

ПРОБЛЕМИ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА ВУГЛЕВОДНЕВУ СИРОВИНУ В УКРАЇНІ

І.М.Іванченко

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел (03422) 42308,
e-mail: irusyaiv@gmail.com*

Проведено порівняльний аналіз європейських та українських підходів щодо формування цін на вуглеводневу сировину в контексті державної політики їх регулювання. Запропоновано вдосконалювати процедуру проведення біржових торгів як дієвого механізму, що дає змогу на ринкових засадах встановити ціну на відповідні види вуглеводневих ресурсів, поєднуючи попит та пропозицію. Запропоновано реалізовувати на біржі також і природний газ власного видобутку (отриманий понад встановлену норму), що в існуючих умовах уможливить покращити фінансові результати діяльності нафтогазових підприємств.

Ключові слова: ціноутворення на вуглеводневу сировину, аукціонні біржові торги, податкове навантаження, вартість заміщення газу, державне регулювання, попит і пропозиція

Осуществлен сравнительный анализ европейских и украинских подходов по формированию цен на углеродное сырье в контексте государственной политики их регулирования. Предлагается усовершенствовать процедуру проведения биржевых торгов как действенного механизма, который позволяет на рыночных условиях устанавливать цены на соответствующие виды углеродных ресурсов, учитывая спрос и предложение. Предлагается реализовать на бирже также и природный газ собственной добычи (полученный свыше установленной нормы), что в существующих условиях позволит улучшить финансовые результаты деятельности нефтегазовых предприятий.

Ключевые слова: ценообразование на углеродное сырье, аукционные биржевые торги, налоговая нагрузка, стоимость замещения газа, государственное регулирование, спрос и предложение

The comparative analysis of the european and ukrainian approaches for the energy resources pricing are considered from the scope of the state regulation. It is suggested to perfect procedure of conducting of exchange auctions as an effective mechanism, which allows on market principles to set a price on the proper types of hydrocarbon resources, combining demand and supply. Also it follows to realize on an exchange the natural gas of own booty (got over the set norm), that in existent terms will allow to improve the financial results of activity of oil and gas enterprises.

Key words: the pricing of hydrocarbon resources, exchange auctions, tax environment, netback value of gas, state regulation, supply and demand

Вступ. Проблеми ціноутворення стосовно вуглеводневої сировини останнім часом є актуальними як на вітчизняному ринку, так і на іноземному. Це обумовлено особливою роллю, яку нафта і газ відіграють у світі, дефіцитністю вуглеводневих ресурсів, їх вичерпністю. Постійні коливання цін на світових ринках вуглеводнів ускладнюють можливість їх прогнозування з метою резервування фінансових ресурсів в бюджеті чи інших державних фондах для стабілізації цін. До того ж проблеми з постачанням російського газу до України щороку стають каменем спотикання в переговорному процесі.

Тому дослідження проблеми ціноутворення на нафтовому та газовому ринках за умов нестабільності чинного законодавства та низького платоспроможного попиту підприємств та населення є вкрай актуальною за сьогоднішніх умов. Критична залежність організаційної структури внутрішнього ринку газу від умов імпорту вимагає нових рекомендацій щодо вдосконалення існуючих підходів до формування цін, які виключатимуть надмірну політизацію питання поставок енергоресурсів.

Аналіз досліджень і публікацій по проблемі. Проблеми ціноутворення завжди були у центрі уваги таких зарубіжних вчених, як

Кауфман, Гейтлі, Марн, Регнер, Завада, серед російських вчених – В. Єсіпова, В. Тарасевича, які досліджували методи ціноутворення на засадах витратного підходу та його пристосування до умов ринкової економіки. Серед вітчизняних вчених теоретичні основи ціноутворення знайшли відображення у наукових працях І. Лукінова, Я. Плоткіна, П. Беленького, А. Мельника та інших, які досліджували зазначену проблему передусім в контексті управління витратами і результатами та державного регулювання, і зокрема на ринку нафтопродуктів. Дослідження механізмів ціноутворення на вітчизняному та світовому нафтовому ринку сьогодні практично відсутні як з причини його відносної закритості, так і на підставі відсутності інтересу серед дослідників, оскільки цей ринок майже завжди був найбільш регульованим [1]. За умов усе більшої лібералізації цього ринку в процесі глобалізації економіки проблема дослідження процесів ціноутворення на нафту, природний газ та газовий конденсат стає надзвичайно актуальною, а інтерес до неї підсилюється через посилення впливу політичних чинників на механізми ціноутворення.

Результати дослідження. Процес побудови відкритої ринкової економіки в Україні при-

звів до стрімкого максимального наближення країни до світових цін на енергоресурси, яке спостерігається протягом останніх років. Ні для кого вже не секрет, що ціна російської нафти в Україні є світовою та ринковою і нижчою від ціни цієї нафти у Європі лише на вартість її транспортування до східного кордону України. Тому усі цінові тенденції, які притаманні світовому ринку нафти, віддзеркалюються на українському ринку вуглеводнів.

Як зазначає Конопляник А.К. у роботі [2], сучасна контрактна структура світового ринку нафти і механізми ціноутворення на ньому вбудовувались протягом останніх 30-ти років в рамках англо-саксонської моделі побудови відкритого, конкурентного, високоліквідного, саморегулюючого глобального ринку. Тому різкий ріст цін на нафту наприкінці 2007 р. – першій половині 2008 р. і ще більш різке їх падіння останнім часом є закономірним підсумком еволюції контрактної структури світового ринку нафти і механізмів ціноутворення на ньому. Справа в тому, що на нафтовому ринку відбувалася постійна зміна домінуючих видів договорів – від внутрішньокорпоративних в рамках вертикально-інтегрованих компаній до довгострокових, а потім і до короткострокових. Пізніше з'являються разові договори – спотові (з негайною поставкою) і форвардні (з відкладеною поставкою реального товару), що зумовили появу нафтового ринку ф'ючерсів і опціонів.

Основними світовими біржовими майданчиками на ринку нафти є Нью-Йоркська товарно-сировинна біржа (NYMEX) і Міжнародна Нафтова біржа (IPE) в Лондоні. Маркерний сорт нафти WTI (західно-тexasька легка суміш), що є предметом торгівлі на Нью-Йоркській товарно-сировинній біржі, є найліквіднішим енерго-сировинним товаром в світі, на основі якого обчислюється показник рівня ліквідності «чорн» (як відношення об'єму відкритих біржових позицій до об'єму фізичної поставки реального товару). Для WTI даний показник становить близько 700 проти 40 для бензину і 10 – для котельного палива.

Ціноутворення на ринку нафти прив'язане до котирувань нафтових ф'ючерсів на маркерні сорти нафти. Основну роль на цьому ринку відіграють дві групи гравців: хеджери і спекулянти. Хеджери – це виробники і продавці реального товару, тобто «фізичної нафти», які захищені у стабілізації цінових коливань, у встановленні передбачених на довгострокову перспективу цін на нафту. Спекулянти на нафтовому ринку – це торговці нафтовими контрактами, переважно інвестиційні банки та інші категорії фінансових інвесторів, які відкривають свої позиції на ринку, роблячи ставку на те, що ціна буде підвищуватися або знижуватися. Гроші спекулянтів – це високоліквідні фінансові ресурси, які характеризуються мобільністю і здатністю до оперативної міграції у ті сегменти світових валютно-фінансових ринків, де їм забезпечена найвища віддача. Співвідношення частки хеджерів/спекулянтів може бути різною.

Так, за даними Комісії з торгівлі товарно-сировинними ф'ючерсами (КТТСФ) США, у лютому 2007 р. частка спекулянтів на NYMEX складала 30%, у червні 2008 р. – уже 70%. За результатами неформальних опитувань європейських нафтових брокерів, частка спекулянтів на нафтовому ринку складала в кінці 2008 р. 70-80%. З січня 2004 р. по червень 2008 р. число відкритих позицій спекулянтами на NYMEX збільшилось із 900 тис. до 2,9 млн. Протягом цього ж періоду кількість великих гравців також зросла з 220 до 400 [2]. Багато хто з аналітиків пов'язують зростання цін на нафту в кінці 2007 р. – першій половині 2008 р. саме з діяльністю нафтових спекулянтів.

До прикладу, у 2004 р. різко зростає попит на нафту за рахунок переважно Китаю та Індії, що зумовило прогнози високих темпів росту попиту на нафту у наступні роки. В той же час зростають і витрати на видобуток нафти, як результат недоінвестування нафтової галузі в попередні роки (за рахунок низьких цін у 1990-х рр., що дестимулювали інвестиції в нові проекти). Різко скоротились резервні потужності з видобутку у світі (практично до 1% світового видобутку) при тому, що практично весь їх об'єм зосередився у Саудівській Аравії. Вторгнення США в Ірак також сприяло зростанню цін на нафту. За рахунок зазначених чинників розпочалось зростання світових цін на нафту і притік фінансових інвесторів (спекулянтів) із інших сегментів валютно-фінансового ринку, що зумовило різке зростання цін на нафту в кінці 2007 р. – першій половині 2008 р., але і таке ж різке їх падіння останнім часом, що пов'язане із світовою фінансовою кризою, проблемами з ліквідністю у американських інвестиційних банках, які були важливою групою гравців на нафтовому ринку.

Динаміку світових цін на нафту марки BRENT та нафти українського видобутку представлено на рисунку 1.

З наведеного графіка бачимо, що існуючий рівень цін на українську нафту не відображає дефіцитності ресурсу. Система аукціонів з продажу енергоресурсу, що діє в Україні, не розв'язує цієї проблеми, бо функціонує за відсутності основних передумов і принципів такої торгівлі – наявності торгівельного майданчику з вільним виходом на нього нових учасників, наявності налагодженої логістичної інфраструктури, і, головне, – наявності достатньої кількості «вільного» товару та споживачів. Для оцінки запасів вуглеводневих ресурсів Державною Комісією України по запасах корисних копалин вимагається використовувати саме світові ціни ресурсів, тому необхідно здійснювати поступовий перехід до світових цін, використовуючи прозору систему аукціонних торгів.

Сьогодні світова ціна на нафту визначається в рамках конкуренції на глобальному ринку фінансових інструментів між нафтовими (меншою мірою) і не-нафтовими (більшою мірою) деривативами. Іде боротьба між глобальними нафтовими гравцями за максимальну віддачу своїх фінансових інвестицій. Для них ціна на

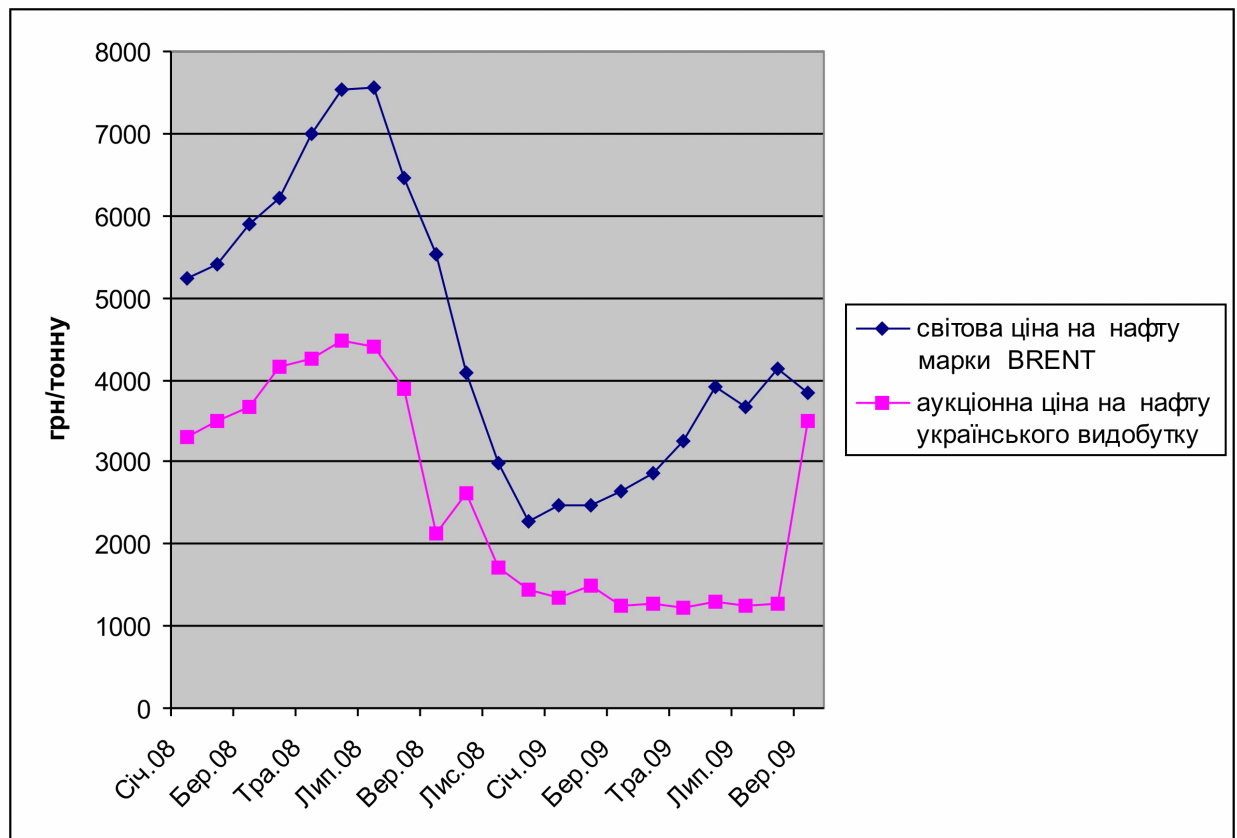


Рисунок 1 – Динаміка світових цін на нафту марки BRENT та нафти українського видобутку за 2008-2009 рр.

нафту є наслідком, частковим компонентом забезпечення оптимальної структури їх інвестиційного пакету.

Таким чином, механізм нафтового ціноутворення є відображенням нового етапу глобалізації, що характеризується високою нестійкістю високоліквідних глобальних фінансових ринків.

Рівень цін української вуглеводневої сировини вже протягом дев'яти років визначається за результатами аукціонних біржових торгів, які проводяться згідно з Постановою Кабінету Міністрів України від 04.04.2000 р. № 599. З 2006 року Міністерство економіки України, крім засобів масової інформації, офіційно розміщує на своєму Web-сайті інформацію щодо котирування цін на українську нафту за результатами аукціонних біржових торгів, які відбуваються щомісячно на Українській міжбанківській валютній біржі та Українській фондовій біржі.

У зв'язку із негативною динамікою витрат на видобуток нафти і газу з'являється необхідність удосконалення економічного механізму регулювання сфери використання природних ресурсів, одним із важливих елементів якого є рентні платежі, які, в свою чергу, залежать від рівня цін на вуглеводневу сировину. На думку авторів [3], значення рентних платежів потребують подальшого обґрунтування і повинні визначатися наступними природно-геологічними та технологічними чинниками: величиною добувних запасів, глибиною залягання покладів,

проникністю колектора, в'язкістю нафти, природно-екологічними умовами розташування, складністю геологічної будови родовища, стадією розробки родовища, обводненістю, темпом відбору запасів, режимом роботи покладів, вмістом сірки у нафті, рівнем досягнення проектних коефіцієнтів нафтовилучення. Врахування зазначених чинників сприяють об'єктивному відображенню особливостей умов видобутку на родовищах з різними природно-геологічними умовами, стимулюють нафтогазовидобувні компанії до розробки родовищ.

Завдяки прийнятим поправкам Верховною Радою до Держбюджету України на 2009 р. нарахування та сплата рентних платежів приводиться у відповідність до динаміки ціни нафти на світовому ринку, що цілком відповідає інтересам держави.

Прив'язка розміру рентних платежів на нафту і газовий конденсат до вартості нафти на Лондонській біржі на даний момент часу сприяє зменшенню податкового навантаження, дає можливість збільшити видобуток нафти шляхом введення нових свердловин, що у свою чергу призводить до збільшення розміру відраховувань податку на прибуток.

Рентна плата за нафту і газовий конденсат щомісяця коригується з урахуванням співвідношення середньої ціни нафти Urals на Лондонській біржі і базової ціни нафти, у якості якої прийнята ціна 100\$ за барель. Також у кожному податковому періоді до ставки рентної

Таблиця 1 – Доведені запаси природного газу в Європі та Євразії [4]

Країна	Трильйони кубометрів	Частка від цілого	R/P співвідношення
Російська Федерація	44,65	75,2%	73,5
Азербайджан	1,28	2,2%	-
Туркменістан	2,67	4,5%	39,6
Узбекистан	1,74	2,9%	29,8
Казахстан	1,9	3,2%	69,8
Україна	1,03	1,7%	54,0
Данія	0,12	0,2%	12,6
Німеччина	0,14	0,2%	9,6
Італія	0,09	0,1%	10,0
Нідерланди	1,25	2,1%	19,4
Норвегія	2,96	5,0%	33,0
Польща	0,11	0,2%	26,4
Румунія	0,63	1,1%	54,4
Сполучене Королівство	0,41	0,7%	5,7
Інша Європа та Євразія	0,43	0,7%	39,4
ЗАГАЛОМ	59,41		55,2

плати за природний газ застосовується коригуючий коефіцієнт. Величина коригуючого коефіцієнта обчислюється Міністерством фінансів України за даними Державної митної служби України шляхом ділення середньої митної вартості імпортного природного газу, що склалася в процесі його митного оформлення під час ввезення на територію України за звітний період на базову ціну, яка дорівнює 179,5 долара США за 1000 куб. метрів.

За розрахунками фахівців, перехід на нову методику розрахунку дав змогу зменшити рентні платежі орієнтовно на 200-300 грн. за тону, проте рентні платежі на газ продовжують зростати. Урегулюванню ситуації сприяло б відновлення дії Закону України «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат», який Верховна Рада призупинила до 1 січня 2010 р. Цей закон передбачає більш вигідний для нафтогазових компаній розрахунок рентних платежів з урахуванням обсягів видобутку, гірничо-геологічних умов і ціни реалізації.

Отже, для успішного функціонування нафтовидобувної галузі необхідно удосконалити механізм ціноутворення на аукціонних торгах, забезпечивши рівні правила участі в аукціонах підприємств різних форм власності, що уможливить на ринкових засадах встановити ціну на вуглеводневий ресурс, поєднуючи попит та пропозицію, а також зменшити податкове навантаження для підприємств з метою покриття експлуатаційних та капітальних витрат на видобуток енергоресурсів.

Що стосується політики ціноутворення на газ в Україні, то тут також існують проблеми.

Як відомо, Україна має значний потенціал у виробництві газу. За рівнем доведених запасів у більш ніж 1 трлн. м куб. Україна займає третє місце в Європі, поступаючись лише Норвегії та Нідерландам за обсягом запасів газу (табл. 1).

Однак, як вказує співвідношення доведених запасів до щорічних обсягів виробництва (R/P), цей потенціал активно не використовується. В дійсності виробництво внутрішнього газу в Україні знизилось зі свого рекордного рівня у 68,7 млрд. куб. м у 1975 р. до 40 млрд. куб. м у 1985 р. та поступово стабілізувалося на рівні між 16 та 22 млрд. куб. м газу з 1990-х рр., головним чином через виснаження запасів, що використовувались до теперішнього часу. В той час, коли існує достатня кількість родовищ, що можуть бути розроблені, низький рівень регульованих тарифів не здатний створити достатніх стимулів. До 2007 р. зростаючі оптові ринкові ціни надавали потужний стимул незалежним розвідувальним та виробничим компаніям для спільної розробки газових родовищ з державними компаніями. Однак, зобов'язуючи всі компанії, що працюють за спільними угодами з державними структурами, продавати газ за регульованими цінами ДК «Газ України», Кабінет Міністрів переважно зупинив ці види діяльності у 2007 р. Сьогодні певна кількість незалежних виробників все ще працюють на ринку, але їх обсяги виробництва не відповідають значному зростанню цін на оптовому ринку.

Як відомо, у континентальній Європі домінуючим механізмом ціноутворення в газовій галузі є визначення його контрактної ціни на базі вартості заміщення газу у кінцевому споживанні. Основні енергоносії, до яких прив'язані ціни на газ в довгострокових експортних газових контрактах, – це мазут і газойль (дизпаливо). У зв'язку зі зростанням цін на нафту і нафтопродукти на світовому ринку, особливо після 2004 р., стали швидко рости і ціни на газ.

Це і стало причиною багатьох дискусій про обґрунтованість прив'язки цін на газ до цін на рідке паливо і про можливість переходу до нової структури ціноутворення на газ. Опоненти

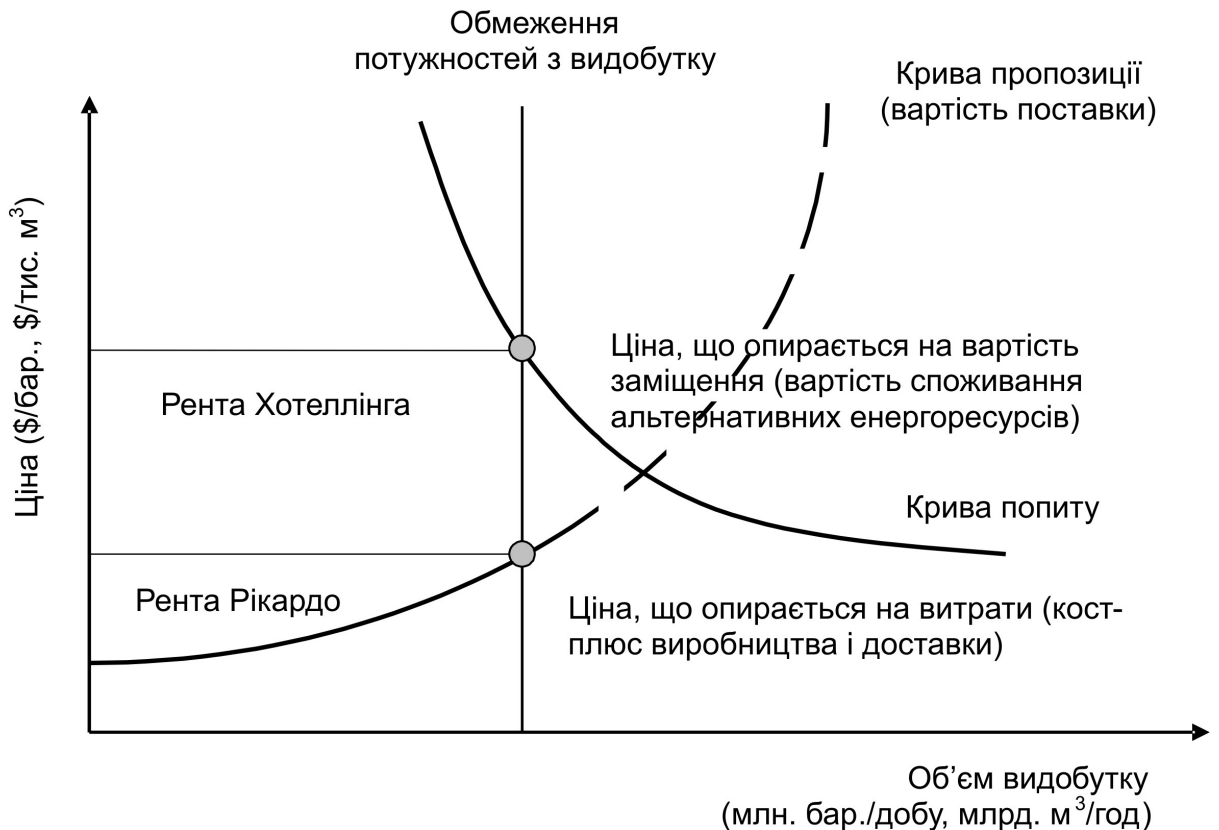


Рисунок 2 – Ціноутворення на невідновлювальний енергоресурс: рента Рікардо і рента Хотеллінга [5]

існуючої системи ціноутворення пропонують прив'язувати ціни на газ до біржових котирувань газу на ліквідних європейських ринках (наприклад, в Національній точці балансування (NBP) Об'єднаного Королівства – віртуальному центрі спотової торгівлі на найбільш ліквідному газовому ринку в Європі) [5].

Прихильники даної теорії притримуються думки, що чим вища ліквідність ринку, тим він є більш конкурентним, що в свою чергу сприятиме формуванню низьких цін на ринку, але в більшості випадків це не підтверджується. Найбільш характерний приклад – поведінка цін на світовому ринку нафти. Цей ринок з кінця 1980-х рр. функціонує в режимі глобального ринку біржових товарів. Спостерігаючи зростання цін на ньому з 1990-х рр., а особливо різко в 2007-2008 рр., і таке нещодавнє їх стрімке падіння, що не можна віднести до довгострокового стійкого впливу конкурентного чинника.

Також ціноутворення на невідновлювальні ресурси не вкладається у рамки стандартної економічної теорії. Існують об'єктивні обмеження виробничих потужностей з видобутку природних ресурсів, що пов'язані з нерівномірністю їх розміщення у надрах земної кори. Залежно від того, чи знаходиться рівень попиту на невідновлювальні енергоресурси вище або нижче можливості виробничих потужностей з видобутку, механізм формування рівноважної ціни, а значить і її рівні, будуть суттєво відрізнятися.

Коли попит на невідновлювальний енергоресурс не перевищує рівня виробничих можливостей з його видобутку (тобто вертикальна лінія на рисунку 2 буде знаходитися правіше точки перетину кривих попиту і пропозиції), рівноважна ціна буде знаходитися на перетині кривих попиту і пропозиції. В цьому випадку країна-виробник отримуватиме лише ренту Рікардо, яка формується на основі внутрішньогалузевої конкуренції – між окремими проектами/родовищами – і дорівнює різниці між витратами видобутку на даному родовищі і граничними витратами, що визначаються рівнем рівноважної ціни.

Якщо в тій або іншій країні рівень попиту на невідновлювальні енергоресурси перевищує можливості власного видобутку, то країна-виробник має право на максимальну економічну ренту від їх освоєння і формування ціни на основі міжгалузевої конкуренції. Ціна газу у цьому випадку формується на основі вартості його заміщення, у країні-виробника з'являється можливість отримати як ренту Рікардо, так і ренту Хотеллінга. Сума цих двох рент складає економічну ренту країни-виробника природних ресурсів.

Таким чином, рівноважні ціни можуть бути двох видів в залежності від того, яка система ціноутворення застосовується: ціна, що опирається на витрати (кост-плюс) виробництва і доставки до споживача, чи ціна, що опирається на вартість заміщення (вартість споживання) аль-

тернативних енергоресурсів у споживача. Обидві зазначені системи ціноутворення є економічно обґрунтованими і прийнятними як для внутрішнього ринку, так і для експортних поставок.

Механізм ціноутворення, що враховує обидва компоненти ресурсної ренти у ціні газу, був вперше запропонований урядом Нідерландів і дістав назву Гронінгенської моделі довгострокових експортних газових контрактів (ДСЕГК). Ринкова ціна газу, що є невід'ємною частиною ДСЕГК, розраховується за спеціальною формулою. Базова формула ціноутворення включала в себе два альтернативних газу електроносії:

– газойль/дизпаливо, що відображає конкуренцію з газом в комунально-побутовому секторі, переважно з питомою вагою 60% у формулі ціни;

– мазут, що відображає конкуренцію з газом у сфері промислової тепло- і електроенергетики, з питомою вагою 40% у формулі ціни.

На даний час газойль/дизпаливо і мазут продовжують залишатися основними структурними елементами у формулах прив'язки ціни газу в рамках ДСЕГК основних європейських газових постачальників. Для ДСЕГК Росії, Норвегії і Нідерландів частка мазуту у формулі ціни знаходиться в межах 35-39%, а газойлю/дизпалива – 52-55%. Сумарна частка цих двох компонентів у формулі ціни становить 87% для норвезьких і по 92% для голандських і російських експортних газових контрактів [5]. Іншими компонентами цінової формули в європейських газових контрактах є вугілля, сира нафта, електроенергія, інфляція, ціна газу, а в деяких випадках частина ціни є фіксованою.

Слід зазначити, що в процесі еволюції механізму ціноутворення відбувається процес адаптації даної формули до нових реалій розвитку енергетичних ринків шляхом розширення номенклатури елементів, що входять до неї і зміни їх питомої ваги, відображаючи конкуренцію між «старими» і «новими» конкуруючими з газом енергоносіями та «старими» і «новими» контрактними формами організації торгівлі газом.

Як уже було зазначено, опоненти сучасної формули прив'язки газових цін пропонують прив'язувати їх до котирувань у центрах спотової торгівлі континентальної Європи. Проте, на думку газового експерта Дж. Стерна [6], проблеми із центрами спотової торгівлі можна окреслити так: недостатній об'єм торгівлі, недостатня ліквідність, ризик цінового маніпулювання зі сторони домінуючих національних гравців. Зрозуміло, що переводити європейські ДСЕГК на ціни такого об'єктивно нестійкого ринку означає створювати додаткові ризики і ставити під загрозу надійність енергопостачання всієї континентальної Європи.

Як і на ринку нафти, показником ліквідності газових ринків виступає показник «чорн». Вважається, що ліквідним ринком називається ринок з середньозваженим показником «чорна» рівним п'ятнадцяти і вище. З цих позицій євро-

пейські ринки газу ліквідними не вважаються. Для Національної Точки Балансування (NBP) Об'єднаного Королівства рівень «чорну» коливається в межах 8-11 за двома винятками: влітку 2006 р. він припіднявся до рівня 14, а влітку 2007 р. – до рівня 21. Пізніше він почав падати і досягнув у другому кварталі 2008 р. рівня 13 [5].

Рівні «чорна» для газових центрів спотової торгівлі континентальної Європи не перевищують 5, знаходяться на рівні 2-3, що в 3-5 разів нижче граничного рівня «чорна» для визнання того чи іншого вузла спотової торгівлі хоча би формально ліквідним. За сьогоднішніх умов перехід до форм ціноутворення, що побудовані на конкуренції «газ-газ», навіть на найліквіднішому європейському газовому ринку, означає прив'язати ціни на газ до нестійкого сегменту ринку з низькою і недостатньою ліквідністю.

Щодо процесу ціноутворення на українському ринку природного газу, то він продовжує залишатися під жорстким державним контролем. Регулюванню підлягають тарифи на транспортування й постачання газу мережею магістральних і розподільних газопроводів, роздрібні ціни на газ для потреб населення та граничні ціни для решти споживачів, що формуються з урахуванням вартості імпортованого газу та витрат, пов'язаних із видобутком власного газу з урахуванням діючих податків на природний газ як товар і витрат, пов'язаних з транспортуванням і постачанням газу споживачем. Для населення тарифи встановлюються НКРЕ за погодженням із Мінекономіки після аналізу складових витрат на видобуток і реалізацію, поданих НАК «Нафтогаз України». Для решти споживачів роздрібні ціни встановлює безпосередньо уряд. Відсутність чіткого алгоритму й установлення періодичності перегляду цін та їхніх складових залишає великий ступінь свободи для регулюючих органів. У результаті – непередбачуваність, зволікання або суб'єктивність при встановленні нових рівнів ціни посилює навантаження на державний бюджет і обмежує інвестиційні можливості підприємств газової галузі.

За всіх недоліків «ручного управління» така система дозволила, на відміну від країн Центральної Європи, зберегти контроль на внутрішньому ринку й забезпечити поступовість зростання цін. Ринкова лібералізація в секторах видобутку та роздрібною продажу була б передчасною в умовах інфраструктурної неготовності газового господарства до таких радикальних змін. З іншого боку, формат відносин на газовому ринку засвідчує існуючу недосконалість контролю держави як регулятора природної монополії, чия політика зводиться до реалізації таких стратегій:

– адміністративне утримання низьких цін на газ для стимулювання розвитку інших секторів економіки. Через певний час така практика призводила до швидкого зношування виробничих потужностей через брак інвестицій;

– свідоме завищення державою цін на газ для подальшого перерозподілу монопольного

прибутку на соціальні потреби. Зі збільшенням масштабів міжнародної торгівлі такий підхід ставав неприйнятним для промислових споживачів, чия продукція втрачала конкурентну перевагу на зовнішніх ринках [7].

Все це створює необхідні передумови для переходу України на ринкові механізми у торгівлі природним газом, спираючись на досвід європейських держав.

Чинні схеми ціноутворення на внутрішньому ринку газу не передбачають безпосереднього регулювання цін на ринках оптових продаж, але встановлюють дві додаткові надбавки на оптові ціни: цільова надбавка (дохід Державного Бюджету) та витрати на реалізацію (дохід НАК “Нафтогаз України”). Дані кошти використовують для перехресного субсидування поставок газу привілейованим споживачам. Однак, неплатоспроможність НАК “Нафтогаз України” наводить на думку, що ця система вичерпала свою економічну життєздатність.

Ціноутворення на внутрішньому ринку газу в Україні формується для трьох груп споживачів: промислові споживачі (включаючи генераторів теплової енергії та підприємства транспортування газу), теплокомуненерго та населення. Для кожного типу застосовуються різні схеми ціноутворення:

а) промислові споживачі:

- купують газ на оптовому ринку за нерегульованими цінами, які визначаються імпортерними цінами і оптовою маржею;

- зобов'язані сплачувати додаткову надбавку на оптові ціни, “витрати на реалізацію”, для покриття витрат ДК “Газ України” від поставок газу іншим групам споживачів;

- сплачують цільову надбавку 12% на оптові ціни та витрати від реалізації;

- сплачують тариф за зберігання, а також середні тарифи на поставку та транспортування.

б) компанії теплокомуненерго отримують газ від ДК “Газ України” за регульованими цінами, встановленими Кабінетом Міністрів України. Вони також сплачують цільову надбавку на дисконтному рівні 2%, а також несуть витрати за транспортування та поставку. Однак, ДК “Газ України” все ще несе збитки від зобов'язання поставляти газ цій групі споживачів, оскільки ціни для теплокомуненерго встановлені на рівні, нижчому за оптові ціни.

в) населення має спеціальні привілеї: річні обсяги споживання газу населенням, що досягають близько 20 млрд. м. куб., відповідають обсягам внутрішнього видобутку газу. Для того, щоб утримувати ціни на найнижчому можливому рівні, три дочірні компанії НАК “Нафтогаз”, які спільно видобувають 93% внутрішнього газу, мають продавати весь видобутий газ за регульованими цінами ДК “Газ України”, який постачає газ населенню. Кабмін встановлює ціни у такий спосіб, щоб покривати витрати газовидобувних компаній, додаючи 4% цільової надбавки, середні витрати за поставку та транспортування, а також ПДВ. Хоча теоретично ця схема має покривати всі витрати, на практиці ціна продажу газу трьома газовидобу-

вними компаніями не покриває всіх виробничих витрат. Таким чином, у НАК “Нафтогаз” накопичуються втрати від продажу газу населенню, в основному у вигляді втраченого доходу від капіталу.

Хоча діючий на українському ринку схеми ціноутворення вдавалось до цього часу досягати своєї головної мети – зменшувати вплив цінних шоків на населення, існують значні проблеми, які спричинює дана система [4]:

По-перше, зобов'язання сплачувати спеціальну надбавку та витрати на реалізацію для промисловості призводить до збільшення оподаткування на більш ніж 10%. Таким чином, промислові споживачі несуть значне навантаження.

По-друге, привілейовані ціни для теплокомуненерго вже спричиняють найбільші втрати в самій системі. В той же час, збереження привілейованих цін зменшує стимули для проведення структурних реформ у секторі комунального теплопостачання, в якому місцева влада встановлює тарифи на тепло на доволі низькому рівні таким чином, що компанії з теплопостачання не мають можливості покривати витрати.

По-третє, зобов'язання дочірніх компаній НАК “Нафтогаз” постачати газ внутрішнього видобутку населенню за регульованими цінами створює ряд проблем, зокрема неможливість відшкодувати капітальні витрати за рахунок низьких цін не сприяє залученню інвестицій у сектор внутрішнього видобутку газу в Україні.

Четверта проблема, спричинена діючою схемою ціноутворення на внутрішньому ринку газу, пов'язана з компанією НАК “Нафтогаз України”, яка є дуже важливою для надійного функціонування української газової системи, а її потенціал інвестувань у великомасштабну інфраструктурну модернізацію є важливим для майбутнього розвитку. Отже, якщо незважаючи на те, що проведення структурних реформ, таких як подальше відокремлення систем транспортування та розподілення, може бути потенційно вигідним, все ж слід уникати різкого припинення діяльності компанії.

Хоча принципи державного регулювання газової галузі та контролю над процесом ціноутворення уніфіковані серед європейських країн і багато в чому збігаються з українськими (адміністративне встановлення тарифів для населення, розмежування ціни газу й тарифів на його постачання та транспортування, диференціація цін обернено пропорційна до обсягів споживання (щоправда, в Україні – навпаки)), ціновий паритет у кожній державі може відрізнятися від усереднених загальноєвропейських рівнів, бо він залежить від конкретних економічних умов: моделі національного газового ринку, методів і можливостей державного регулювання галуззю, структури споживачів, технологічного рівня промислового виробництва, добробуту громадян, зрештою – кліматичних умов і місцевих традицій. Тому формулювання універсальної формули для розрахунку оптимального рівня цін реалізації газу та визначення ко-

ректного цінового паритету між споживачами видається неможливим

Відсутність об'єктивної внутрішньої бази для формування ринкової ціни газу є однією з основних причин суперечностей при визначенні ціни на російський газ. Прив'язка до світових цін на нафту (приміром, як у Латвії) не була б виправданою: по-перше, вітчизняні підприємства не купують нафти на європейських біржах; по-друге, пряма прив'язка призвела б до значного подорожчання газу (залежно від цінового паритету між категоріями споживачів – у 2-10 разів).

Як вказано у роботі [7], аналіз динаміки розвитку країн Східної Європи показав доцільність випереджаючого зростання роздрібних цін над збільшенням доходів громадян і зростанням макроекономічних показників. Тому ціна для всіх споживачів повинна бути досить високою, щоб покривати витрати на видобуток і постачання газу, стимулюючи при цьому економію його використання. Для населення вважасться доцільним планомірно і поступово підвищувати роздрібні ціни до рівня цін альтернативних видів палива, відновлюючи ціновий паритет з іншими категоріями споживачів.

Висновки. Ринкові механізми ціноутворення на вітчизняному ринку вуглеводнів лише починають формуватися, тому потребують удосконалення і рекомендацій, які спираються на досвід європейських держав. Для відображення дефіцитності енергоресурсів необхідно здійснювати поступовий перехід до світових цін, використовуючи прозору систему аукціонних торгів, забезпечуючи основні передумови і принципи такої торгівлі, яких в Україні, на жаль, не дотримуються. Для зменшення податкового навантаження для нафтогазовидобувних підприємств потрібно відновити дію Закону України «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат», що передбачає більш вигідний для нафтогазових компаній розрахунок рентних платежів з урахуванням обсягів видобутку, гірничо-геологічних умов і ціни реалізації, і який Верховна Рада призупинила до 1 січня 2010 р.

Ціна на газ в Україні за довгостроковими контрактами із Газпромом повинна визначатися за такою формулою ціни, яка не залежить від особистих уподобань чи інтересів будь-кого, а враховує нові реалії розвитку енергетичних ринків шляхом розширення номенклатури елементів, що входять до неї і зміни їх питомої ваги. З метою забезпечення стійкого розвитку українського нафтогазового сектору необхідно використати доволі немалий потенціал власних вуглеводневих ресурсів із залученням інвесторів. Для цього необхідно внести значні зміни в законодавство про надрокористування, в першу чергу, зменшивши роль Кабміну при видачі ліцензій, максимально надавши регулюючу роль саме законодавству, а також ліквідувати цінову диспропорцію між газом власного видобутку та газом, який імпортується. Реформування НАК «Нафтогаз України», що передбачає

відокремлення збиткових зобов'язань щодо постачання та їх передачу окремому утворенню, також є однією з важливих прерогатив надійного функціонування української газової системи.

Література

1 Безсмертна О. Ціноутворення на ринку нафти і газу через механізм біржових торгів [Текст] / О. Безсмертна // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2007. – №594. – С. 178-182.

2 Конопляник А. О причинах взлета и падения нефтяных цен [Текст] / Андрей Конопляник // Нефть и газ. – 2009. – №2. – С.24-36.

3 Витвицький Я.С. Методика диференціації рентних платежів у нафтовидобуванні [Текст] / Я.С. Витвицький, М.О. Данилюк // Матеріали міжнар. наук.-практ. конф., м. Київ, 17 травня 2007 р. – У трьох частинах /РВПС України. – К.: РВПС України НАН України, 2007. – Ч.2. – 256 с.

4 Фердінанд П. Проблема «Європейських газових цін в Україні» [Текст] : серія консульт. робіт / П. Фердінанд, І. Юзефович; Німецька консультативна група, Ін-т екон. досл. та політ. консультацій. – К.: Ін-т екон. досл. та політ. консультацій, 2008. – 15 с.

5 Конопляник А. Ценообразование на газ в континентальной Европе: формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке разовых сделок? [Текст] / Андрей Конопляник // Нефть и газ. – 2008. – №10. – С.58-76.

6 Stern J. Is there a Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? – OIES NG 19, 2007. – 47 p. – ISBN 1-901795-59-4 978-1-901795-59-2

7 Подолець Р. Газовий ринок у контексті геополітичних балансів [Текст] / Р. Подолець // Віче. – 2009. – №4.

*Стаття поступила в редакційну колегію
15.09.09*

*Рекомендована до друку професором
М. О. Данилюком*