УДК 338.45:622.32

Логацький В.М., *канд. екон. наук*
провідний експерт Енергетичних Програм Центру Разумкова

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ СТАВОК ОПОДАТКУВАННЯ ЗА КОРИСТУВАННЯ НАДРАМИ ДЛЯ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Висвітлено сучасні проблеми в оподаткуванні діяльності з газовидобутку. Систематизовано основні характеристики сучасної вітчизняної ресурсної бази природного газу, особливості та умови здійснення газовидобутку в Україні. Запропоновано напрями удосконалення системи оподаткування газовидобутку в Україні, зокрема через диференціацію ставок податків залежно від умов експлуатації родовищ, наприклад, таких факторів, як: величина родовища, глибина видобутку, дебіт свердловин, конденсатний фактор і тривалість експлуатації родовища.

Ключові слова: газовидобуток, рента, роялті, собівартість газовидобутку, природно-геологічні та експлуатаційні фактори впливу.

JEL: Q35, Q38

Актуальність теми, постановка проблеми. Згідно з Кодексом України про надра, надра є виключною власністю українського народу і надаються тільки у користування [1]. Зазначене формулювання піднімає фундаментальне економічне питання: як передати у користування державний фонд надр, зокрема родовища корисних копалин, та яку оплату за таке передавання частини прав власності на надра має отримати суспільство загалом? У пропонованій статті зроблено спробу висвітлити зазначену проблему, зосередившись насамперед на удосконаленні методів визначення рентної плати 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. Принагідно відзначити, що в Податковому кодексі України [2] не формулюється таке поняття, як *роялті на природні ресурси*, а лише поняття *ренти* в 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, 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 та ризик – повинна залишатися на користь підприємця та його розвиток (рис. 1). Наведена схема розподілу також продиктована пропонованим далі алгоритмом визначення ставок платежів як кінцевої мети (результату) від розподілу вартості газовидобутку в контексті цієї праці.

Тому у Податковому кодексі все ж було би доцільно ввести такі поняття, як: *роялті на природні ресурси*, *ставки роялті* для визначення саме тієї частини ренти, що має бути сплачена до бюджету. До того ж поняття *роялті*, а не *ренти* як плати за користування (видобуток) природних ресурсів, зокрема нафти і природного газу, є загальновживаним терміном у світовій практиці й упродовж тривалого періоду часу використовується у законодавстві країн з розвиненою ринковою економікою (США, Канади, Німеччини) [3–7], де собівартість видобутку та відповідні ставки роялті давно вже розраховуються з урахуванням не лише собівартості конкретного родовища, але й окремо взятої свердловини.

© В.Логацький, 2015

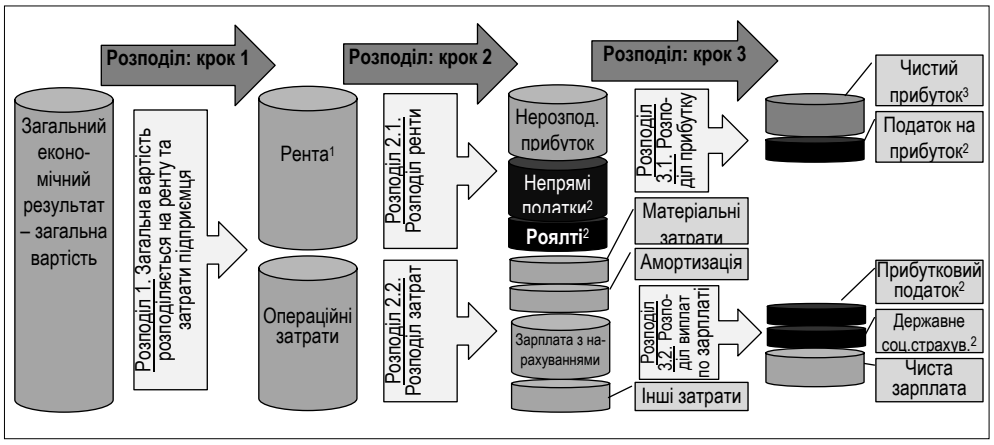


Рис. 1. Схема розподілу економічного результату (загальної вартості) від видобутку природних ресурсів (умовний приклад)

Примітки: [1] рента – природно-ресурсна рента як економічне, а не фіскальне поняття; [2] частина вартості, що спрямовується до державного бюджету або державних страхових фондів (на схемі умовно показано у вигляді циліндрів чорного кольору); [3] подальший розподіл чистого прибутку підприємця за рішенням відповідного органу управління на схемі умовно не показано.

Джерело: тут і далі – розробка автора.

Існуючий порядок визначення ренти відбувається постфактум, бо базою оподаткування є дохід від продажу природного газу за мінусом низки непрямих податків, що в принципі не дозволяє газовидобувникам актуалізувати операційні затрати і належним чином планувати затрати 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 як опція також передбачена у складі пропонованого нижче порядку обчислень.

Проблема визначення ставок оподаткування з видобування природного газу загострилася внаслідок внесення за ініціативи уряду України змін до Податкового кодексу України, згідно з якими максимальну ставку рентної плати встановлено на рівні 70% від затвердженої відповідними постановами НКРЕКП ціни продажу природного газу для населення та промислових споживачів без урахування у ціні частки непрямих податків та спеціальних зборів. Як наслідок, за минулі місяці поточного року вже намітилася тенденція зменшення обсягів вітчизняного газовидобутку, що сталося внаслідок відсутності стимулів для стабілізації та нарощування видобутку природного газу в Україні, насамперед через високі ставки рентних платежів. Сподіваємося, що ситуацію з рентою для газовидобувників – приватних компаній буде виправлено, починаючи з IV кв. поточного року. Але в цілому для України цей відносний позитив не виправить падіння обсягів газовидобутку за підсумками 2015 р. (очікуване зниження – близько 1 млрд куб. м порівняно з 2014 р.), оскільки флагман українського газовидобутку – ПАТ «Укргазвидобування» ще потерпатиме від надмірного рентного навантаження не визначений досі проміжок часу. Тому без удосконалення методів визначення рентної плати та роялті, а також їх практичного застосування не буде забезпечено ніякої бази для нарощування чи бодай стабілізації газовидобутку на найближчі роки і на середньострокову перспективу.

Аналіз досліджень і публікацій. Питання економіки природокористування, зокрема надрокористування, податкової і рентної політики, були об'єктом досліджень і численних публікацій широкого кола учених різних країн. Серед вітчизняних учених найбільш глибоко та предметно вони висвітлені в працях О.Балацького, В.Башка, Я.Витвицького, В.Гейця, А.Голяна, Б.Данилишина, М.Данилюка, В.Міщенка,

С.Педька, Ю.Туниці, М.Хвесика. Зокрема, проблеми вдосконалення рентного регулювання у вітчизняній мінерально-сировинній базі як вагомого чинника у формуванні гнучкої податкової політики за різними напрямами надрокористування розглянуто в праці [8]. Один з класиків економічної теорії Давид Рікардо [9] у своїх критичних коментарях позиції щодо теорії ренти іншого класика-економіста Адама 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 зосередитися спершу на оцінці природного потенціалу та затрат 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.

Результати дослідження. В процесі дослідження проведено відповідну оцінку поточного стану ресурсної бази по групі з 133 родовищ, які в цілому охоплюють 99% обсягу виробництва ПАТ «Укргазвидобування» та понад 85% українського газовидобутку за 2013 р. у цілому. Узагальнену оцінку вітчизняної ресурсної бази газовидобутку станом на 1 січня 2014 р. за визначеною групою родовищ подано на рис. 2–8. Таким чином українська ресурсна база газовидобутку характеризується більш-менш рівномірним розподілом балансових запасів та обсягами поточного видобутку за категоріями величини родовищ, визначених відповідно до Інструкції [10]. Разом із тим слід підкреслити, що обсяги поточного газовидобутку визначають всього 16 родовищ, які відносяться до категорії крупних, великих та середніх і в сукупності становлять 67,3%. Решта газу видобувається 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 3000 м і більше, що загалом свідчить про дотримання закономірної тенденції збільшення глибини газовидобутку з часом використання людством покладів мінеральних ресурсів цього виду. Найбільшу частину українського газовидобутку (47,8%) дають свердловини з помірним рівнем середньорічного дебіту, що перебуває в діапазоні від 1,1 до 10,0 млн куб. м газу в рік.

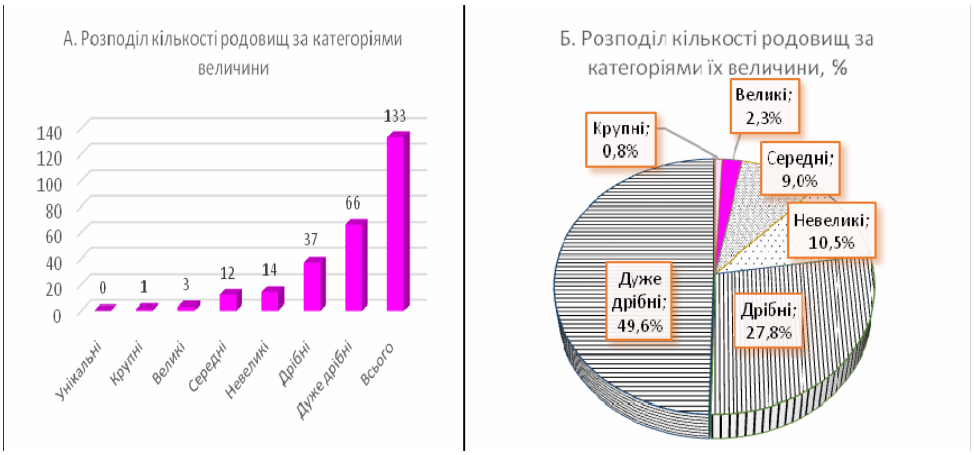


Рис. 2. Розподіл кількості родовищ за категоріями їх величини
(А – в абсолютних величинах, Б – у %)

Розподіл поточного газовидобутку за віковими групами розробки родовищ є також більш-менш рівномірним. Разом із тим спостерігається феномен видобутку газу з родовищ, які експлуатуються вже понад 65 років, – усього три таких родовища. А Дашавське газове родовище експлуатується вже 90 років.

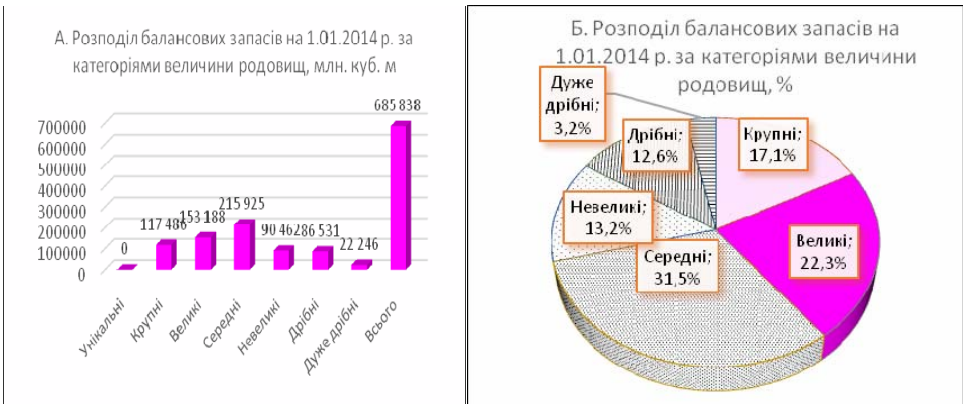


Рис. 3. Розподіл балансових запасів (А – в абсолютних величинах, Б – у %)

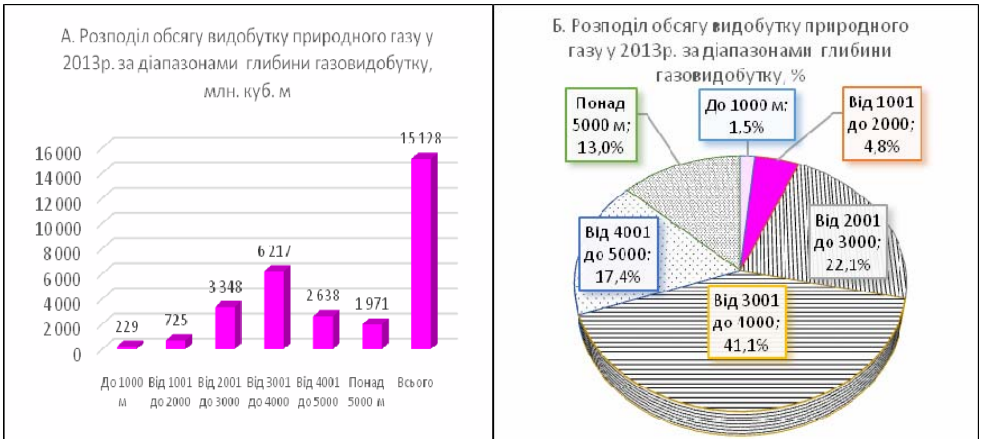


Рис. 4. Розподіл газовидобутку за 2013 р.
(А – в абсолютних величинах, Б – у %)

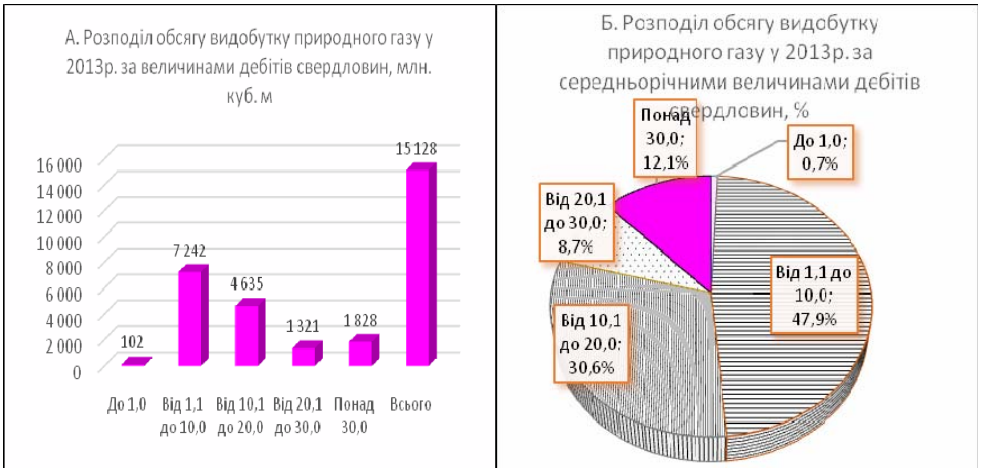


Рис. 5. Розподіл газовидобутку за 2013 р. за дебітом свердловин
(А – в абсолютних величинах, Б – у %)

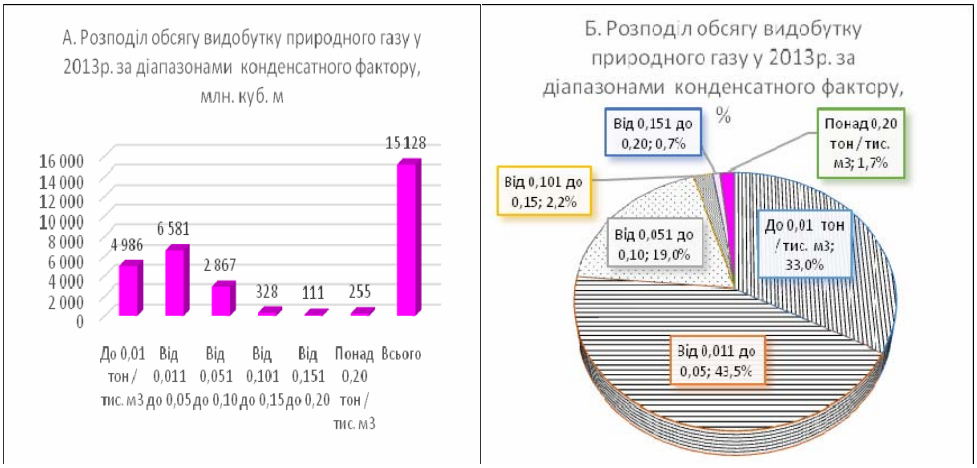


Рис. 6. Розподіл газовидобутку за 2013 р. за діапазонами конденсатного фактора (А – в абсолютних величинах, Б – у %)

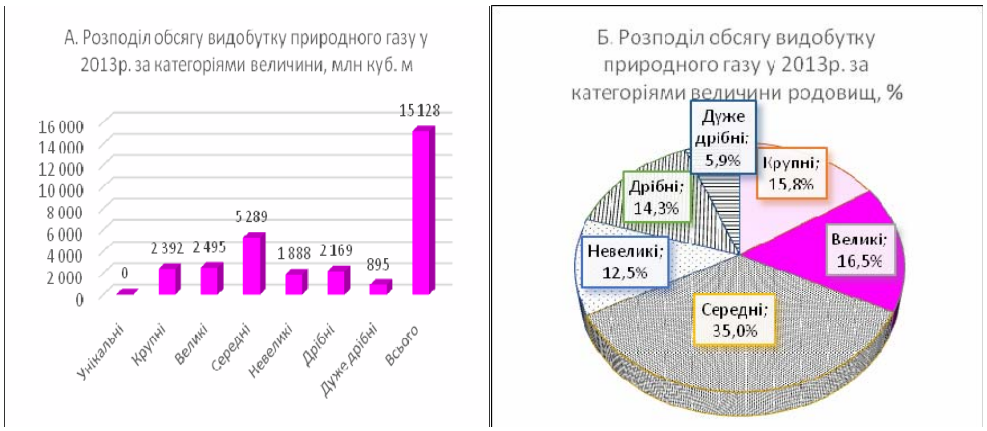


Рис. 7. Розподіл газовидобутку за 2013 р. за категоріями величини родовищ (А – в абсолютних величинах, Б – у %)

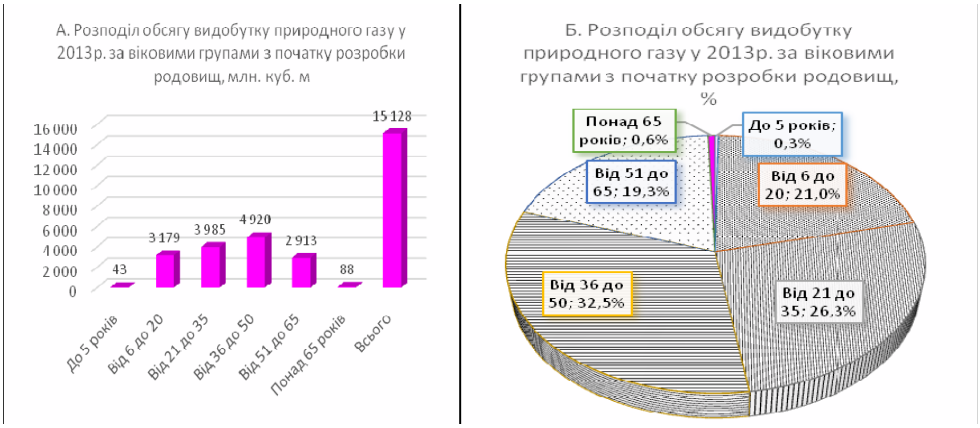


Рис. 8. Розподіл газовидобутку за 2013 р. за віковими групами з початку розробки родовищ (А – в абсолютних величинах, Б – у %)

Особливу увагу в аналізі ресурсної бази було приділено вивченню впливу на величину конденсатного фактора, який показує, скільки газового конденсату в тоннах

припадає на 1 тис. куб. м видобутку природного газу родовища. Важливість цього фактора визначається в оцінці його суттєвого впливу на формування операційних затрат з видобування природного газу, 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, значно більшої уваги до моніторингу стану експлуатаційних колон і насосно-компресорних труб свердловин і здійснення практичних заходів щодо їх підтримання у робочому стані.

Отже, для аналізу впливу на операційні затрати, з метою подальшої диференціації ренти для кожного родовища, нами було взято такі гірничо-геологічні й експлуатаційні фактори впливу: величина родовища, глибина залягання видобувних покладів (за максимальним значенням глибини основного газовидобувного пласта родовища), середньорічний дебіт свердловин, конденсатний фактор та тривалість (вік) розробки родовища. На основі даних собівартості з використанням методів кореляційно-регресійного аналізу питомих операційних пропонуються графіки залежності операційних затрат (собівартості) від перерахованих факторів впливу (рис. 9–13).

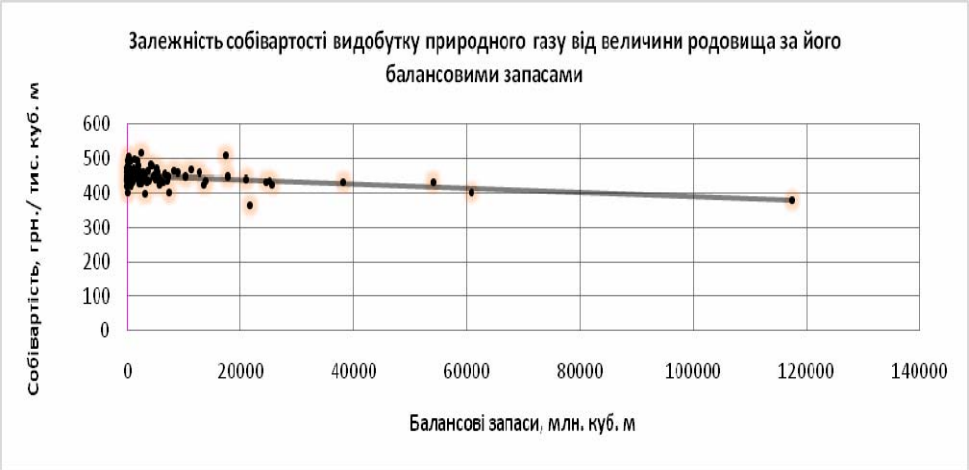


Рис. 9. Залежність собівартості від величини родовища

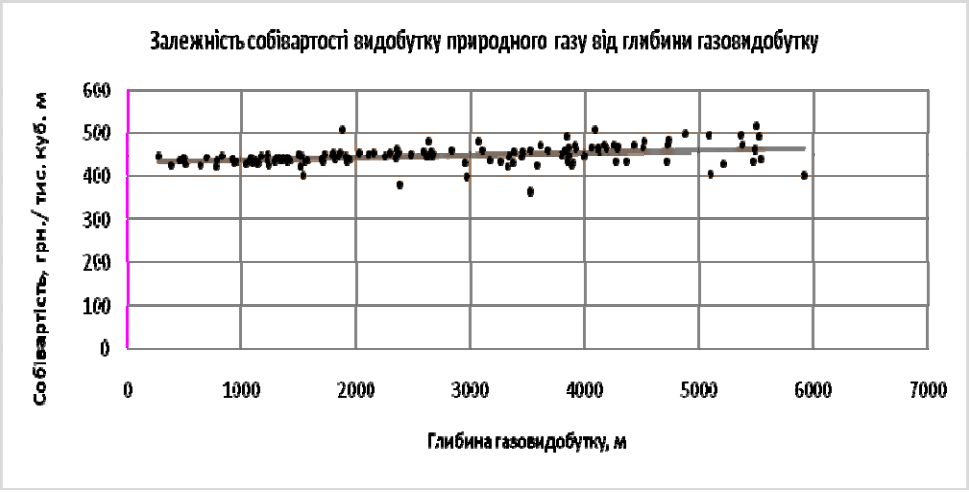


Рис. 10. Залежність собівартості від глибини газовидобутку

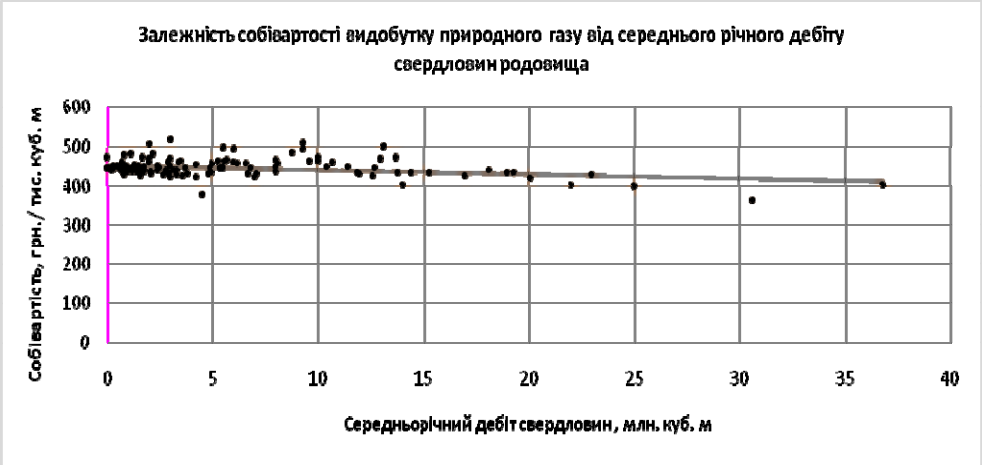


Рис. 11. Залежність собівартості від середньогорічного дебіту свердловин

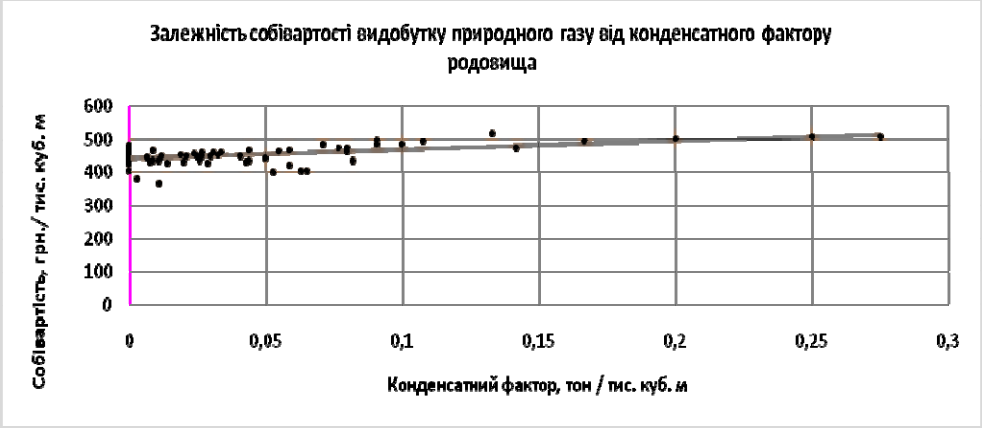


Рис. 12. Залежність собівартості від конденсатного фактора родовища

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

Надалі, використовуючи отримане рівняння регресії (4) для розрахунку операційних затрат по кожному родовищу та середньозважену ціну продажу газу, стає можливим визначити ренту з видобутку газу по кожному родовищу, а також частину ренти – роялті, яка безпосередньо сплачується до державного бюджету. Такі розрахунки пропонується здійснювати із застосуванням таких формул:

$$Ri = \frac{\Sigma_{j=1}^{n} Pj * Qj}{\Sigma_{j=1}^{n} Qj} - Ci \quad , \qquad (1)$$

де *Ri* – рента по *i*-му родовищу, *грн/тис. куб. м* ($i = \overline{1,m}$, де *m* – кількість родовищ);

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

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

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

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

$$r_i = R_i * k /100, \quad (2)$$

де r_i – ставка роялті (частини ренти, що спрямовується до державного бюджету) з видобутку природного газу по *i*-му родовищу, *грн/тис. куб. м*;

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

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

$$r_{i\,(\%)} = \frac{\Sigma_{j=1}^{n} Qj}{\Sigma_{j=1}^{n} Qj * Pj} * r_i * 100, \quad (3)$$

де r_i *(%)* – ставка роялті з видобутку природного газу по *i*-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. затрат з транспортування та зберігання природного газу), *%*.

Для визначення операційних затрат (собівартості газовидобутку – *Ci*) використовується загальне рівняння регресії на основі отриманих коефіцієнтів табл. 2 (за варіантом В-1):

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

де *Y* – собівартість видобутку природного газу, *грн/тис. куб. м*;

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 *i*-му родовищі:

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

де *Ci, Yi* – собівартість видобутку природного газу на *i*-му родовищі, *грн/тис. куб. м*;

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

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

З метою визначення собівартості газовидобутку на будь-якому іншому родовищі, що з якихось причин не потрапили до вибірки зі 133 родовищ, що аналізується, пропонується застосувати зазначене рівняння регресії (4) у тому випадку, коли відомі

точні значення змінних $X_1^i, X_2^i, X_3^i, X_4^i, X_5^i$. У випадках, коли такі дані щодо зазначених змінних стосовно котрогось із родовищ невідомі, для визначення прогнозних операційних затрат нами 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 по кожному родовищу. Незважаючи на дискретну «прив'язку» коефіцієнтів до діапазону факторів, цей метод забезпечує досить високу точність визначення собівартості, що перебуває в межах +/- 5% порівняно з результатами, що дає рівняння регресії (4), тому цей варіант (В-2) можливо розглядати ще й як спрощений і допоміжний та призначений для родовищ, що не увійшли до досліджуваної групи.

А. Матриці коригуючих коефіцієнтів визначення собівартості газовидобутку на родовищі за факторами впливу

$А_1$. За категорією величини родовища (балансових запасів), *млрд куб. м*

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

$А_2$. За глибиною газовидобутку, *м*

До 1000	Від 1001 до 2000	Від 2001 до 3000	Від 3001 до 4000	Від 4001 до 5000	Понад 5000
0,9332	0,9465	0,9733	1,0000	1,0267	1,0423

$А_3$. За середнім річним дебітом свердловин, *млн куб. м*

До 1,0	Від 1,1 до 10,0	Від 10,1 до 20,0	Від 20,1 до 30,0	Понад 30,0
1,0241	1,0000	0,9300	0,8643	0,8315

$А_4$. За конденсатним фактором, *т / тис. куб. м*

До 0,01	Від 0,011 до 0,05	Від 0,051 до 0,10	Від 0,101 до 0,15	Від 0,151 до 0,20	Понад 0,2
0,9955	1,0000	1,0291	1,0559	1,0828	1,0962

$А_5$. За тривалістю розробки родовища, *роки*

До 5	Від 6 до 20	Від 21 до 35	Від 36 до 50	Від 51 до 65	Понад 65
0,9823	0,9845	0,9933	1,0000	1,0067	1,0111

$Б_1$. Прогностична стала за результатами рекурентних обчислень

Q4, 2015			
458			

З метою апробації викладеної методики наведено визначення економічної ренти та її частини роялті для Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, яке має параметри згідно з табл. 1.

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

$Y_{Ябл.} = C_{Ябл.} = 424 - 0{,}00066376 * X_1 + 0{,}01221248 * X_2 - 3{,}05269274 * X_3 + 240{,}70165268 * X_4 + 0{,}22363231 * X_5$= 424 - 0,00066376 * 60824+ 0,01221248 * 5096 - 3,05269274 * 22 + 240,70165268 * 0,065 + 0,22363231 * 31 = 403 грн / тис куб. м.

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

$C_{Ябл.}$ = 458* 0,9378*1,0423* 0,8643 * 1,0291 * 0,9933 = 396 грн / тис. куб. м.

Різниця між результатами обчислень за В-1 та В-2 становить лише 7 грн, або 1,7%.

За ціну продажу природного газу приймаємо фактичну ціну, за якою НАК «Нафтогаз України» офіційно купує природний газ у ПАТ «Укргазвидобування» – згідно з Постановою НКРЕКП від 03.03.2015 р. за № 502 [11], тобто 1590 грн / тис. куб. м (у

зазначеній Постанові середньозважена ціна продажу газу приймається без урахування непрямих податків).

Таблиця 1

Параметри Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища для визначення собівартості газовидобутку

Варіанти вхідних параметрів для обчислення собівартості	**Балансові запаси на 1.01.2014 р. або їх діапазон,** *млн куб. м*	**Максимальна глибина залягання продуктивних горизонтів основного обсягу видобутку за 2013 р. або її діапазон,** *м*	**Середній дебіт свердловин у 2013 р. або його діапазон,** *млн куб. м / рік*	**Конденсатний фактор 2013 р. або його діапазон,** *т / тис. куб. м*	**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)	60824	5096	22	0,065	31
В-2. За коефіцієнтами з матриць А і Б	30100-100000 ⇨ A_1= 0,9378	Понад 5000 ⇨ A_2= 1,0423	20,1-30 ⇨ A_3= 0,8643	0,051-0,10 ⇨ А4= 1,0291	21-35 ⇨ A_5= 0,9933

Отже, враховуючи, що увесь природний газ, видобутий ПАТ «Укргазвидобування», продається ним за ціною 1590 грн / тис. куб. м, то, підставивши значення у спрощену формулу 1, отримаємо ренту з видобутку природного газу на Яблунівському родовищі, яка становитиме: 1590 – 403 = 1187 грн / тис. куб. м.

Надалі, підставляючи значення у формулу 2, за умови розподілу ренти k = 50% у бюджет (власнику надр як роялті) і 50% – підприємству, отримаємо величину роялті по Яблунівському родовищу:

$r_{Ябл.} = R_i * k /100$= 1187 * 50 / 100 = 593,5 грн / тис. куб. м, або $r_{i\,(\%)}$ = 37,3% від ціни продажу газу (цей же відсоток – ставку роялті отримаємо і за формулою 3: (1/(1*1590) * 593,5 *100).

Висновки

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

2. Крім питання зниження ставок платежів з газовидобутку та їх обґрунтованої диференціації залежно від гірничо-геологічних та експлуатаційних умов, у Податковому кодексі України слід уточнити поняття ренти по відношенню до розроблення природних ресурсів, відповідно ввівши поняття *роялті на природні ресурси,* за досвідом розвинених країн світу. До того ж поняття ренти в його економічному, а не у фіскальному контексті є більш узагальнюючим по відношенню до формування доданої вартості у процесі розроблення природних ресурсів, а роялті як плата власнику природних ресурсів є лише частиною природно-ресурсної ренти (рис. 1).

3. Визначення податкових ставок платежів з газовидобутку пропонується на базі диференційованих питомих операційних затрат залежно від умов (факторів) газовидобутку для кожного родовища окремо. Таку диференціацію ставок для кожного родовища слід розглядати як паліативну модель до визначення ставок з урахуванням затрат і доходів по кожній свердловині, як це впроваджено, наприклад, у США та Канаді. То того ж перехід на більш диференційовані ставки роялті відповідатиме дотриманню стандартів EITI (Ініціативи прозорості видобувних галузей), які наразі впроваджуються під кураторством Міненерговугілля України.

4. На основі формування кореляційно-регресійної моделі визначено залежність собівартості газовидобутку від таких 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 діапазонів факторів впливу на собівартість пропонується використовувати для визначення питомих операційних затрат газовидобутку для подальшого визначення ставок роялті для кожного родовища, в т.ч. і для тих, які не враховано у досліджуваній вибірці зі 133 родовищ, за варіантом В-2.

5. Викладений порядок розрахунків з визначення ставок ренти та роялті передбачає використання значного масиву інформації не тільки щодо значень операційних затрат, але й цін продажу природного газу та інших даних. З метою закріплення процедури визначення собівартості газовидобутку по кожному родовищу слід розробити і впровадити Галузеву методику обліку і калькулювання затрат з видобутку вуглеводнів, в якій передбачити окремий облік затрат та можливість запровадження прискореної амортизації основних засобів і алгоритму їх періодичної переоцінки для стимулювання інвестицій для освоєння вуглеводнів. У цьому ж контексті стимулюючих заходів важливим також є обґрунтування коефіцієнтів справедливого розподілу додаткової вартості в процесі газовидобутку між власником надр та підприємством, що здійснює газовидобуток, для розвитку останнього.

6. Пропоновані методи визначення ставок податкових платежів з газовидобутку базуються на даних ПАТ «Укргазвидобування» і рекомендуються насамперед підприємствам системи НАК «Нафтогаз України», НАК «Надра України». Надалі, у міру нагромадження досвіду обліку затрат по кожному родовищу, запровадження й використання Галузевої методики обліку і калькулювання затрат з видобутку вуглеводнів та налагодження процедури систематичного отримання даних про затрати й ціни продажу природного газу й від приватних видобувних компаній, зазначена методика може бути використана як базова для країни.

Список використаних джерел

1. Кодекс України «Про надра»№ 132/94-ВР від 27.07.94 (останні зміни – № 521-VIII від 16.06.15) [Електронний ресурс]. – Доступний з : http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80

2. Податковий кодекс України № 2755-VI від 02.12.10 (останні зміни – № 548-19 від 10.09.15) [Електронний ресурс]. – Доступний з : http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2755-17

3. 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.

4. *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.

5. 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.

6. Oil and Gas Royalty Handbook, 2014 / British Columbia Ministry of Finance. – Victoria, B.C. Canada, 2014. – 191 p.

7. 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.

8. *Міщенко В.С.* Удосконалення рентного регулювання у надрокористуванні / В.С. Міщенко // Економіка України. – 2013. – № 8. – С. 84–96.

9. *Рикардо Давид*. Сочинения / Давид Рикардо. – Т. 1. – М. : Издательство политической литературы, 1955. – 360 с.

10. 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 [Електронний ресурс]. – Доступний з : http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0475-98

11. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 03.03.15 № 502 «Про встановлення ціни на товарний природний газ власного видобутку для ПАТ «Укргазвидобування» [Електронний ресурс]. – Доступний з : http://www.nerc.gov.ua/?id=14774

Надійшла до редакції 11.09.2015 р.

Логацкий В.Н., *канд. экон. наук*
ведущий эксперт Энергетических Программ Центра Разумкова

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАВОК НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ НЕДРАМИ ДЛЯ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Отражены современные проблемы в налогообложении деятельности по газодобыче. Систематизированы основные характеристики современной отечественной ресурсной базы природного газа, особенности и условия осуществления газодобычи в Украине. Предложены направления усовершенствования системы налогообложения газодобычи в Украине, в частности путем дифференциации ставок налогов в зависимости от условий эксплуатации месторождений, к примеру, таких факторов, как: величина месторождения, глубина добычи, дебит скважин, конденсатный фактор и длительность эксплуатации месторождения.

Ключевые слова: *газодобыча, рента, роялти, себестоимость газодобычи, естественно-геологические и эксплуатационные факторы влияния.*

V. Logatskiy, *Ph.D. (Economics)*
Leading Expert, Energy Programmes, Razumkov Centre

IMPROVEMENTS OF THE APPROACHES TO ROYALTIES DETERMINATION FOR THE USE OF SUBSOIL FOR NATURAL GAS RECOVERY

The aim of the article is to improve the taxation system of natural gas recovery in Ukraine. Author has systematized key characteristics of actual domestic natural gas reserves and resources, and features and conditions of natural gas recovery in Ukraine. In order to determine the actual rates of tax payments in fiscal sense for natural gas resources, the author proposes to distinguish the term of royalty as part of the rent as the term in economic sense and gives a schematic arrangement of distribution of the value received from the use of mineral resources.

The author proposes an improvement of the current approaches to tax payments for natural gas recovery based on the determination of the royalty rate for each natural gas field (reservoir). Also, a correlation-regression model is built based on gas recovery cost interdependence from five key geological and operational factors (reserve size, depth of recovery, well flow rate, gas condensate factor, reservoir's life) for 133 natural gas fields under study. The array of these 133 reservoirs accounts for over 85% of Ukraine's gas recovery in 2013. The new approach is applied to royalty rates differentiation and determination for each gas reservoir from the array under study as option 1, and for other potential gas field based on the ranges of the affecting factors of the model as option 2.

The author proposes calculation algorithms and formulas for royalty rates determination as share (%) of natural gas sales price as well as the price (value rate) for the natural unit of gas recovered (in currency for 1000 cubic meters).

In order to prove the proposed approach, the author uses the examples of natural gas recovery operational expenses and royalty calculation by two described options for Yablunivske oil-gas condensate and natural gas field.

In conclusions, the author formulates the main conditions and incentives to increase domestic natural gas recovery based on proposed improvement of royalty determination approach. The author recognizes that the proposed approach requires a large massive of data about expenses and prices of natural gas recovery and sales. At the same time, Ukraine is currently going to apply EITI principles whose implication will help to provide all necessary data for royalty rates determination.

Keywords*: natural gas recovery, rent, royalty, cost of natural gas recovery, geological and operational factors*

References

1. Kodeks Ukrayiny «Pro nadra» № 132/94-BP dated 27.07.94 [Code of Ukraine «About Subsoil» № 132/94-BP dated 27.07.94] (last amendment: № 521-VIII dated 16.06.15). Retrieved from http://zakon2.rada.gov.ua/ laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80 [in Ukrainian].
2. Podatkovyj Kodeks Ukrayiny № 2755-VI dated 02.12.10 [Tax Code of Ukraine № 2755-VI dated 02.12.10] (last amendment: № 548-19 dated 10.09.15**)**. Retrieved from http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2755-17 [in Ukrainian].
3. 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. [in English].
4. Gentile, Nicole (2015). Federal Oiland Gas Royalty and Revenue Reform. Report of Center for American Progress. Washington, D.C. [in English].
5. Petroleum Royalty Regulation, 2009 (2015). Alberta Regulation 222/2008 with amendments up to and including Alberta Regulation 156/2014/. Edmonton, Alberta: Alberta Queen's Printer [in English].
6. Oiland Gas Royalty Handbook (2014). British Columbia Ministry of Finance, Victoria, B.C. Canada [in English].
7. Bundesberg gesetz vom 13, August 1980. (BGBl. I S. 1310) /das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 71 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154)/. Bonn-Berlin [in German].
8. Mishchenko, V.S. (2013). Udoskonalennya rentnoho rehulyuvannya u nadrokorystuvanni [Rent Regulation Improvement in the management of Mineral Resources]. *Ekonomika Ukrainy* [*Economy of Ukraine*], 8, 84–96 [in Ukrainian].
9. Ricardo, David (1955). Sochynenyia [Selected Works], 1. Moscow: Political Literature Publishing House [in Russian].
10. Instrukciya iz zastosuvannya Klasyfikaciyi zapasiv i resursiv korysnyx kopalyn derzhavnoho fondu nadr do heoloho-ekonomichnoho vyvchennya resursiv perspektyvnyx dilyanok ta zapasiv rodovysh nafty i hazu. Zatverdzheno Nakazom Derzhavnoi komisii Ukrainy po zapasakh korysnykh kopalyn vid 10.07.98 № 46 [Regulation for Application of Classification of Reserves and Resources of Minerals of Subsoil State Fund for Geology-economic Study of Promising Resources Areas and Oil and Gas Reservers. Approved by Decree of State Commission of Ukraine for Minerals Reserves dated 10.07.98, № 46]. Retrieved from http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0475-98 [in Ukrainian].
11. Postanova Natsional'noi komisii, scho zdijsniuie derzhavne rehuliuvannia u sferakh enerhetyky ta komunal'nykh posluh (NKREKP) vid 03.03.15 № 502 «Pro vstanovlennia tsiny na tovarnyj pryrodnyj haz vlasnoho vydobutku dlia PAT «Ukrhazvydobuvannia» [Resolution of National Commission for State Regulation of Energy and Utilities (NERC) dated 03.03.15, № 502 «About the price of the commodity natural gas domestic production of PJSC «Ukrgasdobycha»]. Retrieved from http://www.nerc.gov.ua/?id=14774 [in Ukrainian].