутку,
глибина газовидобутку, м



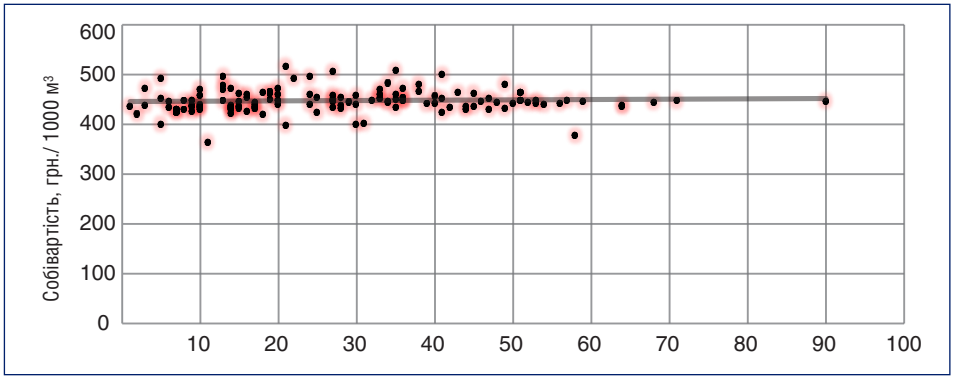
Залежність собівартості від середнього річного дебіту свердловин,
середньорічний дебіт свердловин, млн. м³



Залежність собівартості від конденсатного фактору родовища,
конденсатний фактор, тонн / 1 000. м³



Залежність собівартості від тривалості розробки родовища,
тривалість розробки родовища, роки



Аналіз основних результатів кореляційно-регресійного аналізу показав, що вони перебувають у межах допустимих значень. Модулі коефіцієнтів регресії перевищують або набагато перевищують значення стандартної похибки, що підтверджує наявність впливу взятих до уваги факторів, причетних до формування операційних витрат газовидобутку.

У подальшому, використовуючи отримане рівняння регресії (4) для розрахунку операційних витрат для кожного родовища та середньозважену ціну продажу газу, можна буде визначити ренту з видобутку газу для кожного родовища, а також частину ренти – роялті, яка безпосередньо сплачується до державного бюджету. Такі розрахунки пропонується здійснювати із застосуванням наступних формул.

$$\boldsymbol{Ri} = \left(\frac{\sum_{j=1}^{n} Pj * Qj}{\sum_{j=1}^{n} Qj}\right) - \boldsymbol{Ci} \qquad (1)$$

Де:

Ri – рента по *i-му* родовищу, грн./1 000 м^3;

Pj – ціна продажу природного газу за *j-м* договором без урахування ПДВ та інших непрямих податків і платежів (у т.ч. витрат з транспортування та зберігання природного газу), грн./1 000 м^3;

Qj – обсяг продажу природного газу за *j-м* договором, тис. м^3;

n – загальна кількість договорів з продажу природного газу за визначений обліковий період часу;

Ci – собівартість видобутку природного газу по *i-му* родовищу (в рівнянні регресії позначається як *Y*);

$$\boldsymbol{r_i = R_i * k /100} \qquad (2)$$

Де:

r_i – ставка роялті (частина ренти, що спрямовується до державного бюджету) за видобуток природного газу з *i-го* родовища, грн./1 000 м^3;

k – відсоток вилучення ренти з видобутку природного газу до державного бюджету (регулюється державою: від 0% до 100%).

Якщо провадити розрахунок ставок роялті у спосіб, визначений поточним Податковим кодексом для вирахування ставок ренти, тобто у відсотковому відношенні до ціни продажу природного газу видобувною компанією, тоді кінцева формула розрахунку ставок роялті матиме такий вигляд:

$$r_{i\,(\%)} = \left(\frac{\sum_{j=1}^{n} Qj}{\sum_{j=1}^{n} Pj * Qj}\right) * r_i * 100 \qquad (3)$$

Де:

r_i *(%)* – ставка роялті з видобутку природного газу по *і-му* родовищу, виражена у відсотках до середньозваженої ціни продажу природного газу, за визначений обліковий період часу без урахування ПДВ та інших непрямих податків і платежів (у т.ч. витрат з транспортування та зберігання природного газу), %.

Для визначення операційних витрат (собівартості газовидобутку – *Ci*) використовується загальне рівняння регресії на основі отриманих коефіцієнтів.

$$Y = 424 - 0{,}00066376 * X_1 + 0{,}01221248 * X_2 - 3{,}05269274 * X_3 + 240{,}70165268 * X_4 + 0{,}22363231 * X_5 \qquad (4)$$

Де:

Y – собівартість видобутку природного газу, грн./1 000 м^3;

X_1 – змінна, що встановлює залежність собівартості видобутку природного газу від величини родовища за його балансовими запасами;

X_2 – змінна, що встановлює залежність собівартості видобутку природного газу від глибини газовидобутку;

X_3 – змінна, що встановлює залежність собівартості видобутку природного газу від середнього річного дебіту свердловин родовища;

X_4 – змінна, що встановлює залежність собівартості видобутку природного газу від конденсатного фактора родовища;

X_5 – змінна, що встановлює залежність собівартості видобутку природного газу від тривалості розробки родовища;

424 – константа регресії.

Або собівартість газовидобутку на конкретному *і-му* родовищі:

$$Ci = Yi = 424 + Fi\,(X_1^i, X_2^i, X_3^i, X_4^i, X_5^i) \qquad (5)$$

Де:

Ci, Yi – собівартість видобутку природного газу на *і-му* родовищі, грн./1 000 м^3;

Fi – функціональна залежність собівартості видобутку природного газу на *і-му* родовищі за групою факторів впливу $X_1^i, X_2^i, X_3^i, X_4^i, X_5^i$;

$X_1^i, X_2^i, X_3^i, X_4^i, X_5^i$ – значення змінних факторів впливу на собівартість видобутку природного газу для *і-го* родовища.

3.2. АПРОБАЦІЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ СТАВОК ПЛАТЕЖІВ ЗА ВИДОБУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ОСНОВІ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОЇ РЕНТИ

З метою визначення собівартості газовидобутку на будь-якому іншому родовищі, що не потрапили з якихось причин до вибірки зі 133 родовищ, що аналізується, пропонується застосувати зазначене рівняння регресії (4) у тому випадку, коли відомі точні значення змінних. У випадках, коли такі дані стосовно зазначених змінних щодо якого-небудь з родовищ є невідомими, то для визначення прогнозних операційних витрат пропонується застосувати коригуючі коефіцієнти за даними наведених нижче груп матриць А та Б. Ключами знаходження потрібних коефіцієнтів є ті чи інші діапазони значень факторів впливу для кожного родовища. Не зважаючи на дискретну "прив'язку" коефіцієнтів до діапазону факторів, цей метод забезпечує досить високу точність визначення собівартості, що знаходиться у межах +/-5% порівняно з результатами, що дає рівняння регресії (4), тому цей варіант (В-2) можливо розглядати ще і як спрощений та допоміжний, який призначений для родовищ, що не увійшли до досліджуваної групи (таблиці "*Матриці коригуючих коефіцієнтів визначення собівартості газовидобутку на родовищі за факторами впливу*").

Матриці коригуючих коефіцієнтів визначення собівартості газовидобутку на родовищі за факторами впливу

A_1. За величиною родовища (балансових запасів), млрд. м^3						
Унікальні	**Крупні**	**Великі**	**Середні**	**Невеликі**	**Дрібні**	**Дуже дрібні**
Понад 300	**100,1-300**	**30,1-100**	**10,1-30**	**5,1-10**	**1,1-5**	**До 1**
0,6044	0,8178	0,9378	1,0000	1,0178	1,0267	1,0289

A_2. За глибиною газовидобутку, м					
До 1 000	**1 001-2 000**	**2 001-3 000**	**3 001-4 000**	**4 001-5 000**	**Понад 5 000**
0,9332	0,9465	0,9733	1,0000	1,0267	1,0423

A_3. За середнім річним дебітом свердловин, млн. м^3				
До 1,0	**1,1-10,0**	**10,1-20,0**	**20,1-30,0**	**Понад 30,0**
1,0241	1,0000	0,9300	0,8643	0,8315

A_4. За конденсатним фактором, тонн/1 000 м^3					
До 0,01	**0,011-0,05**	**0,051-0,10**	**0,101-0,15**	**0,151-0,20**	**Понад 0,2**
0,9955	1,0000	1,0291	1,0559	1,0828	1,0962

A_5. За тривалістю розробки родовища, роки					
До 5	**6-20**	**21-35**	**36-50**	**51-65**	**Понад 65**
0,9823	0,9845	0,9933	1,0000	1,0067	1,0111

$Б_1$. Прогностична стала за результатами рекурентних обчислень				
IV кв. 2015р.	**I кв. 2016р.**	**II кв. 2016р.**	**III кв. 2016р.**	**IV кв. 2016р.**
458	До визначення	До визначення	До визначення	До визначення

З метою апробації викладеної методики наведено приклад з визначення економічної ренти та її частини – роялті для Відрадненського газового родовища (таблиця "*Параметри Відрадненського газового родовища для визначення собівартості газовидобутку*").

Параметри Відрадненського газового родовища для визначення собівартості газовидобутку

Варіанти вхідних параметрів для обчислення собівартості	**Балансові запаси на 1 січня 2014р. або їх діапазон,** млн. м^3	**Максимальна глибина залягання продуктивних горизонтів основного обсягу видобутку за 2013р. або її діапазон,** м	**Середній дебіт свердловин у 2013р. або його діапазон,** млн. м^3/рік	**Конденсатний фактор 2013р. або його діапазон,** тонн/тис. м^3	**Кількість повних років у розробці або віковий діапазон**
Змінні	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5
В-1. За рівнянням регресії (базовий)	2 351	4426	1,7	0,000	3
В-2. За коефіцієнтами з матриць А і Б	1 100-5 000⇨ A_1= 1,0267	4 001-5 000⇨ A_2= 1,0267	1,1-10⇨ A_3= 1,0000	До 0,01⇨ A_4= 0,9955	До 5⇨ A_5= 0,9823

Для В-1: підставляємо у рівняння регресії табличні значення від X_1 до X_5.

$Y_{Відр.} = C_{Відр} = 424 – 0{,}00066376 * X_1 + 0{,}01221248 * X_2 – 3{,}05269274 * X_3 + 240{,}70165268 * X_4 + 0{,}22363231 * X_5$ = 424 – 0,00066376 * 2351 + 0,01221248 * 4426 – 3,05269274 * 1,7 + 240,70165268 * 0,000 + 0,22363231 * 3= 472 грн./1 000 м^3.

Для порівняння, собівартість газовидобутку для того ж Відрадненського родовища за другим варіантом (В-2) складає:

$C_{Відр.}$ = 458 * 1,0267 * 1,0267 * 1,000 * 0,9925 * 0,9823 = 471 грн./1 000 м^3.

Різниця між результатами обчислень за В-1 та В-2 складає лише 1 гривню, або 0,2%.

За ціну продажу природного газу беремо фактичну ціну, за якою НАК "Нафтогаз України" офіційно купує ресурс у ПАТ "Укргазвидобування", – 1 590 грн./1 000 м^3 згідно з Постановою НКРЕКП від 3 березня 2015р.[7] У зазначеній Постанові середньозважена ціна продажу газу береться без урахування непрямих податків.

Отже, враховуючи, що весь природний газ, видобутий ПАТ "Укргазвидобування", продається ним за ціною 1 590 грн./1 000 м^3, то підставивши значення у спрощену формулу (1), отримуємо ренту з видобутку природного газу на Відрадненському родовищі, яка складатиме: 1 590 – 472 = 1 118 грн./1 000 м^3.

Надалі, підставляючи значення у формулу (2), за умови розподілу ренти ***k***: 50% – до бюджету (власнику надр у якості роялті) і 50% – підприємству, отримаємо величину роялті для Відрадненського родовища:

$r_{Відр.} = R_i * k /100$ = 1 118 х 50 / 100 = 559 грн./1 000 м^3, або $r_{i\,(\%)}$ = 35,2% ціни продажу газу (такий само відсоток – ставку роялті отримаємо і за формулою (3): (1/(1х1590) х 559 х100).

[7] Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг "Про встановлення ціни на товарний природний газ власного видобутку для ПАТ "Укргазвидобування" №502 від 3 березня 2015р. – *http://www.nerc.gov.ua/?id=14774*.

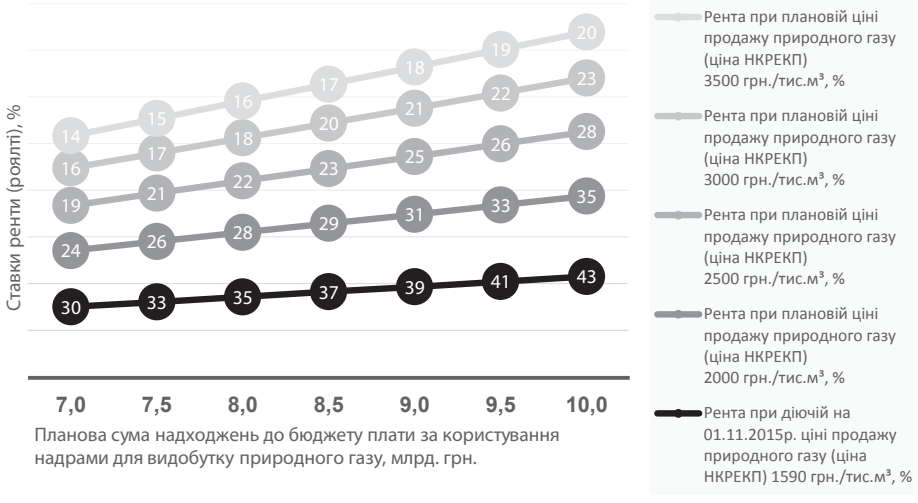
Для порівняння важливо відмітити, що сьогодні ефективна середня ставка для ПАТ "Укргазвидобування" складає 70% ціни продажу газу без ПДВ, що є у 2 рази вищою за розрахункову ставку по Відрадненському родовищу.

Наведений приклад використання методики свідчить, що на рівень ставок плати за надрокористування для газовидобутку значною мірою впливають як собівартість виробництва, так і ціна продажу газу. Мірою накопичення досвіду з обліку витрат, їх систематизації і деталізації для кожного родовища, очікується, що ставки роялті матимуть з часом дедалі більшу диференціацію залежно від умов газовидобутку.

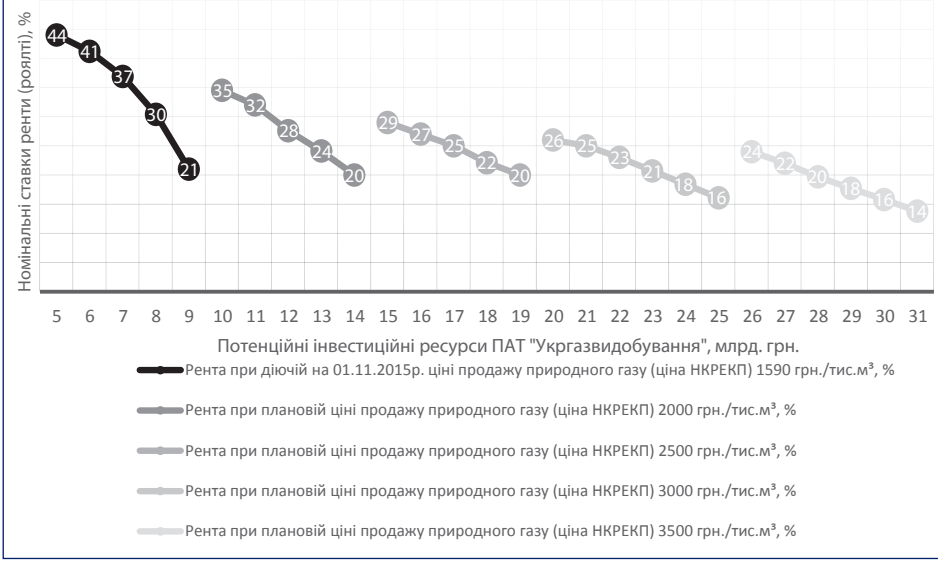
Очевидно, що діючий сьогодні рівень ренти – 70% ціни продажу природного газу – не залишає для ПАТ "Укргазвидобування" жодних інвестиційних ресурсів для розвитку газовидобутку. Якщо розглядати вплив розміру ставок роялті на формування інвестиційних ресурсів ПАТ "Укргазвидобування", з одного боку, і потенційних фінансових ресурсів держбюджету у вигляді плати за користування надрами – з іншого, то, використовуючи наведену вище методику для визначення середньозваженої ставки для підприємства в цілому, отримаємо номограми залежностей, поданих у діаграмах "*Номограми залежностей середньозважених рентних ставок (роялті) від планових надходжень до бюджету за користування надрами для видобутку природного газу ПАТ "Укргазвидобування" для різних регульованих цін продажу природного газу*" та "*Номограми залежностей номінальних рентних ставок (роялті) від потенційних інвестиційних ресурсів ПАТ "Укргазвидобування" для різних регульованих цін продажу природного газу*". Зазначені номограми розраховані на річну виробничу програму з обсягів видобутку природного газу ПАТ "Укргазвидобування" на рівні 14,5 млрд. м^3 .

Встановивши відповідність ставок роялті, у першому випадку, від цільової величини надходжень плати за користування надрами до бюджету, за номограмою яка відповідає поточному значенню ціни за газ на рівні 1 590 грн./1 000 м^3, згідно з Постановою НКРЕКП від 3 березня 2015р. маємо: якщо встановити середню ставку ренти на рівні 43% ціни продажу природного газу, то це дасть змогу отримати в бюджет 10 млрд. грн.

Номограми залежностей середньозважених рентних ставок (роялті) від планових надходжень до бюджету за користування надрами для видобутку природного газу ПАТ "Укргазвидобування" для різних регульованих цін продажу природного газу



Номограми залежностей номінальних рентних ставок (роялті) від потенційних інвестиційних ресурсів ПАТ "Укргазвидобування" для різних регульованих цін продажу природного газу



плати за користування надрами[8] і, разом з тим, забезпечити ПАТ "Укргазвидобування" інвестиційними ресурсами в обсязі близько 5 млрд. грн. Разом з тим, зниження ставки ренти до рівня 30% забезпечить надходження до бюджету у значно меншому обсязі – 7 млрд. грн., але при цьому, очікувані інвестиційні ресурси для ПАТ "Укргазвидобування" зростуть до 8 млрд. грн. Наведений аналіз дає підстави для висновку, що для одночасного забезпечення як надходжень до бюджету, так і достатніх інвестиційних ресурсів для ПАТ "Укргазвидобування", необхідно збільшувати регульовану НКРЕКП ціну продажу природного газу для потреб населення. Номограми дають можливість наочно обгрунтувати, яким має бути підвищення ціни, та яку при цьому середньозважену ставку ренти слід застосувати. Оптимальним рішенням було б з початку 2016р. встановити регульовану ціну продажу газу для потреб населення на рівні 2 000 грн./1 000 м^3, а середньозважену ставку ренти (роялті) для видобутку природного газу на рівні 35%, що дало б можливість отримати від ПАТ "Укргазвидобування" до бюджету в якості плати за користування надрами для видобутку природного газу в обсязі 10 млрд. грн. та забезпечити інвестиційним ресурсом ПАТ "Укргазвидобування" також на рівні 10 млрд. грн., що підтверджується показниками відповідних номограм саме для ціни 2 000 грн./1 000 м^3.

Наведені приклади використання методики як у локальному, так і в загальному вимірах, свідчать, що на рівень ставок плати за надрокористування для газовидидобутку значною мірою впливають як собівартість виробництва, так і ціна продажу газу.

[8] Фактично до державного бюджету України у 2014р. від видобувних компаній усіх форм власності надійшло близько 8,7 млрд. грн. плати за користування надрами для видобутку природного газу за плану 10,3 млрд. грн., або 84,5% від плану зведеного держбюджету. Див.: Державна казначейська служба України. Виконання Державного бюджету-2014. – Річний звіт про виконання державного бюджету на 1 січня 2015р. – *http://www.treasury.gov.ua/main/uk/doccatalog/ list?currDir=257806*.

4. ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ

4.1. ВИСНОВКИ

1. Україна володіє значними ресурсами природного газу. Станом на 1 січня 2014р., балансові запаси природного газу в Україні, за офіційними даними, складали близько 1 трлн. м^3. За умови досягнення щорічного видобутку газу близько 40 млрд. м^3 – прогнозованого обсягу повного забезпечення країни власним природним газом, розвіданих запасів газу вистачить на 25 років.

2. Потенціал вітчизняних покладів природного газу використовується незадовільно. Головна причина – недостатня увага держави до вирішення актуальних проблем нафтогазової галузі та створення ефективних економічних механізмів стимулювання власного газовидобутку для зменшення газової залежності. Натомість, з боку державних органів управління спостерігається непослідовність дій, зокрема в податковій політиці, які дезорганізують та дестимулюють вітчизняний газовидобуток.

3. Існуюча в Україні система оподаткування газовидобутку потребує невідкладного удосконалення, принаймні для компаній з переважно державною формою власності. Встановлена Податковим кодексом України максимальна ставка ренти у 70% не створює стимулів для проведення не лише геологорозвідувальних робіт, але й експлуатаційного буріння, що унеможливлює приріст ресурсного потенціалу галузі та стабілізації обсягів видобутку природного газу. Внаслідок недолугої політики стосовно оподаткування галузі очікується, що за підсумками 2015р. газовидобуток підприємствами НАК "Нафтогаз України" знизиться на 1 млрд. м^3, або на 6%, порівняно з 2014р.

4. Аналіз світового досвіду розвитку систем оподаткування газовидобутку свідчить, що сьогодні не існує єдиної досконалої системи оподаткування, яка б задовольняла всі країни, тому кожна країна впроваджує на тому чи іншому етапі свого розвитку притаманну саме їй практику оподаткування газовидобутку. Найбільш економічно розвинуті країни, які мають великий, роками напрацьований досвід податкового адміністрування, застосовують більш складні системи оподаткування.

5. Світова практика формування та розвитку системи оподаткування газовидобувної галузі дозволяє виділити два основні концептуальні підходи: перший – базується на застосуванні роялті або

прирівняного до нього виду платежу за видобувні ресурси; другий – на застосуванні податку на прибуток від діяльності з видобутку ресурсів. Слід відмітити, що упродовж останніх десятиліть спостерігається тенденція поєднання тією чи іншою мірою цих двох концептуальних підходів, тобто до застосування роялті додається ще й податок на прибуток підприємств, але при цьому ставки роялті знижуються.

6. Сьогодні найбільш досконалі системи оподаткування видобутку вуглеводнів мають такі країни як США і Канада, у яких головним різновидом платежу за природні ресурси є роялті. Ставки роялті в цих країнах є досить диференційованими залежно від природно-геологічних і експлуатаційних умов газовидобутку, оскільки враховують параметри цих умов, а також продуктивність і обсяги видобутку для кожної свердловини. Разом з тим, у цих країнах забезпечено принцип нейтральності податку щодо роялті, а галузеві ризики є пропорційно розподіленими між газовидобувними компаніями та державою завдяки впровадженню системи стимулів часткового відшкодування витрат зі спеціальних фондів, які зменшують базу оподаткування з податку на прибуток підприємств.

7. Українська система оподаткування видобутку газу, як і у випадках видобутку інших природних ресурсів, не застосовує термін *роялті*, натомість використовує поняття *ренти*, але не в його широкому економічному контексті як частини додаткової вартості, що створюється у процесі експлуатації природних ресурсів, а з позиції виконання фіскальної функції як платежу, що створює своєрідний понятійний дисонанс, порівняно з загальноприйнятою податковою термінологією стосовно семантичного значення терміну роялті в розвинутих країнах світу.

8. Головним недоліком існуючої в Україні системи оподаткування газовидобутку є недостатня і водночас слабко методологічно обгрунтована диференціація ставок платежів, яка враховує лише глибину видобутку, причому лише по двох діапазонах (до 5 000 м і понад 5 000 м), і зовсім не враховує інших факторів, зокрема, дебіт свердловин, конденсатний фактор та ін.

9. Пропонована Центром Разумкова методика визначення ставок оподаткування газовидобутку базується на цінах з продажу природного газу та витратах на його видобування та дозволяє розраховувати ренту та ставку роялті для кожного родовища. Витрати формуються залежно від таких факторів як: величина родовища, глибина залягання видобувних покладів (за максимальним значенням глибини основного газовидобувного пласта родовища), середньорічний дебіт свердловин, конденсатний фактор, тривалість (вік) розробки родовища.

10. За умови накопичення досвіду з обліку витрат, їх систематизації і деталізації для кожного родовища, очікується, що і ставки роялті, розраховані за пропонованою методикою, матимуть з часом дедалі більшу диференціацію залежно від природно-геологічних і експлуатаційних умов газовидобутку.

4.2. ПРОПОЗИЦІЇ

Реалізація наведених нижче пропозицій розрахована на середньостроковий період й потребує додаткового опрацювання за участю зацікавлених органів державної влади, газовидобувників, науковців та експертів.

1. Визначати податкові ставки платежів з газовидобутку пропонується на базі диференційованих питомих операційних витрат залежно від умов (факторів) газовидобутку для кожного родовища окремо. Такий перехід на більш диференційовані ставки платежів відповідатиме дотриманню стандартів *EITI* (Ініціативи прозорості видобувних галузей), які наразі впроваджуються за ініціативи низки громадських організацій та за підтримки Міненерговугілля України.

2. Пропонований Центром Разумкова алгоритм визначення ставок платежів за користування надрами для газовидобутку базується на застосуванні кореляційно-регресійної моделі, спрямованої на встановлення залежності собівартості газовидобутку від наступних гірничо-геологічних та експлуатаційних факторів: категорії величини родовища, глибини газовидобутку, середньорічного дебіту свердловин, конденсатного фактора та тривалості розробки родовища. Відповідне зазначеній моделі рівняння регресії та розроблену шкалу коефіцієнтів до факторів впливу на собівартість пропонується використовувати для визначення питомих операційних витрат газовидобутку для подальшого визначення ставок роялті для кожного родовища, в т.ч. і для тих, які не враховані в досліджуваній вибірці зі 133 родовищ, за варіантом В-2 (таблиця "*Параметри Відрадненського газового родовища для визначення собівартості газовидобутку*", с.37).

3. Поняття *ренти* є більш узагальнюючим стосовно формування доданої вартості у процесі видобутку природних ресурсів в його економічному, а не у фіскальному контексті. Тому, у світовій економічній науці та законодавчій практиці переважно застосовується термін роялті як плата власнику природних ресурсів, яка є лише частиною природно-ресурсної ренти. Відтак, у Податковому кодексі України необхідно уточнити поняття ренти стосовно розроблення природних ресурсів, запровадивши згідно з досвідом розвинутих країн світу

поняття роялті на природні ресурси, тим більше, що термін роялті вже вживається у Податковому кодексі стосовно інтелектуальної власності.

4. Викладений порядок розрахунків з визначення ставок ренти та роялті передбачає використання значного масиву інформації не лише стосовно значень операційних витрат, але й цін продажу природного газу та інших даних. З метою закріплення процедури визначення собівартості газовидобутку для кожного родовища доцільно розробити та запровадити Галузеву методику обліку та калькулювання витрат з видобутку вуглеводнів, в якій передбачити окремий облік витрат і можливість запровадження прискореної амортизації основних засобів і алгоритму їх періодичної переоцінки для стимулювання інвестицій в освоєння вуглеводнів. У контексті стимулюючих заходів важливим також є обгрунтування коефіцієнтів справедливого розподілу додаткової вартості в процесі газовидобутку між власником надр і підприємством, що здійснює газовидобуток, для розвитку останнього.

5. Пропоновані методи визначення ставок податкових платежів з газовидобутку базуються на даних ПАТ "Укргазвидобування" і рекомендуються насамперед підприємствам НАК "Нафтогаз України", НАК "Надра України". Надалі, мірою набуття досвіду, накопичення даних з обліку витрат для кожного родовища, запровадження й використання Галузевої методики обліку та калькулювання витрат з видобутку вуглеводнів і налагодження процедури систематичного отримання даних про витрати й ціни продажу природного газу та від приватних видобувних компаній, зазначена методика може бути використана як базова для країни.

6. Для встановлення оптимального співвідношення між рівнями ставки ренти (роялті) та регульованої ціни продажу природного газу для потреб населення, які б також забезпечили вагомі надходження до державного бюджету та достатні інвестиційні ресурси ПАТ "Укргазвидобування" хоча б для підтримання досягнутого рівня газовидобутку, вважаємо за доцільне з початку 2016р. встановити відповідною постановою НКРЕКП регульовану ціну продажу природного газу для потреб населення на рівні 2 000 грн./1 000 $м^3$, а середньозважену ставку ренти (роялті) для видобутку природного газу для потреб населення, прийняттям Верховною Радою України відповідних змін до Податкового кодексу, на рівні 35%, що дало б можливість отримати від ПАТ "Укргазвидобування" до бюджету в якості плати за користування надрами для видобутку природного газу надходжень в обсязі 10 млрд. грн. та забезпечити інвестиційним ресурсом ПАТ "Укргазвидобування" також на рівні 10 млрд. грн. для підтримання вітчизняного газовидобутку.