

Тенденції та пріоритетні напрями розвитку вітчизняного газовидобутку¹

Забезпеченість власними паливно-енергетичними ресурсами є однією з передумов енергетичної безпеки держави, яка міцно пов'язана з національними інтересами і добробутом суспільства. Аналіз поточного стану виробничих можливостей енергетики покликаний ідентифікувати загрози економічного розвитку країни та визначити механізми реалізації внутрішнього потенціалу виробництва енергоносіїв. В умовах надзвичайно гострого дефіциту валютних ресурсів це повинно стати одним з пріоритетних завдань економічної політики держави.

В енергетичному балансі національно-господарського комплексу України перше місце за рівнем споживання займає природний газ², значна частка якого імпортується з-за кордону. Залежність України від імпорту даного ресурсу змушує країну прагматично обирати форми та методи коригування політики у сфері розвитку вітчизняного газовидобутку. Зауважимо, що умови видобутку природного газу в Україні протягом останніх двох років суттєво ускладнилися. Причини – ситуація, що склалася у східних областях України (частина видобувних потужностей опинилася на окупованій території Донецької області), втрата Україною контролю над ДАТ «Чорноморнафтогаз»³ і над чорноморським шельфом, де працювали дві нові плавучі установки⁴, поступове виснаження запасів найбільш високої якості і зростання частки запасів більш низької якості, з меншим потенціалом вилучення і більшою собівартістю. **Значної шкоди для газовидобувної галузі було нанесено збільшенням ставок рентних платежів на видобуток у липні 2014р. Це вже призвело до зниження виробничих показників, погіршення інвестиційного клімату та як наслідок – втрат державного бюджету та золото-валютних резервів, оскільки недоотриманий ресурс з українських родовищ необхідно компенсувати імпортними поставками палива.**

Прогнозується, що тільки у 2015р. виробничі втрати від зростання податкового тиску на галузь становитимуть близько 1 млрд. м³⁵, що в грошовому еквіваленті становитиме понад \$240 млн. Зниження інвестиційної активності у 2015р. газовидобувними підприємствами та призупинення діяльності таких міжнародних гігантів, як *Shell* та *Chevron* – це реакція на безсистемну й економічно невиправдану державну політику в стратегічно важливій галузі. У результаті недалекоглядної податкової політики виникли перешкоди на шляху розвитку вітчизняного газовидобутку, що створює додаткову загрозу для енергетичної безпеки країни, сприяє підвищенню залежності від зовнішніх постачань та призводить не лише до економічної, але й політичної залежності. Розвиток газовидобувної промисловості у найближчому майбутньому має стати рушієм енергетичної самодостатності України, її економічного та соціального благополуччя. Тому варто усвідомити яким чином

¹ При підготовці даної аналітичної записки використовувалися матеріали аналітичної доповіді: Розвиток газового сектору України в контексті євроінтеграції. – Центр Разумкова, 2014р. – С.20

² Природний газ залишається основним паливно-енергетичним ресурсом України, його частка у паливно-енергетичному балансі становить близько 35%.

³ ...втративши таким чином майже 2 млрд. м³ газу щорічно або 10% загального видобутку.

⁴ Були закуплені дві самопіднімальні бурові установки, які почали роботи на Одеському та Безіменному родовищах.

⁵ У разі збереження ставок рентних платежів, що були встановлені до липня 2014р. та стабільного інвестиційного клімату прогнозувалося зростання видобутку газу у 2015р. на 3%, але підвищення податкового тиску змусило переглянути прогноз у бік зниження виробництва газу – до щонайменше мінус 2%.

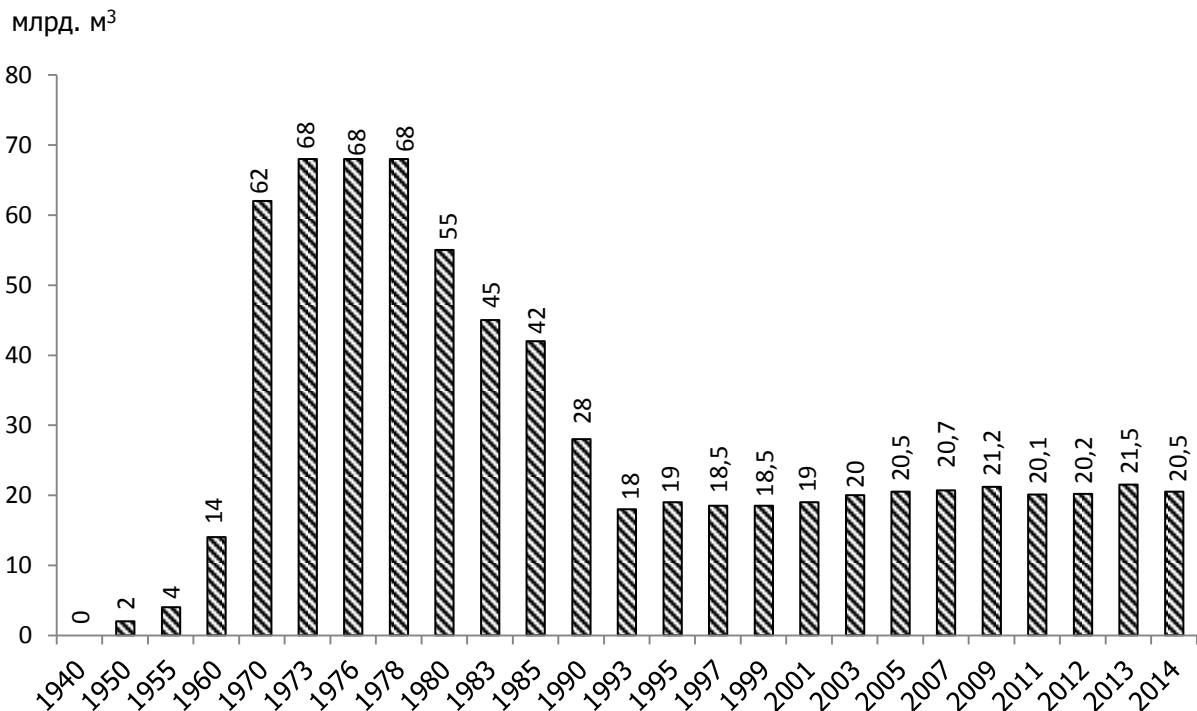
підвищити рівень енергетичної безпеки за рахунок збільшення видобутку природного газу в середині країни.

Україна володіє достатніми доведеними запасами та прогнозними ресурсами природного газу для того, щоб протягом наступних 10-15 років вийти на повне самозабезпечення цим видом палива, але для цього слід змінити принцип податкової політики з фіскального на стимулюючий, який повинен спиратися не на суб'єктивному тимчасовому підході, а на науково-обґрунтованій методиці, розробленій з врахуванням передового міжнародного досвіду.

Поточний стан газовидобувної галузі. Газовидобувна галузь в Україні має давні традиції, які беруть свій початок після введення в експлуатацію Дашавського газового родовища та будівництва першого газопроводу «Дашава-Стрий» у 1924р. Після завершення Другої світової війни були відкриті значні поклади газу в регіоні Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській газонасній області. Особлива роль у розвитку газової галузі України належить найбільшому в Україні Шебелинському родовищу, запаси якого дозволили у середині 1970-х років наростити видобуток до 68 млрд. м³/рік (діаграма «Тенденції видобутку газу в Україні, 1940-2014рр.»). Однак після досягнення пікового показника, понад 20 років видобуток газу постійно знижувався. І у період 1998-2014рр. його вдалося стабілізувати на рівні 20-21 млрд. м³/рік.

На сьогоднішній день в Україні відкрито близько 100 газових та газонафтових родовищ, та наразі лише 4 родовища мали початкові видобувні запаси у понад 100 млрд. м³ (Шебелинське, Яблунівське, Єфремівське, Західно-Хрестищенське). Ці базові родовища характеризуються високим ступенем виробленості початкових запасів, – понад 70% – тому без освоєння покладів нових родовищ збільшення видобутку буде неможливим.

Тенденції видобутку газу в Україні, 1940-2014рр.



Станом на 1 січня 2012р. **доведені запаси природного газу в Україні** за офіційними даними склали 1193 млрд. м³ (категорія C2+C3), прогнозні ресурси газу становлять 3 491 млрд. м³ (категорія D1). Кембриджська асоціація енергетичних досліджень IHS CERA розвідані та імовірні запаси оцінює у 2 280 млрд. м³ – майже відповідають показнику початкових запасів ABC1 визначених за українською методикою (таблиця «Початкові традиційні запаси та ресурси газу України»). Це дає змогу зробити висновок, що **в Україні є достатня ресурсна база для забезпечення газом власного видобутку із традиційних джерел.**

Початкові традиційні запаси та ресурси газу України, млрд. м³

Регіон	IHS	Україна				
	Розвіданий + імовірний	Початковий ABC1	C2+C3	D	Усього	Залишок
Схід	2374	2431	707	1516	4654	2791
Захід	407	368	136	373	877	554
Південь	99	101	350	1602	2053	2021
Усього	2880	2900	1193	3491	7584	5366

Перспективним регіоном пошуку та освоєння нових родовищ в Україні є шельф Чорного та Азовського морів. Його прогнозні ресурси газу оцінюються у розмірі 1 602 млрд. м³ або 46% від загальних. Через низький показник розвіданості Азовсько-Чорноморського регіону, освоєння початкових ресурсів не перевищує 4%; коефіцієнт успішності пошукових робіт становить 0,45.

Нетрадиційні запаси та ресурси. За показником прогнозних ресурсів нетрадиційного газу Україна входить до 10 найперспективніших країн світу щодо потенційних можливостей видобутку – їх сумарний обсяг перевищує 20 трлн. м³⁶. Прогнозні ресурси сланцевого газу⁷ оцінюються у 1,2 трлн. м³, газу щільних колекторів – 8,5 трлн. м³, метану вугільних пластів – понад 12 трлн. м³.⁸ Однак, **підтвердження запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, на що знадобляться значні інвестиції.** 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 підтверджується укладеними угодами провідних нафтогазових компаній світу (**Додаток №1 «Угоди з освоєння нетрадиційного газу в Україні»**). Проте надії на реалізацію проектів з видобутку нетрадиційного газу в Україні у 2015р. нівелювалися, оскільки вже у грудні 2014р. компанія *Chevron* заявила про вихід з України⁹. Також проект УРП з освоєння

⁶ За виключенням газогідратів глибоководної частини Чорного моря. Їх прогнозні ресурси можуть становити 25-100 трлн. м³.

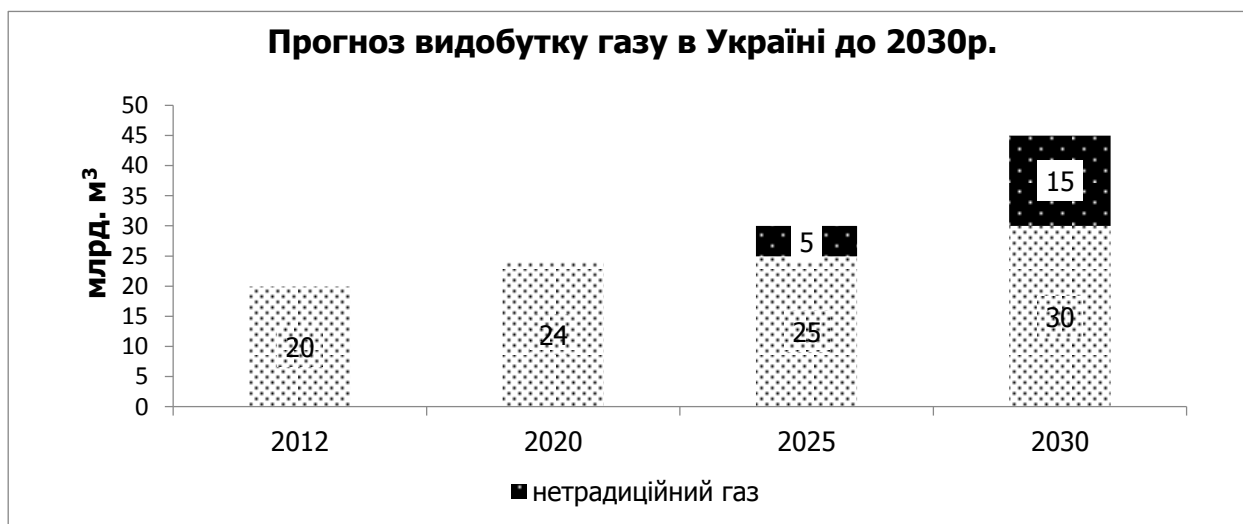
⁷ Значні прогнозні ресурси нетрадиційного газу відкривають для України перспективи для збільшення власного видобутку. Однак, необхідно враховувати, що його собівартість через технологічні та екологічні проблеми є суттєво вищою, ніж традиційного газу, що призводить до виникнення додаткових комерційних ризиків. За даними *IHS CERA* собівартість сланцевого газу у Європі в залежності від складності розробки родовища може становити від \$176 до \$282 за 1 тис. м³.

⁸ Див.: Альтернативне газозабезпечення України: скраплений природний газ (СПГ) та нетрадиційний газ. Аналітична доповідь Центра Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2011, №9, с25-43.

⁹ Компанія *Chevron* в односторонньому порядку вирішила вийти з проекту по освоєнню 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

Юзівської площі компанією *Shell* у Донецькій і Харківській областях призупинено. Причина – військові дії, що ведуться безпосередньо або близько до об'єктів та погіршення інвестиційного клімату, насамперед, через збільшення ставки рентних платежів.

Зауважимо, що Україна володіє достатніми ресурсами як традиційного, так і нетрадиційного газу, що може дозволити суттєво підвищити рівень видобутку природного газу (діаграма «Прогноз видобутку газу в Україні до 2030р.»).



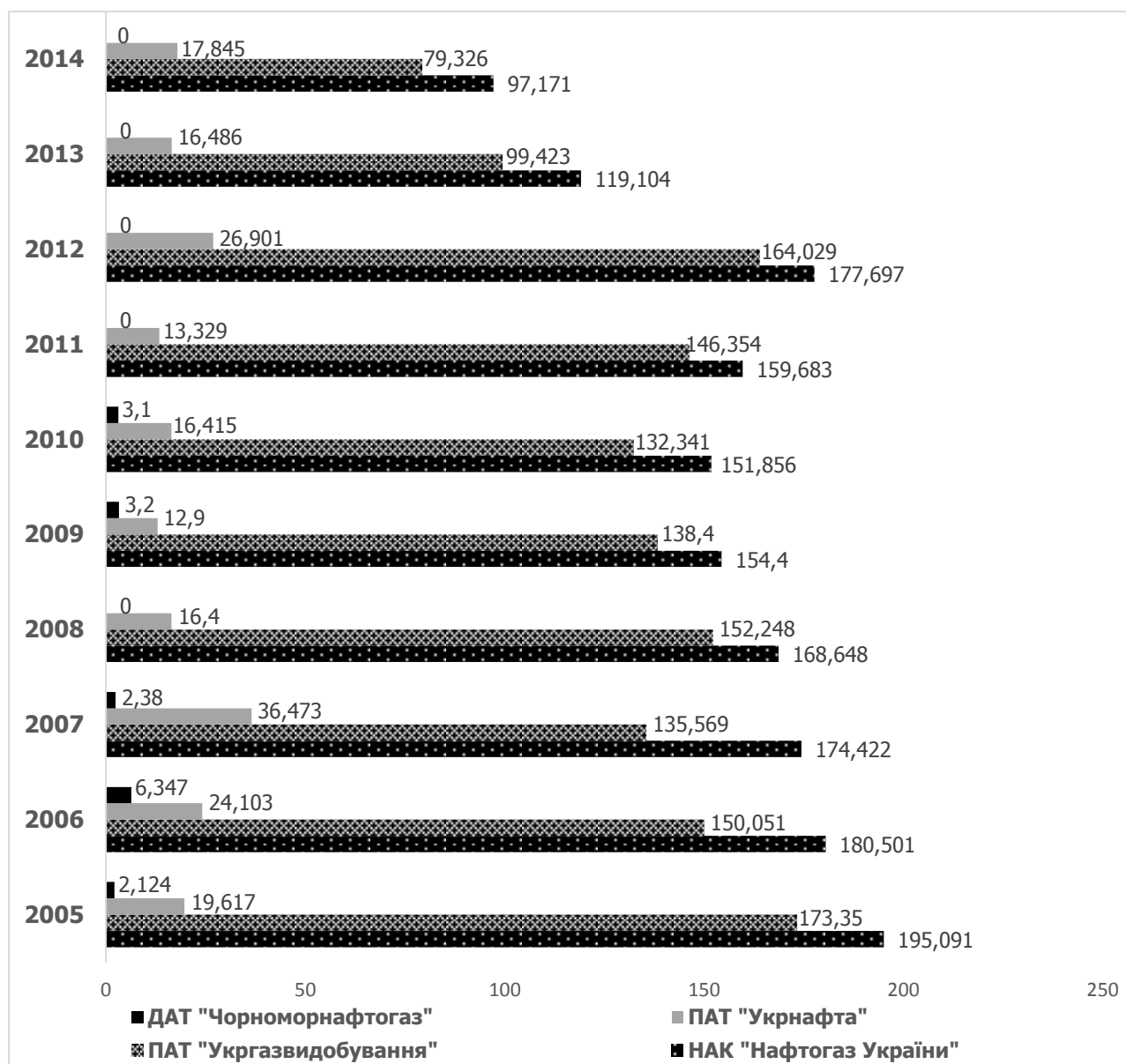
Ресурсна база, за умови її ефективного використання, дозволяє не лише забезпечити протягом тривалого часу стабільні обсяги видобутку, але й наростити їх у перспективі. Необхідною передумовою цього є проведення достатніх обсягів геофізичних досліджень і пошуково-розвідувального буріння. Проте, починаючи з 1991р. відбувалося поступове зменшення обсягів геологорозвідувального буріння (діаграма «Обсяги пошуково-розвідувального буріння, тис. м», «Обсяги експлуатаційного буріння, тис. м»¹⁰).

передбачає, що податкова база на момент підписання УРП (Угоди про розподіл продукції) повинна залишатися незмінною протягом усієї дії (50 років) угоди.

¹⁰Джерело: офіційний сайт НАК «Нафтогаз України» -

<http://naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/DE6A9911E7ED5332C22570DD0032517F?OpenDocument&Expand=4>

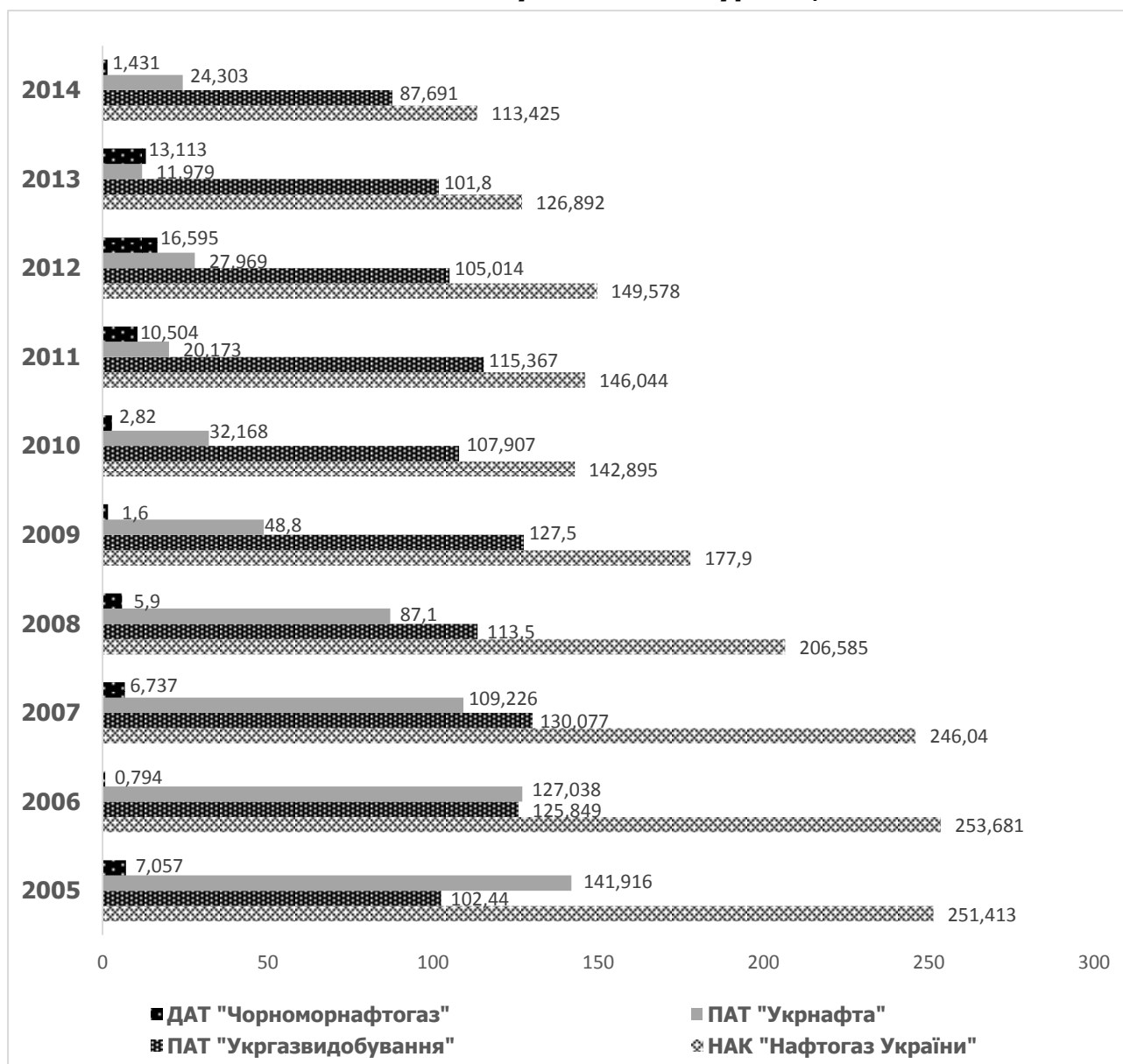
Обсяги пошуково-розвідувального буріння, тис. м



Сьогодні пошукові та геологорозвідувальні роботи здійснюють приватні компанії, а також підприємства НАК «Нафтогаз України» (забезпечуючи 70% обсягів геологорозвідувального буріння та весь обсяг експлуатаційного буріння в Україні) – ПАТ «Укргазвидобування», ПАТ «Укрнафта» та ДАТ «Чорноморнафтогаз»¹¹.

¹¹ Сьогодні у світі в галузі геолого-розвідувальних робіт (ГРР) переважно діють компанії з недержавною формою власності. Державні ж збереглися в основному в країнах з перехідними економіками та тими, що розвиваються, але при цьому їхні функції істотно змінилися. Якщо раніше вони вели діяльність з геологорозвідки на основі державних замовлень і за рахунок коштів державного бюджету, то наразі все більша частина відповідних робіт виконується на замовлення видобувних компаній. У світі більше 50% світових обсягів ГРР фінансується і здійснюється венчурними компаніями (являють собою малі компанії з недержавною формою власності), 30–35% – великими видобувними компаніями, близько 15% – середніми видобувними компаніями і тільки 1–2% – державними та іншими компаніями.

Обсяги експлуатаційного буріння, тис. м



Видобуток природного газу. Домінуюче положення у газовидобувній галузі України посідають компанії, що входять до державної НАК «Нафтогаз України». Зокрема, у 2014р. на них припало 17,2 млрд. м³. Видобуток ПАТ «Укргазвидобування»¹² у вказаний період становив 15,1 млрд. м³, що **складає** 75% всього власного видобутку в країні. Його частина – 800 млн. м³ – припала на підприємства зі спільною діяльністю (СД) з десятком приватних компаній¹³. У компанії близько 80 родовищ знаходиться на завершальній стадії розробки, де можна успішно застосовувати дожимно-компресорні станції.

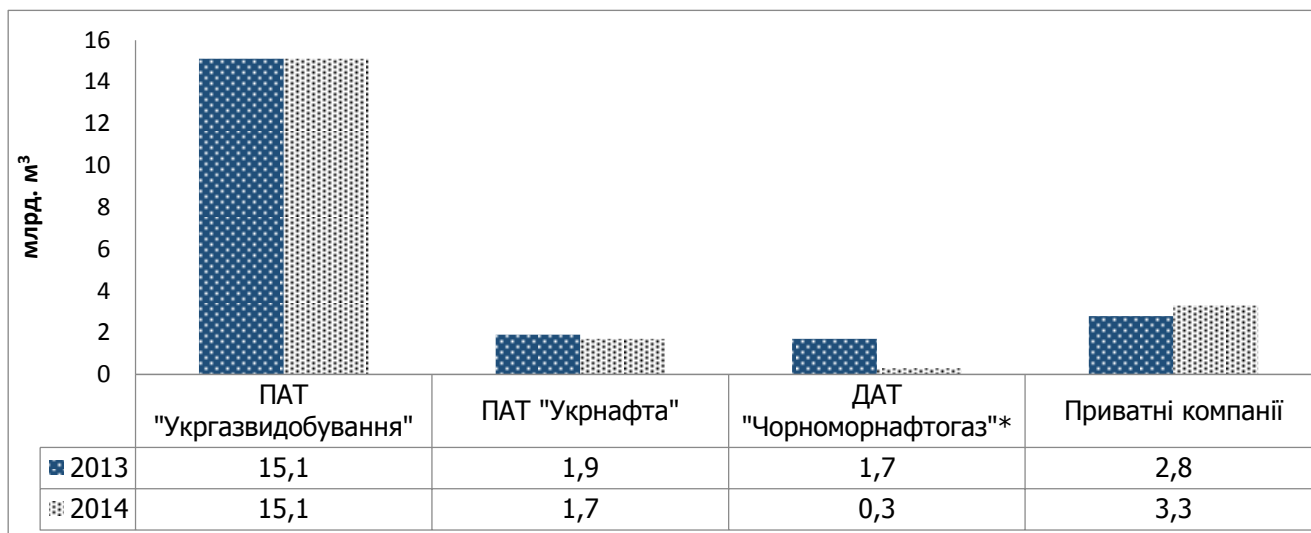
Приватні компанії-видобувачі, не дивлячись на те, що вони є відносно меншими за державні, розвивають видобуток швидше. Так, у 2009-2013рр. зростання видобутку газу незалежними газодобувачами склало 27%, а у першій половині

¹² Незважаючи на певні труднощі, у 2014р. «Укргазвидобування» мала деякі позитивні результати – компанія відкрила два невеликих родовища: у Харківській області – Малокринківське газоконденсатне родовище (загальні запаси ресурсів родовища становлять 500 млн. м³ газу) та Ольшичне родовище (із запасами 500 млн. м³).

¹³ На найбільшу з них – «Карпатигаз» з «дочкою» шведської *Misen Energy* – припадає 80% видобутку СД.

2014р. вони забезпечили 14% усього видобутку в Україні. **Частка видобутку газу приватними компаніями** на сьогодні хоча і є незначною внаслідок багаторічної державної політики спрямованої на монополізацію газового сектору НАК «Нафтогаз України», але їх значення поступово зростає (діаграми «Видобуток газу в Україні державними та приватними компаніями у 2013-2014рр.», «Видобуток газу окремими приватними компаніями у 2014р.»).

Видобуток газу в Україні державними та приватними компаніями у 2013-2014рр.¹⁴



*Враховано 1 кв.2014р.

Видобуток природного газу окремими приватними компаніями у 2014р., млн. м³¹⁵



¹⁴ Джерело: Gas Production in Ukraine, 2013-2014. – <http://naftogaz-europe.com/article/en/GasProduction2014>

¹⁵ Джерело: Видобуток нафти і газу в 2014 році. Огляд – <http://www.epravda.com.ua/columns/2015/02/3/525569/>

За підсумками 2014р. приватні компанії видобули 3,3 млрд. м³ газу, що на 500 млн. м³ або 16% більше, ніж у 2013р. Лідерство на ринку серед незалежних видобувників тримають ПраТ «Нафтогазвидобування»¹⁶ та *Burisma Holdings*¹⁷. Третє місце серед незалежних компаній посіла «Куб-газ», а четверте – «Гео-альянс». Замикає п'ятірку лідерів «Полтавська газонафтова компанія», підконтрольна британській *JKX Oil & Gas*. Ще одним великим гравцем на ринку є «Смарт-холдинг», який представлений трьома видобувними компаніями: *Regal Petroleum*, «Пром-енерго продукт» і «Укргазвидобуток».

Не дивлячись на те, що сьогодні обсяги видобутку природного газу є більш-менш стабільними, існує загроза його різкого зменшення, що викликано низкою причин:

- високий ступінь виснаження первісних запасів великих родовищ¹⁸;
- скорочення обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння;
- низькі темпи розвідки нових запасів (коефіцієнт заміщення видобутих обсягів газу новими запасами в останні 20 років нижче 100%);
- низька якість нових запасів (запаси роздірені між великою кількістю невеликих родовищ і значна частина цих запасів належить до категорії важковидобувних);
- підвищена глибина буріння як на наявних, так і на нових родовищах (середня глибина буріння для видобутку газу в Україні становить близько 3500 м, а максимальна вже перевищує 6000 м);
- різке зменшенням капіталовкладень у модернізацію та реконструкцію об'єктів газового комплексу;
- згортання дослідно-промислових робіт із підвищення газовіддачі пластів;
- неузгодженість окремих нормативних актів, що призводять до сповільнення процесу отримання спеціальних дозволів на користування надрами;
- несприятлива податкова політика та ін.

Відтак, **головними механізмами зростання видобутку** є збільшення обсягів геологорозвідувального і експлуатаційного буріння, відкриття і введення у розробку нових родовищ, удосконалення існуючих систем розробки наявних родовищ шляхом активного впровадження методів інтенсифікації та підвищення газовилучення (за допомогою таких геологічно-технічних засобів, як гідравлічний розрив, реперфорація та обробка привибійних зон свердловини¹⁹), розширення буріння на шельфі Чорного та Азовського морів (але виконання останнього пункту сьогодні у силу політичної нестабільності в країн є обмеженим).

Необхідною ж умовою досягнення вищого рівня видобутку природного газу є зростання інвестицій в геологорозвідку. За даними IHS CERA, обсяг капітальних інвестицій у розвідку та видобуток має становити щороку \$3,5-10 млрд. Але, навіть у разі досягнення показника щорічних інвестицій на рівні \$1,5-2,0 млрд. це дозволить збільшувати видобуток на 3-5% на рік. Проте, коли умови інвестування в Україні залишатимуться незадовільними, видобуток газу в Україні до 2030р. не перевищуватиме 15-20 млрд. м³/рік.

¹⁶ За інформацією ПраТ «Нафтогазвидобування» у 2014р. у розвиток було вкладено 1,4 млрд. грн власних коштів, при цьому було сплачено 1,8 млрд. грн податків. Зазначимо, що практично весь видобуток газу ведеться з глибини більше 5 тис. м.

¹⁷ Холдинг об'єднує активи чотирьох видобувних підприємств: «Енергосервісна компанія «Еско-північ», «Парі», «Алдеа», «Перша українська газонафтова компанія».

¹⁸ На великих родовищах не залучалися до розроблення менші за запасами поклади, що залягають на більших глибинах, які важко освоювати.

¹⁹ Технічні засоби з інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Серед можливих джерел фінансування підприємств газового комплексу є: бюджетні кошти, кредитні ресурси, іноземні інвестиції та власні кошти підприємств.

В Україні ГРР, які виконуються за участю державних компаній, традиційно **фінансуються з державного бюджету**²⁰. Однак протягом останніх двадцяти років у результаті постійного «недофінансування» обсяги ГРР зменшуються.²¹

За відсутності внутрішніх бюджетних коштів, держава може вдатися до залучення **зовнішніх ресурсів** з інших країн та міжнародних організацій. Проте такий вид фінансування у майбутньому веде до збільшення зовнішнього боргу країни.

У докризові роки не останню роль у підтримці фінансування підприємств, що працюють у секторі газовидобутку, відігравали **довгострокові кредити**. Проте у нинішніх умовах цей інструмент втратив свою актуальність, головним чином через доволі високу облікову ставку НБУ, яка прямо впливає на рівень кредитної ставки комерційних банків по довгостроковим кредитам.

Найбільш прийнятним фінансовим джерелом у сфері газовидобутку є іноземні інвестиції. Міжнародний досвід свідчить, що залучення іноземних інвестицій сприяє збільшенню рівня газовидобутку, зниженню залежності від імпорту ресурсу, створенню нових робочих місць, підвищенню доходів державного бюджету і як наслідок підтримує безпечний рівень енергетичної безпеки країни. Прийнято вважати, що іноземний власник спеціального дозволу на користування ділянками надр є, як правило, більш реальним інвестором порівняно з вітчизняним. До того ж, якщо у іноземного інвестора (у більшості випадках це міжнародна ТНК) виникла необхідність отримати позикові кошти, то він може їх отримати від своєї материнської компанії на довгий строк та під нижчий відсоток.

Однак вітчизняний досвід залучення іноземних інвесторів як в освоєння, так і в розвідку ресурсів залишається обмеженим²² (таблиця «Динаміка накопичення прямих іноземних інвестицій (акціонерний капітал) у добувну промисловість України...»).

Динаміка накопичення прямих іноземних інвестицій (акціонерний капітал) у добувну промисловість України, \$млн.²³

Показник	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ПІІ (акціонерний капітал) усього	16 375	21 186	29 489	35 616	40 026	44 708	50 334	54 462	57 056	45 916
у т.ч.: добувна промисловість	310	402	1 060	1 070	1 128	1 208	1 312	1 548	1 953	1 461
у % від загального рівня ПІІ	1,9	1,9	3,6	3,0	2,8	2,7	2,6	2,8	3,4	3,2

²⁰ За рахунок видатків зі спеціального фонду державного бюджету, які формуються за рахунок надходжень від зборів, котрі сплачують підприємства за ГРР.

²¹ Єдиною великою інвестицією у газовидобуток за останні роки стала купівля за близько \$1 млрд. двох плавучих бурових установок «Петро Годованець» і «Незалежність».

²² Безперечно, за роки незалежності України існують позитивні приклади: діяльність британської компанії *JKX Oil&Gas* («Полтавська нафтогазова компанія») у сфері нафто- та газовидобутку та «*Shell*» - першої іноземної компанії, яка інвестувала значну суму коштів у видобуток нафти та газу в Україні. Однак, сьогодні «замороженими» є перемовини з такими провідними світовими ТНК як *Chevron*, *Exxon Mobil* та *Eni* з питання освоєння метану вугільних родовищ та «сланцевого газу».

²³ Джерело: Експрес-випуск: Інвестиції зовнішньоекономічної діяльності України (випуски різних років) – <http://www.ukrstat.gov.ua>

Залучення іноземних інвесторів у сектор газовидобутку України міг би бути вищим, але цьому заважають значна кількість перешкод, які стоять на шляху інвестора:

- Багатоступенева система регулювання доступу до надр, обтяжена корупційними складовими.
- Дозвільна процедура, що включає процес подання заявок, їх розгляд, погодження і прийняття рішень щодо отримання спецдозволу, розтягується на роки і є непрозорою.
- Нестабільне законодавство у сфері надрокористування та газовидобутку.

З огляду даних перешкод не дивно, чому іноземні інвестори більше цікавляться тими родовищами, де вже здійснюється видобуток і куди держава уже вклала чималі кошти. Подібна тактика стає для інвестора можливістю мінімізувати ризик і вона є додатковим свідченням несприятливого інвестиційного клімату, що склався в Україні.

Вплив змін податкового законодавства у сфері газовидобутку. У другому півріччі 2014р. уряд України збільшив податкове навантаження для компаній, що видобувають природний газ, підвищивши ставки рентних платежів²⁴. Зокрема, 31 липня 2014р. було прийнято закон, що мав на меті тимчасово до 1 січня 2015р. підвищити ренту на видобуток газу з 28% до 55% для свердловин глибиною до 5 тис. м та з 15% до 28% для свердловин глибиною більше 5 тис. м., реалізованого не для потреб населення. Разом з тим, з метою стимулювання розвідки та експлуатації нових родовищ урядом був введений понижуючий коефіцієнт рентної ставки на газ, що видобувається зі свердловин, введених в експлуатацію після 1 серпня 2014р. протягом двох років з дати внесення таких свердловин до реєстру на рівні 55% (скасований з січня і відновлений з березня 2015р.) (таблиця «*Ставки плати за користування надрами (рентні платежі) на видобуток природного газу на материковій частині України*»).

Ставки плати за користування надрами (рентні платежі) на видобуток природного газу на материковій частині України

	24.05.12²⁵	27.03.14²⁶	31.07.14²⁷	28.12.14²⁸	02.02.15²⁹
<i>Природний газ для потреб населення, видобутий на глибині до 5 тис. м</i>	20	20	20	20	70
<i>Природний газ для потреб населення видобутий на глибині понад 5 тис. м</i>	14	14	14	14	14
<i>Природний газ видобутий на глибині до 5 тис. м</i>	17	28	55	55	55

²⁴ Рентна плата стягується з обсягу видобутої сировини в момент вилучення її з надр і обчислюється у відсотках від проектної валової виручки, отриманої від продажу вуглеводнів (найчастіше, у майбутньому).

²⁵ ЗУ № 4834-VI «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо удосконалення деяких податкових норм», вступив у силу 1.07.2012р. Закон передбачав скасування рентної плати за газ з 1 січня 2013р. і злиття її з платою за користування надрами.

²⁶ ЗУ № 1166-VII «Про запобігання фінансової катастрофи та створення передумов для економічного зростання в Україні».

²⁷ ЗУ № 1621-VII «Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів».

²⁸ ЗУ №71-VIII «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких законодавчих актів України щодо податкової реформи».

²⁹ ЗУ № 2213-VIII «Про внесення змін до статті 165 і 252 Податкового кодексу України».

Природний газ видобутий на глибині понад 5 тис. м	9	15	28	28	28
Природний газ, видобутий під час виконання договорів про СД	-	-	-	70*	70*
Коефіцієнт ставки до природного газу видобутого зі свердловин введених після 1 серпня 2014р. (протягом 2-х років з дати внесення таких свердловин до реєстру)	-	-	0,55	-	0,55

* Вступає в силу з 1 липня 2015р.

Однак найбільший резонанс викликало запровадження окремої ставки на газ, що видобувається під час виконання договорів про СД на рівні 60% та 65% у I та II кварталах 2015р., та 70% у подальшому. Проте представники Міністерства фінансів стверджували, що така норма є правильною, адже плата за користування надрами – це та ціна, за якою держава продає ресурс комерційним компаніям, які видобувають його та реалізують.

Наступним кроком стало внесення урядом 24 лютого 2015р. до ВР України законопроекту (а 2 березня його прийняття), яким пропонувалося підвищити рентну плату за користування надрами з 20% до 70% для ПАТ «Укргазвидобування» та ПАТ «Укрнафта». Таким чином, ставка рентної плати за газ, що видобувається на глибині до 5 км, зростає з 20% до 70%. У той же час рента за газ, що видобувається на глибині понад 5 км, не планується до перегляду і зберігається на рівні 14%.

Можлива логіка збільшення ставки за видобуток природного газу, що видобувається за договорами про СД обумовлена тим, що фактична собівартість видобутку природного газу, здебільшого не включає витрат на розвідку і пошук родовищ. ПАТ «Укргазвидобування» видобуває головним чином природний газ з покладів середньої важкості, які залягають на глибині до 5 тис. м, із порівняно низькими витратами на оплату праці та соціальними відрахуваннями.

Вище зазначені законодавчі ініціативи переслідували єдину мету – наповнення дохідної частини державного бюджету шляхом збільшення рівня надходжень від підвищення податкових ставок. Зокрема, ще на початку 2015р. міністр фінансів Н. Ярецько заявила: «...Це дозволить залучити до державного бюджету додаткові 9 млрд. грн – при поточних показниках видобутку енергоресурсів»³⁰. Проте результат такої ініціативи виявився протилежним – поступове падіння видобутку газу. До того ж, дана ініціатива підвищила ризики компаній, а саме поставила під сумнів забезпечення їх належного фінансового стану та вчасність сплати податків³¹.

Беззаперечним є той факт, що такі кроки зумовлені економічним спадом та дефіцитом дохідної частини бюджету і направлені на наповнення бюджету. Проте це лише негативно відображається на газовій незалежності України, оскільки остання вимушена закуповувати більше природного газу за кордоном та витрачати валютні кошти. Збільшення рентних платежів впливає і на те, що через зменшення бурових робіт відбувається звільнення робітників і технічного персоналу, оскільки у компанії падають доходи і, відповідно, зменшується бюджет компанії, що не дає можливості погашати зобов'язання по заробітним платам. **У результаті, дії уряду при збільшенні податкового навантаження призвели до:**

³⁰ Див.: Задля траншу МВФ уряд може добити внутрішній газовидобуток - <http://www.rbc.ua/ukr/analytics/radi-transha-mvf-pravitelstvo-mozhet-dobit-vnutrennyuyu-09032015170400>

³¹ Зазначимо, що ПАТ «Укргазвидобування» до підвищення ставки сплачувало до бюджету близько 250 млн. грн. щомісяця у вигляді рентних платежів за нафту, газ і конденсат. Після підвищення сума по платежах перевищує 1,5 млрд. грн.

- ✓ втрати стимулу проводити технічну модернізацію газових родовищ;
- ✓ призупинення роботи на родовищах зі складними геологічними умовами та переоцінки доцільності розробки інших родовищ;
- ✓ зведення до нуля інвестицій у розробку і буріння свердловин;
- ✓ «заморожки» проектів по видобутку природного газу, що супроводжується відтоком капіталу;
- ✓ згортання інвестиційних програм через зниження рентабельності бізнесу;
- ✓ недоотримання державним бюджетом України значних надходжень. Зокрема, за п'ять місяців 2015р. держбюджет отримав на 3 млрд. грн. менше рентних зборів, ніж планувалося, через те що багато компаній були не в змозі платити високу ренту;
- ✓ необхідності закуповувати більше імпортного ресурсу;
- ✓ погіршення платіжного балансу.

Різне підвищення податків призвело до того, що з прибуткового бізнесу видобуток газу перетворився на ризикований. Компанії зіткнулися з падінням прибутку, який слугував джерелом інвестицій. За таких умов жодна компанія не буде інвестувати – податки занадто високі, а політична та економічна ситуація занадто нестабільна. Компанії будуть знижувати видобуток, підтримувати видимість роботи, але нічого вкладати не будуть. За такого сценарію говорити про енергетичну незалежність поки не доводиться можливим.

Нові пропозиції по зниженню рентних ставок. 14 липня 2015р. уряд України подав на розгляд до ВР України проект Закону №2352а «Про внесення змін до Податкового кодексу України щодо оподаткування суб'єктів господарювання, що здійснюють видобування природного газу», за яким пропонується знизити процентні ставки на видобуток газу для приватних компаній³². Попередньо зміни до законодавства було оголошено міністром фінансів Н. Ярецько на конференції Першого Американсько-Українського бізнес-форуму 13 липня 2015р. у Вашингтоні. Згідно з представленим новим документом:

- ✓ з 1 жовтня 2015р. – з дати набрання чинності ЗУ «Про ринок природного газу» рентні ставки на користування надрами мають знизитися для компаній, які видобувають газ на глибині до 5 тис. м з 55% до 29%. Для компаній, які видобувають газ на глибині понад 5 тис. м – ставки знижуються з 28% до 14%.

- ✓ компанії, що здійснюють видобуток природного газу у результаті реалізації інвестиційних проектів, які після 1 січня 2016р. підготовлені та затверджені в порядку, визначеному ЗУ «Про нафту і газ», і є платниками рентної плати за користування надрами для видобування корисних копалин за природний газ, повинні будуть платити ренту за ставками 20% при видобутку газу на глибині до 5 тис. м, а при видобутку на глибині понад 5 тис. м – 10%.

- ✓ надрокористувачі, які почнуть роботу за новими інвестиційними проектами, зобов'язані будуть платити додатково надбавку до податку на прибуток³³. Зазначається, що для суб'єктів господарювання, що здійснюють

³² Уряд розглядав не одну модель зміни ренти. Тільки МВФ запропонував шість (**Додаток №2 «Моделі, запропоновані МВФ»**).

³³ Розраховувати надбавку пропонується наступним чином: об'єкт оподаткування надбавку до податку на прибуток обчислюється відповідно до підпункту 134.1.1 Податкового кодексу України (ПКУ) та збільшується на суму амортизації необоротних активів, фінансових витрат і витрат від перерахунку курсових різниць за запозиченнями, безпосередньо пов'язаними з інвестиційними проектами, які після 1 січня 2016р. підготовлені та затверджені в порядку, визначеному ЗУ «Про нафту і газ», враховані у складі витрат при обчисленні фінансового результату до оподаткування окремого пріоритетного

видобуток природного газу і є платниками надбавки до податку на прибуток, одночасно зі ставкою податку на прибуток, ставка надбавки до податку на прибуток встановлюється у розмірі 30% від об'єкта оподаткування.

Дані пропозиції були підготовлені з метою стабілізації ситуації у сфері газовидобутку, недопущення занепаду газовидобувного комплексу країни. Зазначалося, що прийняття даного законопроекту дозволило б у перспективі: відмовитися від імпорту газу за рахунок заходів, спрямованих на стимулювання внутрішнього газовидобутку; розробляти комерційно непривабливі при існуючих умовах поклади; збільшити інвестиції в економіку країни, створюючи нові робочі місця і забезпечуючи роботою суміжні галузі економіки. Додатковим же мотивом такого законопроекту є запобігання можливих судових позовів проти України³⁴.

Проте поглянувши реально на стан речей, можна стверджувати, що якщо пропозиції знайдуть свою підтримку, то український **газовий ринок просто повернеться до умов роботи минулого року. До того ж інвестори, розчарувавшись у діях уряду після грудневих податкових нововведень, будуть стримано сприймати нові ініціативи та входити на ринок. А при введенні додаткового податку у розмірі 30%**³⁵, навіть з урахуванням зниження рентних ставок, **фіскальне навантаження на галузь суттєво не зміниться.**

До того ж, у пропонованому законопроекті уряд пропонує зберегти 70% ренту на видобуток природного газу за договорами про СД. Важливо розуміти, що **саме рішення створити різні режими оподаткування в одній галузі розцінюється як дискримінаційне і суперечить правилам Світової Організації торгівлі.**³⁶

Сьогодні вітчизняна практика рентоутворення у газовидобувному комплексі позбавлена теоретичних обґрунтувань і не відповідає потребам ринкової економіки. Розмір рентних платежів, не дивлячись на «новації», перевищує рівні, що відповідають умовам видобування. Рентна плата наразі виконує виключно фіскальну роль і позбавлена регулюючої функції. Підвищуючи рентні ставки, Україна опиняється у ситуації, коли податкове навантаження у нас вище, ніж у країнах-сусідах, куди можуть прийти ті ж інвестори (**Додаток №3 «Податкове**

звітного господарського сегмента звітного (податкового) року; і зменшується на суму капітальних інвестицій в необоротні матеріальні активи, що пов'язані з розвідкою та облаштуванням газових родовищ окремого пріоритетного звітного господарського сегмента, але не більше 70% різниці між доходами і витратами звітного (податкового) року такого сегмента.

Зіставляючи чинну редакцію ст. 134 ПКУ та пропоновані зміни, неможливо визначити, коли конкретно виникає об'єкт оподаткування при нарахуванні надбавки до податку на прибуток, і що саме він включає. Тому введення надбавки до діючого податку може нести ризики для інвестора, тому що неясно як його вважати і в яку суму він у підсумку обійдеться видобувної компанії.

³⁴ Британська *JKX Oil&Gas* подала в суд на Україну з вимогою компенсації понад \$180 млн. Компанія ініціювала арбітражний розгляд проти України відповідно до договору до Енергетичної хартії та міжнародними угодами про захист інвестицій, підписаними між Україною, Великою Британією та Нідерландами. Так, Міжнародний арбітражний суд Стокгольма 14 січня 2015р. прийняв рішення, яким зобов'язав Україну утриматися від стягнення з належної *JKX Oil&Gas* української компанії плати за користування надрами при видобутку газу в розмірі вище 28% (замість нинішніх встановлених Податковим кодексом 55% при видобутку на глибині до 5 км).

³⁵ Запропоновану надбавку в уряді називають бюджетним компенсатором. З надбавки уряд передбачає сплату авансових платежів, щоб забезпечити бюджет від втрат за рахунок зниження ставок.

³⁶ До компаній, які працюють за договорами про СД, завжди ставилися насторожено. Такі договори не створюють суб'єкта оподаткування. Можливо, головна мета, яку переслідує уряд, залишаючи ренту на рівні 70%, – змусити компанії перевести такі договори у режим УРП.

навантаження для газовидобувників у світі»³⁷). За розміром сумарного податкового тягаря Україна вже наблизилася до країн традиційно великих експортерів енергоносіїв, тоді як її конкуренти в регіоні за потенціалом зростання, що також мають дефіцитні енергобаланси, пропонують значно привабливіші умови роботи з погляду податкового середовища.

Висновки та пропозиції. Стабілізація і нарощування видобутку природного газу та забезпечення на цій основі потреб держави в енергоносіях є надзвичайно важливим, оскільки сприяє зменшенню залежності України від імпортних поставок, створюючи передумови для енергетичної незалежності держави та зміцнюючи засади вітчизняної економіки. Досягти цього можна лише за умови вирішення низки проблем, пов'язаних з оптимізацією фінансування, збільшенням обсягів та ефективності ГРП, удосконаленням податкової політики та законодавчої бази в галузі, трансформацій форм власності і на цій основі залучення як внутрішніх, так і зовнішніх приватних інвестицій.

У зв'язку із ситуацією, що склалася у газовидобувному секторі України, керівництву держави варто більш рішуче і результативніше підключатися до вирішення проблем, що були зазначені вище. **Шляхами активізації державної політики у сфері газовидобутку мають стати:**

1. Відповідно до 2-го та 3-го Енергетичних пакетів ЄС та нормативно-правової бази України скоротити податкове навантаження на газовидобувні підприємства шляхом оптимізації ставок рентних платежів, що повинні визначатися об'єктивним чином на базі розробленої методики з використанням міжнародного досвіду. Одночасно при зростанні рентної плати запобігати посиленню податкового тягаря, відповідно зменшуючи ПДВ, податкові нарахування на фонд оплати праці тощо.

2. Запровадити систему пільгового оподаткування прибутку з акцентом на стимулювання інноваційних заходів. Така практика існує у багатьох країнах світу і розповсюджується на компанії, які щороку витрачають на НДДКР (науково-дослідні та дослідно-конструкторські розробки) не менше 3-5% свого річного прибутку.

3. Заборонити використання відрахувань на ГРП не за прямим призначенням. Важливо, аби рентні платежі після виплати газовидобувними підприємствами у держбюджет перерозподілялися на потреби геологорозвідувальних і природоохоронних структур, видобувних підприємств, галузей промисловості і регіонів, пов'язаних з видобутком вуглеводнів.

4. З метою забезпечення стабільності у законодавстві передбачити механізм, який би гарантував незмінність ставок на видобуток газу без згоди видобувних компаній.

5. Удосконалити політику видачі ліцензій у сфері пошуку та освоєння вуглеводневих родовищ щодо створення прозорих умов конкуренції, зменшення бюрократичних бар'єрів під час отримання ліцензій та забезпечення належного державного контролю за використанням інвесторами ліцензійних ділянок.

6. Провести незалежний аудит сектору видобутку вуглеводнів (прозора публічна інвентаризація усіх видобувних свердловин з оприлюдненням їх власників, даних по свердловинах, їх дебетів на спеціальному *on-line* ресурсі урядового порталу).

7. Сприяти розширенню геолого-пошукових робіт у Донецько-Придніпровській западині, Причорноморській низовині, Прикарпатті і Закарпатті, що має

³⁷ Цікаво, що у світі все більшої популярності набирають механізми вилучення природної ренти, які передбачають поєднання рентних платежів, встановлених у відсотках до доходів та підвищених ставок податку на прибуток.

супроводжуватися збільшенням обсягів пошукового буріння та прискоренням промислового освоєння відкритих родовищ.

8. Провести технічне переоснащення газовидобувних компаній.

9. Запровадити сучасні технології та методи інтенсифікації видобутку природного газу на вже наявних та перспективних газових регіонах.

10. Створити сприятливий інвестиційний клімат шляхом:

- ✓ переходу від пасивного очікування інвестицій до предметного пошуку іноземних партнерів і страхування їх ризику;
- ✓ прямої підготовки для інвестора пакета дозвільної документації у т.ч. щодо землевідведень;
- ✓ надання спрощеного доступу до тих об'єктів газовидобувної галузі, яким в Україні надано статусу стратегічно важливих;
- ✓ створити для інвесторів «єдине вікно» з питань проходження дозвільно-погоджувальних процедур і впровадити абсолютно новий підхід до видачі спецдозволів, що передбачає одержання комплексного дозволу на ліцензійну ділянку, а не на кожну окрему свердловину, що пов'язане з особливістю розробки нетрадиційних покладів;
- ✓ забезпечити стабільну та еластичну фіскальну систему, зрозумілі для іноземного інвестора базове законодавство та регуляторне середовище.

Виконання даних заходів призведе до:

- нарощування газовидобутку на вже наявних та нових родовищах;
- більшення коефіцієнту вилучення газу на старих родовищах;
- відновлення реалізації проектів видобутку газу із нетрадиційних джерел (газ вугільних колекторів, сланцевий газ);
- зменшення негативного сальдо зовнішньої торгівлі (за рахунок скорочення імпорту природного газу);
- залучення необхідного рівня іноземних інвестицій та передових технологій.

Сьогодні важливо не допустити руйнацію газовидобувного сектору і під прикриттям вирішення проблем наповнення державного бюджету не позбавляти вже працюючі компанії коштів для розвитку. І головне – при стимулюванні вітчизняного газовидобутку участь держави полягає не лише у створенні відповідної законодавчої бази, а у виконанні та реалізації законодавчо закріплених механізмів.

Угоди з освоєння нетрадиційного газу в Україні³⁸

Угода з розподілу продукції (УРП) з компанією «Шелл» на розробку Юзівської площі. Юзівська площа (7886 км²) – розташована в частині Дніпровсько-Донецького басейну, на території Харківської та Донецької областей. Підписання УРП між «Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (IV) Б.В.», ТОВ «Надра Юзівська» та Урядом України відбулося 24 січня 2013р. Угода підписана строком на 50 років. Компанія «Шелл» та ТОВ «Надра Юзівська» мають по 50% частки участі. Перший етап робіт на Юзівській площі передбачає проведення сейсмічних досліджень і буріння 15 розвідувальних свердловин протягом п'яти років. За попередніми оцінками, продуктивні газоносні пласти в межах Юзівської площі сформовані з ущільнених пісковиків. Прогнозні запаси складають від 2 до 4 трлн. м³ газу.

УРП з компанією «Шеврон» на розробку Олеської площі. Олеська площа (6 324 км²) – розташована в частині Люблінського басейну, на території Львівської та Івано-Франківської області. Підписання УРП між Урядом України, компанією «Шеврон Україна Б.В.» та ТОВ «Надра Олеська» відбулось 5 листопада 2013р. в Києві. Частки «Шеврон» та ТОВ «Надра Олеська» в УРП складають по 50%. ТОВ «Надра Олеська» заснували НАК «Надра України» і ТОВ «СПК-Геосервіс». Прогнозні запаси Олеської площі – близько 3 трлн. м³ газу.

Спільна діяльність «Шелл» та ПАТ «Укргазвидобування». 1 вересня 2011р. «Шелл» і «Укргазвидобування» підписали оновлений договір про спільну діяльність на основі первинної угоди від 2006р. Відповідно до договору, планується проведення робіт на шести ліцензійних ділянках в Харківській області, загальною площею 1300 км². Компанія «Шелл» і «Укргазвидобування» мають по 50% часток кожна. Початковий етап передбачає буріння 1-2 пошукових свердловин протягом 3-4 років. Буріння першої свердловини Біляївська-400 завершилось у вересні 2013р³⁹.

Ліцензійні ділянки у Львівському вугільному басейні. Компанія «Західгазінвест» була створена у 2012р. НАК «Надра України», ДП «Західукргеологія» і «Коломийська нафтогазова компанія «Дельта», яка належить британській Cadogan Petroleum Plc. «Західгазінвест» володіє правом користування надрами на дев'яти ліцензійних ділянках сланцевого газу Львівського басейну площею близько 3,8 тис. м², який є продовженням польського Люблінського басейну. У червні 2012р. Cadogan Petroleum Plc і НАК «Надра України» підписали угоду з продажу Eni SpA 50,01% в компанії «Західгазінвест». Після цієї операції Cadogan зберегла за собою 15% у підприємстві, а НАК «Надра України» належить 35%⁴⁰.

Слобожанська площа. Слобожанська площа, що розташована в Харківській області, займає площу близько 6 тис. км². Видобувні запаси сланцевого газу та газу центрально-басейнового типу ділянки оцінюються у 50-70 млрд. м³, газового конденсату – 2 млн. т. Потреба у загальних інвестиціях в Слобожанську площу оцінюються в понад \$10 млрд., прогнозований річний обсяг видобутку газу – до 6-8 млрд. м³. Прогнозні надходження в бюджет при успішній реалізації проекту – 130-150 млрд. грн. Конкурс з укладення УРП на Слобожанській площі знаходиться на стадії планування.

³⁸ Розвиток газового сектору України в контексті євроінтеграції – Центр Разумкова, 2014р. – С.20

³⁹ Shell задоволена даними першої свердловини «Біляївська-400» – Високий замок, 20 вересня 2013р., <http://www.wz.lviv.ua/news/42162>

⁴⁰ Італійська Eni видобуватиме сланцевий газ на Львівщині. Спокійно і без протестів депутатів. – Наші гроші, 27 вересня 2013р., <http://www.lviv.nashigroshi.org/2013/09/27/italijska-eni-vydobuvatyme-slantsevyj-haz-na-lvivschyni-spokijno-i-bez-protestiv-deputativ>.

Додаток №2

Наприкінці минулого року експерти МВФ запропонували Україні підняти ставки за використання надр до рівня міжнародних стандартів, розглянути можливість введення податку на додатковий прибуток і встановити короткострокові податкові пільги для залучення інвестицій. При цьому експерти всіляко підкреслювали найважливішу умову – стабільний режим оподаткування і розширення його бази на усіх етапах реалізації відповідного проекту – на стадії розвідки, розробки і видобутку.

Моделі, запропоновані МВФ

Варіант	Ставка ренти (роялті)	Ставка податку на прибуток підприємств (ППП)	Додатковий податок	Аргумент «за»	Аргумент «проти»
1	Ставка станом на квітень 2014р.: газ – 28%	Підвищення ставки до 35% (нейтральною до рівня доходу є ставка 68%)	Жодного	1.Збережена існуюча структура податків (система зрозуміла для платників податків та ДФС)	1.Ставки ренти все ще є високими з точки зору міжнародних стандартів; 2.Висока рента і ППП можуть злякати інвесторів; 3.Надає більш широкі можливості для маніпулювання витратами відповідного впливу та рівень доходів.
2	Світові ставки: газ – 15%	Підвищення ставки до приблизно 53% (нейтральна до рівня доходу ставка – 77%)	Жодного	1.Збережена існуюча структура податків; 2.Більш конкурентні ставки можуть стимулювати інвестиції.	1.Більш низькі ставки коштуватимуть певного доходу, принаймні у короткостроковій перспективі; 2.Є можливості для маніпулювання витратами.
3	Ставки станом на квітень 2014р.: газ – 28%	Змінна ставка ППП від 18% до 45%. Ставка залежить від річного оподаткованого доходу/валового доходу	Жодного	1.Загалом збережена існуюча структура податків; 2.Режим є менш деформуючим, оскільки бере уваги рентабельність проекту (але тільки на річній основі, а не протягом терміну реалізації проекту); 3.Є більш привабливим для інвесторів, ніж чинний режим	1.Вимагає додаткових розрахунків для визначення змінної ставки ППП; 2.Змінюється крива витрат; 3.Є можливості для маніпулювання.
4	Ставки станом на квітень 2014р.: газ – 28%	Стандартна ставка ППП – 18%	Додатковий ППП у 21% з використанням скоригованої бази ППП (наприклад чистого грошового потоку)/ (нейтральна до рівня доходу ставка – 62%)	1.Є привабливим для інвесторів, оскільки вища ставка ППП застосовується лише після того, як окупляться інвестиційні витрати; 2.Є менш деформуючим, оскільки бере до уваги рентабельність проекту, отже може стимулювати нові інвестиції та проекти з граничною рентабельністю.	1.Запроваджено податок, новий як для ДФС, так і для платників; 2.Змінюється крива доходів, при чому певний дохід відстрочено до того моменту як проект стане прибутковий; 3.Є можливості для маніпулювання витратами; 4.Для застосування для вже розпочатих проектів необхідно

					розробити перехідні правила.
5	Ставки станом на квітень 2014р.: газ – 28%	Стандартна ставка ППП – 18%	Податок на додаткових прибуток (ПДП), базуючись на R-факторі або нормі рентабельності	1.Є привабливим для інвестора, оскільки ПДП застосовується лише після того, як інвестор почне стримувати дохід на інвестиції. 2.Є менш деформуючим, оскільки бере до уваги рентабельність проекту.	1. Запроваджено податок, новий як для ДФС, так і для платників (хоча R-фактор застосовується в угоді про розподіл продукції з компанією Shell); 2.Змінюється крива доходів; Є можливості для маніпулювання витратами; 4.Для застосування вже розпочатих проектів необхідно розробити перехідні правила.
6	Зміна ставки ренти: газ – від 28% до 55%. Ставка змінюється в залежності від рентабельності	Стандартна ставка ППП – 18%	Жодного	1.Загалом збережена існуюча структура податків; 2.Є менш деформуючим, оскільки бере до уваги рентабельність проекту (але не у випадку, якщо ціна є змінною); 3.Є більш привабливим для інвесторів, ніж чинний режим	1.Вимагає додаткових розрахунків для визначення змінної; 2.Складний, особливо у визначенні часу застосування різних ставок ренти; 3.Є можливості для маніпулювання витратами.

Податкове навантаження для газовидобувників у світі⁴¹

Країна	Ефективна ставка рентних платежів на вуглеводнів	Номинальні ставки рентних платежів	Ставка податку на прибуток ⁴² (на рівні країни)
Румунія	13,9%	<p><i>Роялті:</i> 3,5% від доходів – при видобутку до 10 млн. м³; 7,5% від доходів – при видобутку 10-50 млн. м³; 9% від доходів – при видобутку 50-200 млн. м³; 13% від доходів – при видобутку більше 200 млн. м³.</p> <p><i>Додаткова ставка ППП:</i> Податок на надмірні доходи (<i>excess revenue tax</i>) визначається за формулою: 60% * (додаткові доходи – нарахована сума роялті – інвестиції у видобування, які не можуть перевищувати 30% обсягу надмірних доходів). Додаткові доходи визначаються виходячи із різниці між ринковими та адміністративно встановленими цінами.</p> <p><i>Податок на інфраструктурні об'єкти:</i> 1,5% від суми активів.</p>	16%
Італія	14,4%	<p><i>Роялті:</i> 0-10% від доходів від газу видобутого на материк та 20% від доходів від газу видобутого в Сицилії.</p> <p><i>Додаткова ставка ППП:</i> встановлюється та на рівні 6,5% від прибутку для компаній</p>	27,5%
Польща	1%	<p><i>Геологічний збір:</i> 6,38 злотих за тис. 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 тис. 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% від 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: $(25 \times \text{відношення доходів до витрат} - 25)/100$</p>	19%
Франція	3,9%	<i>Роялті:</i> 0-5% від доходів в залежності від рівня видобутку природного газу	33,33%
Хорватія	10%	<i>Роялті:</i> до 10% від доходів	20%
Сербія	2,8%	<i>Роялті:</i> 3-7% від доходів	15%
Туреччина	12,5%	<i>Роялті:</i> 12,5% від доходів	20%
Німеччина	3,6% - 18,6% (залежно від	<i>Роялті:</i> 0-37% від доходів залежно від місця видобутку	15%

⁴¹ Джерело: 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

⁴² Джерело: Corporate Tax Rates 2015 -

<http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Tax/dttl-tax-corporate-tax-rates-2015.pdf>

	місяця)		
Велика Британія	11,3%	<i>Додаткова ставка ППП: 32% від прибутків отриманого від розробки родовищ</i>	21%
Норвегія	22,5%	<i>Додаткова ставка ППП: 0-51% від прибутків</i>	27%
Данія	19,6%	<i>Додаткова ставка ППП: 0-39% від прибутків</i>	23,5%
Нідерланди (великі родовища)	74,3%	Спеціальні умови розподілу прибутків	25%
Нідерланди (малі родовища)	3,5%	<i>Роялті: 0-14% від доходів</i> <i>Додаткова ставка ППП: 0-25% прибутків</i>	25%
Угорщина	23,5%	<i>Роялті: 0-36% від доходів</i>	10%/19%
Австрія	17,6%	<i>Роялті: 19-22% від доходів</i>	25%
Чехія	5%	<i>Роялті: 5% від доходів</i>	19%
Україна	43,2%	<i>Роялті: 28-55% від доходів та 70% від доходів по договорам про СД</i>	18%

Показники видобутку природного газу та його оподаткування на материковій частині України у 2013-2014рр.⁴³

Рік	Об'єкт оподаткування, млн. куб. м		Податкові зобов'язання, млн. грн.		Середньозважена ставка від ринкової вартості, у%	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Об'єкт оподаткування	19747	19870	5262	10377	8,2	13,0
для населення	13910	13680	960	939	2,1	1,7
до 5 тис. м	13090	12820	916	895	2,1	1,7
понад 5 тис. м	820	860	45	44	1,7	1,3
для промисловості	5837	6190	4302	9438	22,6	37,9
до 5 тис. м	4710	4510	3817	7625	24,8	42,1
у т.ч. ДСД	1940	1840	1577	3163	24,9	42,8
понад 5 тис. м	1127	1680	485	1813	13,2	26,9
у т.ч. ДСД	300	540	128	540	13,0	24,9

⁴³ Джерело: Державна фіскальна служба України.