

Виленчук А. Н. Проблемы формирования эколого-экономического пространства в контексте регионального развития.

Освещены проблемы формирования эколого-экономического пространства, исходя из интересов регионального развития. Исследованы экологические проблемы Житомирской области, а также выявлены источники техногенной и антропогенной нагрузки на элементы окружающей среды. Проведен сравнительный анализ развития валового регионального продукта с масштабами загрязнения воздушного бассейна области. Обоснованы предложения развития регионального эколого-экономического пространства, в котором должны быть гармонизированы социо-, эколого-экономические проблемы территорий.

Ключевые слова: регион, эколого-экономическое пространство, пространственное региональное развитие, экономический рост, экологическая безопасность, источники загрязнения, опасные отходы.

Vilenchuk O. M. The Problems of Forming Ecological-and-Economic Space in the Context of Regional Development.

The problems of forming ecological-and-economic space are elucidated proceeding from the interests of regional development. Some ecological problems of Zhytomyr region have been studied and sources of anthropogenic loading on the environment have been found. The comparative analysis of gross regional development with regard to the rates of the region's airspace pollution has been conducted. The paper substantiates the suggestions concerning the product of the regional ecological-and-economic space in which socio, economic and ecological problems of territories are to be harmonized.

Key words: region, ecological-and-economic space, regional development, economic growth, ecological, safety, sources of pollution, hazardous wastes.

Надійшло 19.12.2008 р.

УДК 332.6[338:45.622.323]:332.1(477)

Я. С. Витвицький

**Рентоутворюючі фактори у сфері видобування нафти і газу
(на прикладі Західного нафтогазоносного регіону України)**

Встановлено найважливіші рентоутворюючі фактори, залежно від яких повинна здійснюватись диференціація рентних платежів під час видобутку нафти і газу. Подано їх детальну характеристику, обґрунтовано методику кількісного виміру, а також методологію визначення величини рентних платежів з врахуванням встановлених факторів на будь-якому родовищі нафти чи газу.

Ключові слова: нафтогазовидобування, рентоутворюючі фактори, диференціація, рентні платежі.

Перехід до ринкової економіки, формування нових економічних, фінансових і правових відносин визначили необхідність наукового вивчення існуючих закономірностей при встановленні механізму вилучення та розподілу рентних платежів з видобування природних ресурсів [1]. Особливо важливим є вирішення цієї проблеми у сфері нафтогазовидобування, оскільки саме ці природні ресурси на даний час є основними в енергетичному забезпеченні України.

© Я. С. Витвицький, 2008.

Аналіз існуючого механізму вилучення рентних платежів свідчить про те, що при визначенні їх розміру, в основному, забезпечується виконання фіскальної функції, незалежно від природно-геологічних умов розробки конкретного родовища, при цьому з кожним роком роль фіскальної функції посилюється. Завищені нормативи рентних платежів стають непосильним тягарем для нафтогазовидобувних підприємств, що працюють у гірших природно-геологічних умовах, збільшують ступінь їх інвестиційних ризиків і зменшують величину фінансових ресурсів, які можна спрямувати на пошуки нових та вдосконалення розробки існуючих родовищ. Між тим держава як власник ресурсів надр, з одного боку, повинна прагнути вилучити ту частину доходу, що створюється сприятливими природними факторами, а з іншого, – зберегти відносну привабливість нафтогазового комплексу для підприємницької діяльності, враховуючи його базову роль у системі економіки. На часткове вирішення цієї проблеми був спрямований чинний Закон України «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат» [2]. У цьому Законі передбачається диференціація рентних платежів залежно від дебітів свердловин нафтових і газових родовищ та глибини залягання продуктивних горизонтів. Це далеко не повний склад факторів, які визначають умови видобування нафти і газу. Однак, навіть у такому вигляді, починаючи з 2004 р., дію цього Закону було зупинено три рази, згідно із законами про державні бюджети України у відповідні роки. У праці [3] нами запропоновано методика диференціації рентних платежів. Однак це було зроблено тільки для нафтових родовищ.

У зв'язку з цим виникає потреба наукового обґрунтування основних факторів, які слід використовувати для диференціації величини рентних платежів як для нафтових, так і газових та газоконденсатних родовищ, апробації розробленої методики на прикладі окремих родовищ Західного нафтогазоносного регіону України з метою показу її переваг і доцільності впровадження у практику.

Родовища нафти і газу є природними утвореннями, що залягають у земних надрах, і ризики, пов'язані з їх розробкою, спричинені різними природно-геологічними умовами. Норми доходів при їх розробці формуються як абсолютна рента, яка не залежить від конкретних властивостей родовища, і її показники належать у цілому до нафтогазовидобувної галузі і визначаються притаманною їй органічною будовою капіталу, а також як диференціальна рента, що характеризує відмінності у природно-геологічних умовах.

На наш погляд, значення рентних платежів повинні визначати наступні фактори розробки нафтових і газових родовищ.

Природно-геологічні:

1. *Величина видобувних запасів.* Це один з основних рентоутворюючих показників нафтових і газових родовищ. Від запасів родовища залежать обсяг видобутку, можливість використання високопродуктивної техніки і технології, рівень експлуатаційних та інвестиційних витрат. За величиною видобувних запасів родовища нафти і газу поділяють на сім груп [4].

- 1) унікальні – понад 300 млн. т нафти; понад 300 млрд. м³ газу;
- 2) величезні – 100–300 млн. т нафти; 100–300 млрд. м³ газу;
- 3) великі – 30–100 млн. т нафти; 30–100 млрд. м³ газу;
- 4) середні – 10–30 млн. т нафти; 10–30 млрд. м³ газу;
- 5) невеликі – 5–10 млн. т нафти; 5–10 млрд. м³ газу;
- 6) дрібні – 1–5 млн. т нафти; 1–5 млрд. м³ газу;
- 7) дуже дрібні – до 1 млн. т нафти; до 1 млрд. м³ газу.

У Західному нафтогазоносному регіоні України величина початкових видобувних запасів нафтових родовищ коливається у межах від 0,02 до 39,2 млн. т нафти, залишкових видобувних запасів – у межах від 0,02 до 7 млн. т [11; 12].

2. *Природно-екологічні умови розташування.* За природно-географічними та екологічними умовами, які ускладнюють розробку, запаси родовищ поділяють на: запаси родовищ, що розташовані у морі; у межах державних заповідників, заказників, охоронних зон. Всі родовища з такими умовами розробки та розташування відносять до важковидобувних [4], решту можна віднести до родовищ з нормальними умовами. Що складніші природно-екологічні умови розробки та розташування, тим більші витрати при видобуванні запасів нафти і газу. Родовища нафти і газу Західного нафтогазоносного регіону України здебільшого розташовані у нормальних умовах [11; 12].

3. *Складність геологічної будови родовища.* За складністю геологічної будови та фазовим станом вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів незалежно від величини запасів родовищ виділяють такі поклади або експлуатаційні об'єкти [4]:

- простої геологічної будови, що пов'язані з не порушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колекторних властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піскуватості більше 0,7 і коефіцієнт розчленованості менше 2,6) [4];
- складної будови, що мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піскуватості менше 0,7 і коефіцієнт розчленованості більше 2,6) [4];
- дуже складної геологічної будови, для яких характерні як наявність багатозональних флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів [4].

Зрозуміло, що складніша геологічна будова родовища повинна зумовлювати менші рентні платежі при видобутку нафти і газу. Родовища нафти і газу Західного нафтогазоносного регіону України здебільшого мають складну і дуже складну геологічну будову [11; 12].

4. *Режим роботи покладів.* Він впливає на тривалість розробки, рівень точного видобутку вуглеводнів і ступінь їх вилучення з надр, визначає економічні показники.

Виділяють п'ять основних режимів роботи нафтових покладів: активний водонапірний режим, пружноводонапірний режим, газонапірний режим (або інакше його називають режимом газової шапки), режим розчиненого газу та гравітаційний режим. Нафтові родовища, які мають активний водонапірний режим, розробляються найбільш ефективно. При цьому режимі досягають найвищого рівня нафтовилучення (0,6–0,8) та найкращих економічних показників розробки [5]. В Україні водонапірний режим характерний для родовищ Дніпровсько-Донецької западини, особливо її південно-західної частини. Коефіцієнт нафтовилучення в умовах пружноводонапірного режиму може досягати значень 0,4–0,7 [5].

Газонапірний режим характерний для нафтових покладів з відносно великою газовою шапкою або для газових покладів з нафтовою облямівкою. Коефіцієнт нафтовилучення при цьому становить 0,1–0,4 [5].

Родовища нафти Західного нафтогазоносного регіону України здебільшого розробляються в умовах пружно-водонапірного режиму та режиму розчиненого газу. Розробка нафтових родовищ на режимі розчиненого газу малоефективна, а тому коефіцієнти нафтовилучення досягають не більше 0,05–0,3, на родовищах Передкарпаття – 0,1–0,16 [5]. При гравітаційному режимі коефіцієнт нафто-

вилучення, як правило, не перевищує 0,1–0,15 [5]. Рентоутворюючі фактори у родовищ з таким режимом є мінімальними.

Для газових і газоконденсатних родовищ виділяють три основні режими роботи: газовий режим, водонапірний режим, жорстководонапірний режим [10]. Родовища, які мають газовий режим, розробляються з найменшими витратами ресурсів. При цьому режимі досягають найкращих економічних показників.

5. *Глибина залягання покладу.* Цей фактор суттєво впливає на вибір технічних, технологічних і організаційних рішень при розробці родовищ, а також є визначальним при формуванні витрат видобутку. За глибиною залягання продуктивних горизонтів родовищ нафти і газу здебільшого прийнято таку диференціацію: до 2000 м; 2000-3000 м; 3000-4000 м; 4000-5000 м; понад 5000 м. Очевидно, що із збільшенням глибини рентні платежі повинні зменшуватись. У Західному нафтогазоносному регіоні України глибина залягання покладів нафти і газу коливається у межах від 160 м (Бориславське нафтове родовище) до 5700 м (Соколовецьке нафтове родовище), здебільшого глибина залягання продуктивних відкладів становить 1000–4000 м [11; 12].

6. *Проникність колектора.* Цей показник характеризує здатність колектора пропускати через себе рідину чи газ при перепаді тиску. За величиною проникності колектори прийнято поділяти на п'ять груп: дуже високопроникні – понад 1 мкм²; високопроникні – 0,1–1 мкм²; середньопроникні – 0,01-0,1 мкм²; низькопроникні – 0,001–0,01 мкм²; дуже низькопроникні – до 0,001 мкм² [6]. Проникність нафтогазоносних порід має велике значення, оскільки визначає найважливіші параметри розробки родовищ, їх дебітність, і чим вона вища, тим сприятливіші умови розробки. У Західному нафтогазоносному регіоні України проникність колекторів нафти і газу коливається в межах від 0,001 до 0,183 мкм², переважно представлена низькопроникними і середньопроникними колекторами [11; 12].

7. *Ефективна товщина продуктивного пласта.* Ефективну нафтогазонасичену товщину вважають дуже великою, якщо вона більша 100 м, великою при 20-100 м, середньою – 5-20 м, малою – 1-5 м і дуже малою – менше 1 м [6]. Найбільш сприятливі умови розробки у продуктивних пластах з великою ефективною товщиною. У Західному нафтогазоносному регіоні України ефективна товщина колекторів коливається у межах від 2 м до 93 м, переважно становить 10-30 м [11; 12].

Характеристики якості пластових флюїдів:

8. *В'язкість нафти.* В'язкість нафт різних родовищ і навіть окремих пластів одного й того ж родовища змінюється в дуже широких межах: в поверхневих умовах – від 1-2 мПа·с до кількох сот, в пластових – від десятих часток до сотень міліпаскалів на секунду. Із збільшенням в'язкості пластової нафти зменшується гідропровідність, нарастають проблеми при розробці, а отже, величини рентних платежів для родовищ з високов'язкими нафтами повинна бути меншою. У Західному нафтогазоносному регіоні України в'язкість пластової нафти коливається у межах від 0,21 до 10,19 мПа·с [11; 12]. Для більшості нафтових родовищ України характерною особливістю є низька в'язкість пластової нафти, в основному до 5 мПа·с [4].

9. *Вміст сірки у нафті.* За вмістом сірки у нафті родовища поділяють на: з малосірчистими нафтами (до 0,5%), сірчистими (0,51%–2%) та високосірчистими (понад 2%). Загалом сполуки сірки вважаються шкідливими домішками, оскільки вони призводять до корозії обладнання, при розробці знижують якість продуктів переробки, зумовлюють отруєння повітряного басейну та зменшують реалізаційну ціну нафти. У Західному нафтогазоносному регіоні України вміст сірки у нафті коливається у межах від 0,02% до 5,14% [11; 12].

Для газових і газоконденсатних родовищ показником щодо сірки є вміст сірководню у газі. Сірководень присутній у газах не завжди, вміст його переважно становить до 5%, але в окремих випадках може досягати 26% [10]. За вмістом сірководню у газі здебільшого застосовують наступну диференціацію: низький – до 2%; середній – 2% – 5%; високий – понад 5% [10]. Сполуки сірководню вважаються шкідливими домішками, оскільки вони призводять до інтенсивної корозії обладнання при розробці та зумовлюють отруєння повітряного басейну.

10. *Вміст вуглекислого газу.* Вуглекислий газ присутній у газах завжди, переважно у кількостях до 3%–5%, але у рідких випадках його вміст може перевищувати 20%–30%. За вмістом вуглекислого газу здебільшого застосовують наступну диференціацію газових родовищ: низький – до 2%; середній – 2% – 10%; високий – понад 10%. Як і сірководень, вуглекислий газ призводить до вуглекислотної корозії обладнання і є шкідливою домішкою у газах [10].

Стадії та умови розробки:

11. *Стадія розробки родовищ.* Виділяють такі стадії розробки родовищ: освоєння родовищ; стабільного видобутку нафти і газу; значного зменшення видобутку; завершальну стадію [5; 7; 10].

На першій стадії швидко зростає видобуток, однак існують і значні ризики через не оптимальні режими експлуатації свердловин, запізнення систем підтримання пластового тиску, недостатню кількість інформації для оптимізації системи розробки.

На другій стадії підтримується високий рівень видобутку нафти і газу протягом тривалого періоду застосуванням методів інтенсифікації, бурінням і освоєнням резервних свердловин, оптимізацією роботи видобувних і нагнітальних свердловин.

На третій стадії виникають ускладнюючі обставини та додаткові витрати через прогресуючу обводненість продукції, сповільнення темпів видобутку, зменшення фонду свердловин.

Четверта стадія характеризується максимально несприятливими умовами розробки через: високу обводненість, різке зменшення фонду свердловин, мінімальні дебіти, необхідність виконання великих обсягів ремонтних робіт. У Західному нафтогазоносному регіоні України основні родовища здебільшого перебувають на завершальній стадії розробки [11; 12].

12. *Обводненість.* За величиною обводненості умови розробки родовищ нафти і газу поділяють на: з дуже низькою обводненістю – до 20%; низькою – 20–50%; середньою – 50–70%; високою – 50–90%; дуже високою – понад 90%. Передчасне обводнення пластів і свердловин призводить до істотного зниження поточного видобутку нафти, газу і кінцевого нафтовилучення, до великих економічних втрат, пов'язаних із підніманням на поверхню, транспортуванням, підготовкою та зворотним запомпюванням у пласт великих об'ємів води [5]. У Західному нафтогазоносному регіоні України обводненість продукції коливається в межах від 0,34 до 98,6%, для основних родовищ вона становить понад 50% [11; 12].

Стимулюючі фактори:

13. *Темп відбору запасів.* Його називають ще коефіцієнтом кратності запасів, і він розраховується як відношення річного обсягу видобутку нафти чи газу до величини видобувних запасів родовища [8]. Дуже важливо дотримуватись проектних значень даного показника, тобто таких, що дозволяють досягнути максимальної нафтогазовіддачі. За рівнем дотримання темпу відбору видобувних запасів доцільна наступна диференціація величини рентних платежів: коли проектні показники відбору запасів витримуються – рентні платежі при рівності всіх інших факторів повинні бути мінімальними; досягнуті показники відхиляються

від проектних до 50% – рентні платежі при рівності всіх інших факторів повинні бути на середньому рівні; досягнуті показники відхиляються від проектних на понад 50% – рентні платежі при рівності всіх інших факторів за таких умов повинні бути максимальними. Така диференціація рентних платежів пропонується з метою стимулювання нафтогазовидобувних компаній до найбільш ефективного і повного використання запасів вуглеводнів, що залягають у надрах.

14. Рівень досягнення проектних коефіцієнтів нафтогазовилучення. За рівнем досягнення проектних коефіцієнтів нафтогазовилучення доцільна наступна диференціація величини рентних платежів: проектні показники витримуються або перевищуються – рентні платежі при рівності всіх інших факторів за таких умов повинні бути мінімальними; досягнуті показники відхиляються від проектних до 20% – рентні платежі при рівності всіх інших факторів повинні бути на середньому рівні; досягнуті показники відхиляються від проектних на понад 20% – рентні платежі при рівності всіх інших факторів повинні бути максимальними. Даний фактор, як і попередній, пропонується для стимулювання нафтогазовидобувних компаній до впровадження досягнень науково-технічного прогресу щодо підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення.

Використовуючи описаний перелік факторів, необхідно залежно від виду родовища – нафтове чи газове, вибрати характерні для нього фактори і визначити ступінь зміни рентних платежів у частках одиниці залежно від впливу того чи іншого фактора, що називається чутливістю до фактора. Для обґрунтованого визначення величини чутливості можливе застосування методу попарних порівнянь [9], з використанням шкали трансформації якісних оцінок переваги одного фактора перед іншим у кількісні оцінки. Методика та приклад такого визначення чутливості до факторів із використанням методу попарних порівнянь описані нами у праці [3]. З цією метою можливе використання й інших, більш досконалих економіко-математичних методів: експертних, неформальної логіки, факторних і т. п. За результатами такої оцінки даються кількісні характеристики кожного фактора. Шляхом підсумовування знаходять величину рентного коефіцієнта для конкретного нафтового чи газового родовища [3].

Далі необхідно визначити рентні коефіцієнти для відкритих нафтових чи газових родовищ України, наприклад, використавши у першому наближенні дані, опубліковані в Атласі родовищ нафти і газу України [11; 12], визначити середнє значення рентного коефіцієнта і розрахувати рентоутворюючий індекс для конкретного родовища за формулою

$$i_p = \frac{k_{pi}}{k_{p\text{ср}}}, \quad (1)$$

де k_{pi} – рентний коефіцієнт для i -го нафтового або газового родовища;
 $k_{p\text{ср}}$ – середнє значення рентних коефіцієнтів для відкритих нафтових чи газових родовищ України.

Величина рентної плати для конкретного родовища визначається за формулою

$$P_i = P_{\text{баз}} \times i_p, \quad (2)$$

де $P_{\text{баз}}$ – базове значення рентної плати, яке повинно встановлюватися шляхом визначення прогнозних ринкових цін на нафту і газ на найближчий бюджетний рік на основі аналізу тенденцій у динаміці коливань світових цін, за вирахуванням існуючих податків у нафтогазовидобуванні,

Абсолютні значення коефіцієнтів розрахунку ренти нафти і газу

Назва фактора	Нафта	Газ	Конденсат
Коефіцієнт розрахунку ренти нафти	0,56	0,47	0,45
Коефіцієнт розрахунку ренти газу	0,5	0,5	0,5
Коефіцієнт розрахунку ренти конденсату	1,12	0,94	0,9
Базова величина ренти (грн.)	1090	1090	1090
Відкоригована базова величина ренти (грн.)	1233	1025	981

а також виходячи з нормативного значення рентабельності видобутку нафти, газу, конденсату.

У таблиці 1 наведено приклади визначення величин рентної плати з використанням розрахованих рентних коефіцієнтів для деяких нафтових родовищ Західного нафтогазозносного регіону України. Автор не ставив за мету визначення середніх значень рентних коефіцієнтів для відкритих нафтових чи газових родовищ України (у розрахунках прийнятий на умовному рівні 0,5). Це потребує серйозних досліджень та інформації щодо родовищ, яка є здебільшого закритою. Належного обґрунтування потребує і обґрунтування базової величини рентної плати на кожен бюджетний рік (прийнята на рівні 2007 р. – 1090 грн.). Мета розрахунків, наведених у таблиці 1, – показати можливості розробленого методичного підходу та доцільність диференціації рентних платежів.

Як видно з таблиці 1, спостерігається значна диференціація розрахованих величин рентних платежів для окремих нафтових родовищ Західного нафтогазозносного регіону України, які суттєво вирізняються основними рентоутворюючими факторами (величиною запасів, глибиною залягання продуктивних горизонтів, проникністю), що засвідчує доцільність та ефективність застосування розробленого методичного підходу.

Пропонована методика врахування рентоутворюючих факторів усуває основні недоліки існуючого механізму визначення рентних платежів при видобутку нафти і газу, об'єктивно відображає особливості видобутку на родовищах з різними природно-геологічними умовами, є достатньо простою для практичної реалізації і спрямована на стимулювання нафтогазовидобувних компаній до розробки родовищ у відповідності з проектними документами, а також сприяє впровадженню досягнень науково-технічного прогресу у сфері підвищення нафтогазовилучення. Подальші дослідження слід спрямувати на встановлення середніх значень рентних коефіцієнтів окремо для нафтових, окремо для газових родовищ України, а також розробку методики визначення базового значення рентної плати.

Список використаних джерел

1. Данилишин Б. М. Рентна політика в Україні / Б. М. Данилишин, В. С. Міщенко. – К. : ЗАТ «НІЧЛАВА», 2004. – 68 с.
2. Закон України “Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат” // Відомості Верховної Ради України. – 2004. – № 19. – С. 272.
3. Витвицький Я. С. Методика диференціації рентних платежів у нафтовидобуванні / Я. С. Витвицький, М. О. Данилюк // Актуальні проблеми формування рентної політики в сучасних умовах: матеріали Міжнар. наук.–практ. конф. (Київ, 17 травня 2007 р.). – У трьох ч. / РВПС України. – К. : РВПС України НАН України, 2007. – Ч.2. – С. 56–66.

4. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок нафти і газу. – К. : Державна комісія України по запасах корисних копалин при Державному комітеті України по геології і використанню надр, 1998. – 45 с. – (Нормативний документ Держкомгеології України. Інструкція).
5. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. – 3-тє допов. вид. / В. С. Бойко. – К. : Реал-Принт, 2004. – 695 с.
6. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В. Н. Дахнов. – М. : Недра, 1975. – 344 с.
7. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений : изд. 2-е, перераб. и доп / М. И. Максимов. – М. : Недра, 1975. – 534 с.
8. Джонстон Д. Анализ экономики геологоразведки, рисков и соглашений в международной нефтегазовой отрасли; пер. с англ. / Д. Джонстон. – М. : ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. – 464 с. – (Серия «Для профессионалов и неспециалистов»)
9. Оберемчук В. Ф. Стратегія підприємства: Короткий курс лекцій / В. Ф. Оберемчук. – К. : МАУП, 2000. – 126 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / [Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. та ін.]; за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.-Львів, 1996. – 620 с.
11. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. – Т. 4: Західний нафтогазоносний регіон / [Українська нафтогазова академія]. – Львів : УНГА, 1998. – 328 с.
12. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. – Т. 5: Західний нафтогазоносний регіон / [Українська нафтогазова академія]. – Львів : УНГА, 1998. – 713 с.

Витвицький Я. С. Рентообразующие факторы в сфере добычи нефти и газа (на примере Западного нефтегазоносного региона Украины).

Обоснованы основные рентообразующие факторы, в зависимости от которых должна осуществляться дифференциация рентных платежей при добыче нефти и газа. Приведена их детальная характеристика, разработана методика количественного измерения, а также методология определения величины рентных платежей с учетом этих факторов на любом месторождении нефти и газа.

Ключевые слова: нефтегазодобыча, рентообразующие факторы, дифференциация, рентные платежи.

Vytvytsky Ya. S. Rent Formative Factors in the Field of Oil and Gas Extraction (by the Example of the Western Oil-and-Gas-Bearing Region of Ukraine).

Basic rent formative factors depending on which differentiation of the rent payments must be carried out at the oil and gas extraction have been grounded. Their detailed description has been given, the methods of the quantitative measuring, and also methodology of determination of rate of the rent payments, is taking into account these factors on any deposit of oil and gas, have been elaborated.

Key words: oil and gas extraction, rent formative factors, differentiation, rent payments.

Надійшло 06.05.2008 р.