

ПРОПОЗИЦІЇ ЦЕНТРУ РАЗУМКОВА З УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ СТАВОК ЗА КОРИСТУВАННЯ НАДРАМИ ДЛЯ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В КОНТЕКСТІ ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО ПОДАТКОВОГО КОДЕКСУ УКРАЇНИ

1. Потенціал газовидобувної галузі

Газовидобувна галузь України вже довгий час знаходиться на роздоріжжі, марнуючи свій значний невикористаний потенціал в умовах зростаючих ресурсних викликів. Наразі країна ще не втратила унікальної можливості з нарощування видобутку власного газу до рівня 100% самозабезпечення. Єдиною можливістю вирішення цієї амбітної, але реальної задачі є створення сприятливого бізнес клімату для залучення великих обсягів інвестицій в геологорозвідку та розробку родовищ. Для цього, насамперед, необхідно змінити парадигму оподаткування – з виключно фіскальної на стимулюючу.

В останній період в Україні щодо газового сектору на державному рівні приймаються суперечливі рішення. З одного боку прийнято прогресивний закон «Про ринок природного газу», а з іншого – податковий тиск на галузь різко посилюється через суттєве збільшення ставок рентної плати. Наразі, слід констатувати, що нестабільне та економічно необґрунтоване податкове законодавство створює високі ризики для підприємств, що не тільки не дозволять наростити обсяги видобутку газу, але навіть втримати їх на теперішньому рівні.

Відтак, головною передумовою застосування економічних важелів стимулювання розвитку газовидобувної галузі сьогодні є розроблення на базі передового міжнародного досвіду об'єктивної та науково-обґрунтованої методики визначення рентної плати для газовидобувних підприємств. Її впровадження на законодавчому рівні запровадить зрозуміле, прозоре та стабільне правове середовище для інвесторів, що сприятиме: нарощуванню видобутку газу в Україні до 2025р. до 25-28 млрд. м³/рік, створенню нових робочих місць, зменшенню валютних витрат, зростаючому наповненню коштами Державного бюджету. Водночас, Україна досягне однієї із ключових своїх цілей у сфері енергетичної безпеки – мінімізації залежності від імпорту газу з Росії.

Україна володіє значними ресурсами природного газу. Станом на 1 січня 2014р. в Україні обліковується близько 390 газових, нафтогазових та нафтогазоконденсатних родовищ, з них номінально у промисловій розробці перебуває близько 250 родовищ. Балансові запаси природного газу в Україні

складали близько 1 трлн. м³. Це дає змогу зробити висновок, що в Україні є достатня ресурсна база для забезпечення потреб споживачів газом власного видобутку із традиційних джерел. Тобто, при умові досягнення щорічного видобутку газу близько 40 млрд. м³ (обсяг повного самозабезпечення країни власними природним газом) та при відсутності заходів з забезпечення приросту запасів (відкриття нових покладів), розвіданих раніше запасів газу вистачить не більше як на 25 років.

Власний потенціал використовуються незадовільно. З боку державних органів управління спостерігається непослідовність дій, зокрема, у 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.

2. Необхідність деполітизації та збалансування інтересів бюджету та газовидобувників

Існуюча в Україні система оподаткування газовидобутку потребує невідкладного удосконалення, принаймні для компаній з переважно державною формою власності. Оскільки для них, встановлена Податковим Кодексом України максимальна ставка ренти у 70% не створює ніяких стимулів для проведення не тільки геологорозвідувальних робіт, а й експлуатаційного буріння, що унеможлиблює приріст ресурсного потенціалу галузі та стабілізації обсягів видобутку природного газу. Внаслідок недолугої політики з оподаткуванням галузі очікується, що за підсумками 2015р. газовидобуток підприємствами НАК «Нафтогаз України» знизиться на 1 млрд. м³, або на 6% порівняно з 2014р.

Україна буде здатна виконати стратегічне завдання щодо 100% самозабезпечення власним природним газом д 2030р. тільки у разі деполітизації процесу визначення рентних ставок та інших обов'язкових платежів, а також ціноутворення.

Ідея формування податкових стимулів для галузі через збалансування інтересів усіх учасників ринку та фінансовими інтересами держави може бути реалізована лише шляхом зміни самої сутності формування показників ренти, а саме – на базі методологічного забезпечення, що спирається на кращий міжнародний досвід, а не на кулуарні політичні домовленості та непрозорий лобізм, що є потужним джерелом корупції.

3. Міжнародний досвід. Відмінності діючої методики та запропонованої

Щоб досягти у перспективі до 2030р. видобутку природного газу у 40 млрд. м³/рік, потрібно на порядок збільшити обсяги капітальних інвестицій у розвідку та видобуток, тобто інвестувати щороку не менше \$4 млрд. Проте, коли умови інвестування в Україні залишатимуться незадовільними, обсяги видобутку вітчизняного газу до 2030р. не перевищуватимуть 15-20 млрд. м³/рік, а сумарні втрати Державного бюджету з урахуванням невикористаного ресурсного потенціалу становитимуть у період 2016-2030р. не менше 140 млрд. грн. Крім того, за цей період на закупівлю імпортного газу необхідно буде вишукати додатково понад \$30 млрд.

Суттєвим недоліком існуючої в Україні системи оподаткування газовидобутку є недостатня і в той же час слабо методологічно обґрунтована диференціація ставок платежів, яка враховує лише глибину видобутку, причому лише по двох діапазонах (до 5000 м і понад 5000 м) і зовсім не враховує інші фактори, зокрема, дебіт свердловин, величину родовища, термін експлуатації та ін.

Також вагомим недоліком існуючої системи оподаткування є нерівність умов оподаткування в залежності від структури власності газовидобувних компаній, правової форми організації газовидобутку й від цільового призначення видобутого природного газу.

Існуюча податкова система оподаткування газовидобутку зберігає суттєві можливості для корупційної діяльності щодо застосування як самих ставок плати за користування надрами, так і коригуючих коефіцієнтів до рентних ставок. Наприклад, для певних юридичних осіб або договорів про спільну діяльність, або нових інвестиційних проектів (програм, договорів), поточною редакцією Податкового Кодексу України передбачено застосування пільгової ставки ренти на рівні 2 відсотків замість номінальної ставки (28, 55 чи 70%) від вартості видобутого ресурсу. В той же час, порядок відбору та затвердження нових інвестиційних проектів (програм, договорів), 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 реалізує державну політику 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 у нафтогазовому комплексі. Очевидно, що такі формулювання консервують широке поле для потенційної корупції.

Основним недоліком існуючої системи оподаткування газовидобутку є її цілковито дестимулююча функція стосовно інвестування у розвиток

галузі чи бодай підтримання досягнутого рівня обсягів вітчизняного газовидобутку, відтак – збільшення енергозалежності держави.

Отже, з метою усунення викладених вище недоліків існуючої системи оподаткування газовидобутку, Центром Разумкова упродовж 2015р. було проведено відповідні дослідження та розроблено методику визначення податкових ставок платежів за користування надрами для видобутку природного газу. Зокрема виконано аналіз впливу низки гірничо-геологічних факторів, що впливають на собівартість видобутку природного газу в Україні та, відповідно, на розподіл природно-ресурсної ренти між газовидобувними компаніями та державою як власником надр, що дозволило виокремити більш суттєві фактори впливу на рентну складову та підвести відповідну методичну базу для диференціації ставок платежів за користування надрами. Зокрема, до уваги було взято такі критерії як величина родовища, дебіт свердловин, глибина залягання покладів природного газу для газовидобутку, конденсатний фактор, термін експлуатації родовища тощо. Основні результати дослідження з зазначеної проблеми викладено як в інформаційних матеріалах Центру Разумкова¹ так і в академічних виданнях². Вони (результати роботи) також стали предметом обговорення на фаховій дискусії «Газовидобуток в Україні: актуальні проблеми розвитку та методологічні засади податкового стимулювання», яка відбулася 26 листопада 2015р., й загалом отримали схвальну експертну оцінку та позитивні рецензії з боку наукової спільноти. Такий перехід на більш диференційовані ставки платежів відповідатиме дотриманню стандартів ЕІТІ (Ініціативи прозорості видобувних галузей), які наразі впроваджуються за ініціативи низки громадських організацій та за підтримки Міненерговугілля України. **За результатами досліджень також було визначено середню оптимальну ставку плати за користування надрами для видобутку природного газу на рівні 35% від ціни продажу газу (без непрямих податків та витрат на транспортування газу), яка б збалансовувала інтереси держави і газовидобувних компаній поза їх приналежністю до тієї чи іншої власності та організаційно-правової форми діяльності, що рекомендується у подальшому для формування методичних рекомендації для внесення змін до Податкового Кодексу України.**

4. Рекомендації

Станом на 1.11.2015р. у Верховні Раді України перебувало 2 законопроекти, що стосувалися проблеми оподаткування газовидобутку: т.з. Урядовий законопроект № 2352а та Депутатський законопроект №2835. Узагальнюючи

¹ Газовидобуток в Україні: Стимулювання розвитку шляхом удосконалення системи галузевих податків. Аналітична доповідь. – Центр Разумкова, 2015, 44 с.

² Логацький В.М. Удосконалення методів визначення ставок оподаткування за користування надрами для видобутку природного газу /В.М. Логацький// Економіка і прогнозування – 2015. - №3. – с. 58-70.

названі законопроекти можливо зробити висновок, що вони базуються на ставці ренти (роялті) у розмірі 29%, але Урядовий законопроект передбачав також збереження ставки роялті для видобутку природного газу для потреб населення (приблизно для 75% обсягів вітчизняного газовидобутку) у розмірі 70%. Зазначені законопроекти в цілому відповідають результатам оптимізації ставок оподаткування за методикою **Центра Разумкова в залежності від гірничо-геологічних умов для більшості українських родовищ в діапазоні 27-37%, тобто показник ставки у 29% для родовищ, що залягають на глибині до 5000 м цілком вкладається у цей діапазон.**

Отже, враховуючи необхідність подолання недоліків існуючої системи оподаткування газовидобутку, вирішення проблеми збалансування інтересів держави та підприємств у сфері надрокористування, створення єдиного методичного каркасу для визначення ставок оподаткування та, спираючись на результати власних досліджень з зазначеної проблеми, Центр Разумкова пропонує наступний методичний підхід до визначення ставок плати за користування надрами (ренти, роялті) для видобутку природного газу.

1. Запроваджується поняття середньої базової ставки ренти (роялті) на рівні **35%** від ціни продажу газу без урахування непрямих податків та витрат на його транспортування.
2. Запроваджується механізм встановлення єдиної розрахункової ціни продажу газу, яка розраховується і діє упродовж календарного кварталу й завчасно оприлюднюватися відповідними постановами НКРЕКП. Розрахункова ціна на кожний календарний квартал визначається на основі клірингової ціни (settlement price) природного газу, зафіксованої за результатами квартальних ф'ючерсних угод на торговому майданчику Центрально-Європейського Газового Хабу (ЦЄГХ), яку відображено на веб-порталі ЦЄГХ за результатами торгів останнього робочого дня роботи торгового майданчика ЦЄХБ передостаннього місяця поточного кварталу, який передує кварталу дії ціни природного газу (ціна торгового майданчика ЦЄГХ). Наприклад, розрахункова ціна на 1 квартал встановлюється наприкінці листопада попереднього року, на 2 квартал - наприкінці лютого поточного року, на 3 квартал - наприкінці травня поточного року, на 4 квартал - наприкінці серпня поточного року.
3. Запроваджується поняття адаптованої клірингової ціни, яка одержується у результаті перерахунку ціни з євро за 1 МВт-год у ціну в гривнях за 1000 м³. Перерахунок здійснюється за курсом НБУ, який діяв на дату визначення клірингової ціни на відповідний квартал, а перерахунок в одиниці об'єму з одиниць енергії (роботи) здійснюється з використанням

значення базової теплотворної здатності природного газу, яка дорівнює 8000 мегакалорій (Мкал) за 1000 м³ природного газу та коефіцієнту 0,001163, який показує скільки МВт-год. міститься у 1 Мкал енергії. Розрахункова ціна природного газу в гривнях за 1000 м³ округляється до цілих значень ціни у гривнях.

4. Запроваджуються тимчасові коригуючі коефіцієнти до розрахункової ціни природного газу за результатами торгів на СЕГХ на перехідний період, що буде тривати 2 роки (з початку 2016 до закінчення 2017рр.), а саме: для 2016р. – $K_{31} = 0,9$; для 2017р. – $K_{41} = 0,95$.

Таким чином, єдина розрахункова ціна продажу газу на календарний квартал (P) розраховується за формулами:

А. Для усіх календарних кварталів 2016р.:

$$P = P_A * K_{31} \quad (\text{у грн/1000 м}^3) \quad (1)$$

Де:

P_A – адаптована клірингова ціна – ціна, перерахована у гривнях за 1000 м³ на основі клірингової ціни (settlement price) природного газу, зафіксованої за результатами квартальних ф'ючерсних угод на торговому майданчику ЦЕГХ, або ціна торгового майданчика ЦЕГХ (P_{CEGH}), яку відображено на веб-порталі ЦЕГХ за результатами торгів останнього робочого дня роботи торгового майданчика ЦЕХБ передостаннього місяця поточного кварталу, який передує кварталу дії ціни природного газу та розрахована за формулою (4);

$K_{31} = 0,9$ – коригуючий коефіцієнт, що діє у 2016р.

Б. Для усіх календарних кварталів 2017р.:

$$P = P_A * K_{41} \quad (\text{у грн/1000 м}^3) \quad (2)$$

Де:

$K_{41} = 0,95$ – коригуючий коефіцієнт, що діє у 2017р.

В. Для усіх календарних кварталів 2018р. і подальших років:

$$P = P_A \quad (\text{у грн/1000 м}^3) \quad (3)$$

Адаптована клірингова ціна природного газу (P_A) на календарний квартал визначається за формулою:

$$P_A = P_{CEGH} * R_{NBU} * 8000 * 0,001163 \quad (\text{у грн/1000 м}^3) \quad (4)$$

Де:

P_{CEGH} – ціна торгового майданчика ЦЕГХ в євро за 1 МВт-год;

R_{NBU} – валютний курс НБУ гривні до євро, що діяв на дату встановлення ціни торгового майданчика ЦЕГХ у гривнях за 1 євро;

8000 – базова теплотворна здатність природного газу у мегакалоріях (Мкал) за 1000 м³;

0,001163 – коефіцієнт перерахунку енергії (роботи) з мегават-годин (МВ-год) у мегакалорії.

5. Запроваджується механізм застосування ставок ренти (роялті) з урахуванням гірничо-геологічних умов газовидобутку по кожному родовищу в залежності від наступних факторів:

- 1) Категорії величини родовища³ за його балансовими запасами на 01 січня попереднього року;
- 2) Фактичного середнього річного дебіту свердловин родовища за попередній рік, млн.м³/рік;
- 3) Глибини залягання покладів природного газу, що видобувається, м;
- 4) Приналежності покладів природного газу, що видобувається, до ділянок надр (родовищ) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України.

Значення коригуючих коефіцієнтів наведено в **Таблиці значень та коригуючих коефіцієнтів для вирахування ставок ренти (роялті)**.

Приклади розрахунків із застосуванням пропонованої методики викладено у **розділі 6**.

6. Запроваджується поняття ефективної рентної ставки (ставки роялті) для кожного родовища, яка розраховується множенням середньої базової ставки на групу коригуючих коефіцієнтів, що враховують відповідні гірничо-геологічні умови газовидобутку на конкретному родовищі або множенням середньої базової ставки на єдиний коригуючий коефіцієнт, який враховує критерій належності покладів природного газу до тих, що видобуваються на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України. Таким чином, розрахунок ефективної ставки ренти (роялті) можна узагальнити у вигляді наступних формул:

А) для родовищ суходолу:

$$R_i = R * K_{5j} * K_{6k} * K_{7t} \quad (y \%) \quad (5)$$

Де:

R_i – ефективна ставка ренти (роялті) у відсотках для i -го родовища, $i=1, \dots, n$, де n – кількість родовищ;

³ 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 від 10.07.98, № 46. – Див.: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0475-98>.

R – середня базова ставка ренти (роялті), що дорівнює **35%** від ціни продажу газу без урахування непрямих податків та витрат на його транспортування;

K_{5j} – коригуючий коефіцієнт, що враховує фактор категорії величини родовища – j , де $j=1, \bar{4}$, 4 – кількість діапазонів класифікації за фактором категорії величини родовища. Для відповідних категорій величини родовищ використовуються такі коригуючі коефіцієнти:

- Для дуже дрібних – $K_{51} = 0,80$;
- Для дрібних і невеликих – $K_{52} = 0,90$;
- Для середніх і великих - $K_{53} = 1,00$;
- Для крупних і унікальних - $K_{54} = 1,10$;

K_{6k} – коригуючий коефіцієнт, що враховує фактор величини фактичного середнього річного дебіту свердловин родовища за попередній рік – k , де $k=1, \bar{3}$, 3 – кількість діапазонів класифікації за фактором середньорічного дебіту свердловини родовища. Середньорічний дебіт свердловини родовища обчислюється діленням кількості річного обсягу видобутого на родовищі газу за попередній рік на середньорічну кількість свердловин експлуатаційного фонду за попередній рік й визначається у млн.м³/рік на одну свердловину. Для відповідних категорій дебітів свердловин використовуються такі коригуючі коефіцієнти:

- Для дебітів до 1,00 млн.м³/рік – $K_{61} = 0,80$;
- Для дебітів від 1,01 до 20,00 млн.м³/рік – $K_{62} = 1,00$;
- Для дебітів понад 20,00 млн.м³/рік – $K_{63} = 1,20$.

У випадку відсутності видобутку газу по родовищу за попередній рік, коригуючий коефіцієнт за фактором середньорічного дебіту свердловини застосовується рівним 1,00.

K_{7t} – коригуючий коефіцієнт, що враховує фактор глибини залягання покладів природного газу, що видобувається – t , де $t=1, \bar{2}$, 2 – кількість діапазонів класифікації за фактором глибини залягання покладів, що вимірюється у метрах. Для відповідних глибин залягання покладів природного газу використовуються такі коригуючі коефіцієнти:

- Для покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5000 метрів – $K_{71} = 1,00$;
- Для покладів, які повністю залягають на глибині понад 5000 метрів дрібних і невеликі – $K_{72} = 0,80$.

Якщо на родовищі, у межах одного календарного року, здійснюється видобуток природного газу з покладів категорій як до 5000 м так і понад 5000 м, то коригуючий коефіцієнт K_{7t} визначається для такого родовища середньо-зваженим способом з точністю до 0,01 за формулою:

$$K_{7t} = (Q_{71} * K_{71} + Q_{72} * K_{72}) / (Q_{71} + Q_{72}) \quad (6)$$

Де:

Q_{71} – обсяг видобутку природного газу з покладів категорії глибини їх залягання до 5000 м за календарний рік у млн. м³;

Q_{72} – обсяг видобутку природного газу з покладів категорії глибини їх залягання понад 5000 м за той же календарний рік у млн. м³.

У випадку відсутності видобутку газу по родовищу за попередній рік, коригуючий коефіцієнт за фактором глибини залягання покладів природного газу у перший рік застосовується рівним 0,80 з метою стимулювання освоєння нових родовищ чи відновлення занедбаних старих родовищ у перший рік з початку їх експлуатації чи відновлення їх роботи, а у подальші роки - за фактом глибини залягання покладів з яких здійснювався видобуток газу у попередній рік.

Б) для шельфових родовищ:

$$R_i = R * K_{81} \quad (y \%) \quad (7)$$

Де:

$K_{81} = 0,30$ – єдиний коригуючий коефіцієнт до середньої ставки роялті для природного газу, видобутого з покладів на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України.

7. Розрахунок суми платежів за користування надрами для видобутку природного газу (для окремого родовища або їх групи за календарний/звітний період) здійснюється за загальною формою:

$$T = \sum_{i=1}^n Q_i * R_i * P \quad (\text{у гривнях}) \quad (8)$$

Де:

T – сума платежів за користування надрами за календарний/звітний період;

Q_i – обсяг видобутку природного газу за звітний період на i -му родовищі;

R_i – ефективна ставка ренти (роялті) для i -го родовища;

P - єдина розрахункова ціна продажу газу на календарний квартал, що застосовується у звітному періоді, грн/1000 м³.

Таблиця значень та коригуючих коефіцієнтів для вирахування ставок ренти (роялті)

№	Найменування показників	Од. виміру	Значення	Примітка
1	Середня базова ставка ренти (роялті) (R)	%	35,00	
2	Єдина розрахункова ціна природного газу (P)	грн./тис.м ³		Визначається на основі клірингової ціни (settlement price) природного газу, зафіксованої на кварталні ф'ючерси на торговому майданчику Центрально-Європейського Газового Хазу (ЦЄГХ), яку відображено на веб-порталі ЦЄГХ в режимі реального часу за результатами торгів останнього робочого дня роботи торгового майданчика ЦЄХБ передостаннього місяця поточного кварталу, який передує кварталу дії ціни природного газу. Наприклад, розрахункова ціна на 1 квартал встановлюється наприкінці листопада попереднього року, на 2 квартал - наприкінці лютого поточного року, на 3 квартал - наприкінці травня поточного року, на 4 квартал - наприкінці серпня поточного року. Перерахунок ціни з Євро за 1 МВт-год. здійснюється за курсом НБУ, який діяв на дату визначення клірингової ціни на відповідний квартал, а перерахунок в одиниці об'єму з одиниць енергії (роботи) здійснюється з використанням значення базової теплотворної здатності природного газу, яка дорівнює 8000 мегакалорій (Мкал) за 1000 м ³ природного газу та коефіцієнту 0,001163, який показує скільки МВт-год. міститься у 1 Мкал енергії. Розрахункова ціна природного газу в гривнях за 1000 м ³ округляється до цілих значень ціни у гривнях.
3	Тимчасовий коригуючий коефіцієнт до розрахункової ціни природного газу за результатами торгів на ЦЄГХ на 2016 рік (K ₃₁)	-	0,90	
4	Тимчасовий коригуючий коефіцієнт до розрахункової ціни природного газу ціни природного газу за результатами торгів на СЄГХ на 2017 рік (K ₄₁)	-	0,95	
5	Коригуючі коефіцієнти до середньої ставки роялті в залежності від категорії величини родовища за його балансовими запасами ¹ на 01 січня попереднього року	-		
	K ₅₁ Дуже дрібні		0,80	
	K ₅₂ Дрібні і невеликі		0,90	
	K ₅₃ Середні і великі		1,00	
K ₅₄ Крупні і унікальні		1,10		

№	Найменування показників	Од. виміру	Значення	Примітка
6	Коригуючі коефіцієнти до базової середньої ставки роялті в залежності від фактичного середнього річного дебіту свердловин родовища за попередній рік, млн.м ³ /рік	-		Для родовищ першого року розробки або родовищ на яких відновлено видобуток природного газу після періоду припинення видобутку, який тривав понад один рік, використовується коригуючий коефіцієнт до середньорічного дебіту свердловин, який дорівнює 1,00.
	К ₆₁ До 1,00 млн.м ³ /рік		0,80	
	К ₆₂ Від 1,01 до 20,00 млн.м ³ /рік		1,00	
	К ₆₃ Понад 20,00 млн.м ³ /рік		1,20	
7	Коригуючі коефіцієнти в залежності від глибини залягання покладів природного газу, що видобувається, м	-		Для родовищ першого року розробки або родовищ на яких відновлено видобуток природного газу після періоду припинення видобутку, який тривав понад один рік, використовується стимулюючий коригуючий коефіцієнт до середньорічного дебіту свердловин, який дорівнює 0,80. Для родовищ, у яких у межах одного календарного року, здійснюється видобуток природного газу з покладів категорій як до 5000 м так і понад 5000 м, то коригуючий коефіцієнт визначається середньо-зваженим способом у пропорції до видобутого обсягу природного газу з кожної категорії глибини залягання покладів природного газу. Коефіцієнт вираховується з точністю 0,01.
	К ₇₁ Природний газ, видобутий з покладів, які повністю або частково залягають на глибині до 5000 метрів		1,00	
	К ₇₂ Природний газ, видобутий з покладів, які повністю залягають на глибині понад 5000 метрів		0,80	
8	Єдиний коригуючий коефіцієнт до середньої ставки роялті для природного газу, видобутого з покладів на ділянках надр (родовищах) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України (К ₈₁)	-	0,30	

Примітки до таблиці:

¹ 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 від 10.07.98, № 46. – Див.: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0475-98>.

5. Очікувані результати для бюджету та видобувних компаній від застосування методики у Податковому Кодексі України

Розрахунки Центру Разумкова показують, що внаслідок застосування пропонованої методики для визначення ставок ренти (роялті) та при умові встановлення середньої базової ставки ренти (роялті) у розмірі 35% та ціни купівлі природного газу у ПАТ «Укргазвидобування» та інших компаній з переважно державною формою власності на рівні 4000 – 4100 грн/1000 м³, у 2016 р. слід очікувати надходжень до бюджету України біля 28 млрд. грн. лише у вигляді плати за користування надрами для видобутку природного газу, а також податку на прибуток газовидобувних підприємств у розмірі біля 8 млрд. грн. Отже очікувані доходи в бюджет від підприємств газовидобувної галузі у 2016р. можуть становити близько 36 млрд. грн. В той же час, підприємства з газовидобутку можуть отримати такий необхідний їм інвестиційний ресурс для стабілізації та розвитку вітчизняного газовидобутку у розмірі 20-25 млрд. грн.

6. Приклади розрахунків із застосуванням пропонованої Методики визначення ставок за користування надрами для видобутку природного газу

1. Приклад визначення єдиної розрахункової ціни природного газу на 1 квартал 2016р.

Клірингова ціна на ЦЄГХ 30.11.15, Євро/МВт-год	Курс НБУ на 30.11.15, грн/євро	Базова теплотворна здатність природного газу, Мкал/1000 м ³	Коефіцієнт перерахунку Мкал у МВт-год	Розрахункова ціна за результатами торгів на ЦЄГХ на 1 квартал 2016р., грн/1000 м ³	Тимчасовий коригуючий коефіцієнт до розрахункової ціни за результатами торгів на ЦЄГХ, що діє у 2016р.	Єдина розрахункова ціна на 1 квартал 2016р. (Р), грн/1000 м ³
18,611	26,26997	8000	0,001163	4 549	0,90	4 094

Єдина розрахункова ціна природного газу (Р) на 1 квартал 2016р.: $18,611 * 26,26997 * 8000 * 0,001163 * 4549 * 0,90 = 4094 \text{ грн/1000 м}^3$

2. Приклад визначення ефективних ставок ренти (роялті) з урахуванням результуючого впливу гірничо-геологічних факторів для групи родовищ.

№	Родовище	Гірничо-геологічні фактори та критерії родовищ / Значення коригуючих коефіцієнтів				Середня базова ставка ренти (роялті), %	Ефективна ставка ренти (роялті) з урахуванням гірничо-геологічних умов родовища (з точністю до 0,1%), %	Примітки
		Критерій віднесення покладів до ділянок надр (родовищ) в межах континентального шельфу та/або виключної (морської) економічної зони України	Категорія величини родовища	Діапазон фактичного середнього річного дебіту свердловин родовища за попередній рік, млн.м ³ /рік	Діапазон глибини залягання покладів природного газу, що видобувається, м			
1	Веснянське НГК	Ні	Дуже дрібне	Від 1,01 до 20,00	Понад 5000 м	35	22,4	
		-	0,8	1,0	0,8			
2	Солохівське НГК	Ні	Невелике	Від 1,01 до 20,00	До 5000 м	35	31,5	
		-	0,9	1,0	1,0			
3	Опішнянське НГК	Ні	Середнє	Від 1,01 до 20,00	До 5000 м	35	35,0	
		-	1,0	1,0	1,0			
4	Більське НГК	Ні	Дрібне	Від 1,01 до 20,00	До 5000 м	35	31,5	
		-	0,9	1,0	1,0			
5	Котелевське ГК	Ні	Середнє	Від 1,01 до 20,00	До 5000 м	35	35,0	
		-	1,0	1,0	1,0			
6	Матвіївське НГК	Ні	Невелике	Від 1,01 до 20,00	До 5000 м	35	31,5	
		-	0,9	1,0	1,0			
7	Стрількове Г	Так	-	-	-	35	10,5	
		0,3	-	-	-			

Приклад для Веснянського НГК родовища: $35 * 0,8 * 1,0 * 0,8 = 22,4\%$.

Приклад для Стрількового Г родовища: $35 * 0,3 = 10,5\%$.

3. Приклад розрахунку плати за користування надрами для групи родовищ на 1 квартал 2016 р.

№	Родовище	Єдина розрахункова ціна на 1 квартал 2016р. (Р), грн/1000 м ³	Обсяг видобутку газу за звітний календарний період (тут у розрахунку за 1 квартал 2016 р.), 1000 м ³	Ефективна ставка ренти (роялті) з урахуванням гірничо-геологічних умов родовища (з точністю до 0,1%), %	Сума плати за користування надрами за звітний календарний період (тут у розрахунку за 1 квартал 2016 р.), тис. грн.	Довідково: ставка ренти (роялті) у розрахунку на одиницю видобутого ресурсу, грн/1000 м ³	Примітки
1	Веснянське НГК	4094	2000	22,4	1 834,1	917	
2	Солохівське НГК	4094	36000	31,5	46 426,0	1290	

№	Родовище	Єдина розрахункова ціна на 1 квартал 2016р. (Р), грн/1000 м ³	Обсяг видобутку газу за звітний календарний період (тут у розрахунку за 1 квартал 2016 р.), 1000 м ³	Ефективна ставка ренти (роялті) з урахуванням гірничо-геологічних умов родовища (з точністю до 0,1%), %	Сума плати за користування надрами за звітний календарний період (тут у розрахунку за 1 квартал 2016 р.), тис. грн.	Довідково: ставка ренти (роялті) у розрахунку на одиницю видобутого ресурсу, грн/1000 м ³	Примітки
3	Опішнянське НГК	4094	52000	35,0	74 510,8	1433	
4	Більське НГК	4094	38000	31,5	49 005,2	1290	
5	Котелевське ГК	4094	151000	35,0	216 367,9	1433	
6	Матвіївське НГК	4094	37000	31,5	47 715,6	1290	
7	Стрількове Г	4094	400	10,50	171,9	430	
Всього по групі родовищ		-	-	-	436 031,5	-	

7. Висновки

1. Застосування викладеної методики у Податковому Кодексі України забезпечить баланс інтересів держави та газовидобувних підприємств незалежно від їх структури власності, тому може бути застосовано для держави в цілому. При умові встановлення середньої базової ставки ренти (роялті) у розмірі 35% та ціни купівлі природного газу у ПАТ «Укргазвидобування» та інших компаній з переважно державною формою власності на рівні 4000 – 4100 грн/1000 м³, у 2016р. слід очікувати надходжень до бюджету України близько 28 млрд. грн. лише у вигляді плати за користування надрами для видобутку природного газу, а також податку на прибуток газовидобувних підприємств у розмірі біля 8 млрд. грн. Отже очікувані доходи в бюджет від підприємств газовидобувної галузі у 2016р. можуть становити біля 36 млрд. грн. і стати вагомим фінансовим ресурсом для підтримання вразливих категорій споживачів та інших бюджетних витрат. В той же час, підприємства з газовидобутку можуть отримати такий необхідний їм інвестиційний ресурс для стабілізації та розвитку вітчизняного газовидобутку у розмірі 20-25 млрд. грн.
2. Застосування методики забезпечить достатню диференціацію ставок платежів в залежності від ключових гірничо-геологічних факторів газовидобутку, а саме: від категорії величини родовища, від середнього річного дебіту свердловин, глибини залягання покладів природного газу

та від критерію від належності покладів природного газу до шельфових родовищ, що значною мірою буде сприяти вирівнюванню економічних умов діяльності підприємств з різними гірничо-геологічними умовами газовидобутку та залученню до використання гірших за якістю покладів ресурсів природного газу.

3. Застосування методики передбачає перехідний період адаптації у 2016-2017рр., упродовж якого передбачається поступовий перехід до запровадження базової ціни природного газу, що визначається цілковито за ринковими принципами на Центрально-Європейському газовому хабі, що обмежить можливості цінової спекуляції та сприятиме утвердженню в Україні ринкових умов ціноутворення на природний газ, збалансує попит і пропозицію на цей цінний ресурс.
4. Застосування методики забезпечить вагомі доходи до державного бюджету та достатні інвестиції для підтримання та нарощування обсягів вітчизняного газовидобутку, відтак вже у короткостроковій перспективі підвищить рівень національної енергетичної безпеки України.
5. Застосування методики на спричинить надмірних зусиль стосовно його адміністрування з боку державних фіскальних органів, оскільки передбачає застосування єдиної розрахункової ціни продажу газу, а початкову диференціацію ставок в залежності від гірничо-геологічних умов газовидобутку по кожному родовищу буде покладено в основному на персонал газовидобувних компаній. Правильність застосування диференційованих ставок може бути легко перевірена фіскальними органами за даними Державної геологічної служби України.
6. Методика забезпечує дотримання принципу «нейтральності» податку, тобто встановлює стабільно сприятливі умови для розвитку галузі та залучення зовнішній інвестицій, а також забезпечує збалансований розподіл ризиків між державою і газовидобувними компаніями.
7. З метою запровадження методики пропонується внести відповідні зміни до Податкового Кодексу України та деяких інших нормативно-правових актів для використання методики вже з початку 2016р.