

ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 622.324:338.5

І.Ч. ЛЕЩЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр.,
О.В. СТОГНІЙ, канд. техн. наук,
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172,
м. Київ, 03680, Україна

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГАЗОВИДОБУВНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

Виконано аналіз ресурсної бази газовидобувної промисловості, оцінено поточний стан і визначено основні проблеми її розвитку та функціонування. Сформульовано основні технологічні, економічні та організаційні заходи для нарощування видобутку природного газу в Україні. Розроблено прогноз видобування природного газу в Україні на перспективу до 2040 року. Оцінено обсяг інвестицій у газовидобувну галузь, необхідних для досягнення прогнозних показників видобутку.

Ключові слова: газовидобувна галузь, поточний стан, прогнозування, обсяг видобутку, собівартість видобутку.

На сьогодні газова галузь є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України. І хоча останніми роками частка природного газу в структурі кінцевого споживання первинної енергії скорочується (за даними Державної служби статистики України у 2012 році вона становила 36,4%, у 2013 – 35,8%), та все ж вона залишається найбільшою. Тому незважаючи на скорочення на 16% споживання газу в Україні у 2014 році – до 42,6 млрд м³ у порівнянні з 50,4 млрд м³ у 2013 році, нарощування власного видобутку природного газу є ключовим питанням енергетичної безпеки держави.

Водночас, газовидобувний сектор нашої країни залежить від стану світових газових ринків, яким зумовлюються ціни на цей енергоресурс, наявність і доступність на ринку сучасних технологій видобутку традиційного та нетрадиційних газів тощо. Необхідно також брати до уваги специфіку газової галузі, яка полягає в тому, що технологічний цикл від видобутку до

реалізації готової продукції не є самодостатнім. Розвідка і видобуток природного газу потребують вкладення значних коштів, які можна компенсувати лише при реалізації продукції. Таким чином, лише економічно збалансований замкнений технологічний цикл від пошуку й розвідки родовищ до збуту газу дає можливість галузі розвиватися.

Україна володіє достатньою ресурсною базою для покриття власних потреб у природному газі. На її території відкрито понад 120 газових родовищ – у Східному регіоні (Дніпровсько-Донецька западина і північно-західна частина Донбасу), Західному (Волино-Подільська плита, Прикарпаття, Карпати і Закарпаття) та Південному (Причорномор'я, Крим і шельф Чорного та Азовського морів). За даними НАК «Нафтогаз України» розвідані запаси природного газу в країні становлять 1 094 млрд м³, прогнозні ресурси – 4 292 млрд м³. В акваторії Чорного та Азовського морів у межах виключної морської економічної зони України розвідані запаси оцінюються у 48 млрд м³, прогнозні ресурси – 1 751 млрд м³.

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, О.В. СТОГНІЙ, 2015

Майже половина нерозвіданих ресурсів вуглеводнів пов'язана з Дніпровсько-Донецьким басейном, де, за оцінками вчених [1], має бути відкрито принаймні ще 5 великих, 20 середніх і понад 500 малих родовищ.

Обсяги видобутку природного газу в Україні за часи незалежності були нестабільними. До 1993 року мало місце стійке падіння видобутку, у 1994–2000 роках внаслідок проведеного комплексу заходів з підвищення ефективності використання виробничої та ресурсної бази, застосування методів інтенсифікації роботи свердловин на старих родовищах річний видобуток було стабілізовано на рівні 18,0–18,2 млрд м³. У період 2001–2009 років видобуток зростав (за виключенням 2007 року), у 2010–2011 роках мало місце його скорочення, а у 2012–2013 роках – знову незначне збільшення. За даними НАК «Нафтогаз України» у 2014 році власний видобуток (з урахуванням видобутку ПАТ «Чорноморнафтогаз» за I квартал 2014 року) дорівнював 20,5 млрд м³. Хоча на сьогодні на підприємства НАК «Нафтогаз України» припадає близько 90% видобутку газу та 96% обсягів робіт з пошуково-розвідувального буріння, які забезпечують 99% приростів розвіданих запасів вуглеводнів, але останніми роками поступово зростала частка приватних компаній у видобутку газу в Україні. Так, у 2014 році вони забезпечили близько 16% видобутку (3,3 млрд м³), тоді як 10 років тому їх частка не перевищувала 3%.

Нестабільність обсягів видобутку газу в нашій країні пов'язана з тим, що викривлені тарифи на газ власного видобутку, які не покривають витрат на його виробництво, не дають можливості видобувним компаніям інвестувати кошти у розвиток галузі, що призвело до скорочення обсягів геологорозвідувального буріння з 212 тис. м у 2004 році до 97 у 2014 році, експлуатаційного – з 254 тис. м у 2006 році до 113 у 2014 році (за даними НАК «Нафтогаз України»). Як наслідок, протягом останніх 10 років щорічний приріст запасів газу в Україні ледве покриває його видобуток, а коефіцієнт заміщення видобутих обсягів газу новими запасами в останні 20 років нижче 100% [2].

Варто зауважити, що через окупацію Криму Україна втратила майже 2 млрд м³ газу щорічно (10% видобутку) та контроль над активами державної компанії «Чорноморнафтогаз» і над

чорноморським шельфом, де працювали дві сучасні плавучі установки, придбані НАК «Нафтогаз» у 2010–2011 роках. Певна частина видобувних потужностей знаходиться на окупованій території Донбасу, де втрати видобутку оцінюються близько 50 млн м³ газу.

Суттєвий вплив на обсяги власного видобутку газу можуть мати зміни у податковому законодавстві на 2014–2015 роки щодо розмірів ставок рентної плати за користування надрами для видобутку природного газу. Поточний максимум рентної ставки в Україні (70%) наближає її до таких потужних нафто- і газовидобувних країн, як Казахстан і Норвегія, де рентна ставка становить 70% та 78% відповідно. При цьому у багатьох країнах податки стягуються з прибутку, а не доходу, як це робиться в Україні. Оскільки видобуток газу за умови виконання договорів про спільну діяльність також обкладається ставкою у 70% від вартості товарної продукції підприємства, існує реальна загроза відпливу іноземних інвестицій з цього сектору. Хоча на сьогодні Україна потребує залучення іноземних інвесторів та технологій для нарощування видобутку газу.

Політика щодо надмірного оподаткування діяльності з видобутку природного газу може привести до того, що власний видобуток в Україні буде падати, особливо у недержавних компаній, а споживачі нашої країни, купуючи імпортований газ, будуть інвестувати у розвиток газовидобування в інших країнах. Зокрема, за січень-липень 2015 року згідно з даними Держстату видобуток газу скоротився на 2,3% порівняно з аналогічним періодом минулого року. За деякими оцінками скорочення видобутку приватними компаніями у поточному році може становити близько 1 млрд м³, оскільки через високу ставку рентної плати вже цього року ці компанії почали скорочувати капітальні видатки на модернізацію виробничих потужностей та операційні витрати.

Українські запаси природного газу мають ряд особливостей, які суттєво впливають на умови видобутку, а, отже, і на його собівартість. Абсолютна більшість родовищ експлуатується 40–60 років, що зумовлює високий ступінь виробленості початкових запасів, який за різними оцінками становить 60–75%, видобуток газу ведеться в умовах постійного падіння пластового тиску. Запаси газу розпорощені по

багатьох дрібних (1–5 млрд м³) та дуже дрібних (до 1 млрд м³) родовищах. Має місце велика глибина залягання перспективних родовищ газу, середня глибина буріння для видобутку газу становить близько 3500 м, а максимальна вже перевищує 6000 м. Понад 15% розвіданих запасів відноситься до важковидобувних, для вилучення яких необхідне впровадження новітніх технологій. Використання застарілих технологій інтенсифікації видобутку газу призводить до того, що кінцевий середньозважений коефіцієнт вилучення початкових запасів газових родовищ не перевищує 0,85, а за деякими оцінками є навіть нижчим. На балансі НАК «Нафтогаз України» нараховується близько 2,3 тис. газових свердловин, які не використовуються, хоча практично не існує проблем технічного та технологічного характеру для введення їх в експлуатацію [3].

Суттєві додаткові перешкоди нарощуванню видобутку газу в Україні створює недосконалість законодавства, яке регулює відносини в сфері надрокористування, та земельного законодавства у частині отримання документів на право користування земельними ділянками, відсутність диференційованого підходу до формування ставки плати за користування надрами, який не враховує ступінь виробленості родовищ.

При вирішенні задачі прогнозування довгострокового розвитку газової промисловості країни важливим є правильно оцінена собівартості видобування газу. Останніми роками при визначенні вартісних показників об'єктів газової галузі використовується поняття «життєвий цикл» – період, протягом якого здійснюється їх проектування, будівництво, експлуатація, реконструкція, капітальний ремонт, консервація (розконсервація), ліквідація. Оскільки собівартість послуг технологічного об'єкта суттєво залежить від умов роботи, часу введення в експлуатацію, цін на матеріальні та трудові ресурси, для усунення цього недоліку використовується середньозважена собівартість послуг технологічного об'єкта саме за життєвий цикл. Для її визначення використано модель життєвого циклу родовища газу, розроблену в Інституті загальної енергетики НАН України, яку докладно описано в [4].

У зв'язку з розвитком у світі технологій видобутку нетрадиційних газів та виявленням

їх покладів на території України, з 2011 року до переліку корисних копалин загальнодержавного значення віднесено газ сланцевих товщ та газ центрально-басейнового типу щільних колекторів. Отже, при аналізі стану й перспектив розвитку газовидобувної галузі необхідно враховувати той факт, що крім видобутку традиційного природного газу в країні найближчим часом може проводитись розвідка та видобуток і нетрадиційних газів – сланцевих товщ, центрально-басейнового типу, а також газу з покладів у межах континентального шельфу та морської економічної зони України, які мають свої технологічні, економічні та екологічні особливості. Отже, для задачі прогнозування розвитку газової галузі доцільно розглядати як окремі технології:

- видобуток традиційного газу на родовищах, які вже експлуатуються і, що типово для України, знаходяться у режимі спадаючого видобутку. Це зумовлює необхідність додаткових витрат на впровадження технологій інтенсифікації видобутку газу;

- видобуток традиційного газу на нових родовищах, які тільки планується вводити в експлуатацію;

- видобуток сланцевого газу;

- видобуток газу щільних колекторів;

- видобуток газу на мілководному шельфі;

- видобуток газу на глибоководному шельфі.

Оскільки докладна інформація про кожне родовище в Україні відсутня, у відкритій пресі немає даних стосовно конкретних технологій видобутку, що застосовуються на кожному родовищі, то для визначення техніко-економічних показників видобутку газу доцільно застосувати укрупнений підхід. При визначенні собівартості видобування газу в якості технологічної одиниці розглядається середньостатистичне родовище з видобутку газу певного типу. Наведений розподіл родовищ за умовними групами зумовлений тим, що для кожної групи характерна своя потреба в обсягах інвестиційних, трудових та матеріальних ресурсів. Але умовно приймається, що у середині групи ці витрати будуть однакові.

Характерними рисами українських родовищ традиційного газу є буріння в основному вертикальних видобувних свердловин, будівництво наземної інфраструктури, як правило, в одному

Таблиця 1 – Економічні умови розробки українських родовищ (у цінах 2012 року) [5]

Показник	Одиниця виміру	Значення	
		мінімальне	максимальне
Середня вартість капіталовкладень у геологорозвідувальні роботи до відкриття родовища	млн грн	20 – 50	50 – 100
Середня вартість розвідки родовища та оцінки його запасів	млн грн	100 – 200	300 – 500
Середня вартість облаштування родовища для промислового видобутку	млн грн	200 – 300	1 000 і більше
Середня собівартість видобутку 1 тис. м ³ газу	грн	400	800

місці, необхідність підтримки рівнів видобутку на пізніх стадіях розробки родовища (інтенсифікація свердловин, підтримання пластового тиску) [5]. Це зумовлює економічні характеристики середньостатистичного родовища традиційного газу в умовах України, які наведено у табл. 1.

Для родовищ глибоководного шельфу (глибина більше 2000 м) характерна висока вартість розвідки, значні капіталовкладення у видобуток та інфраструктуру. Також існує висока невизначеність відносно успішності подібних проєктів. За оцінками компанії Baker Tilly International, виконаними у 2012 році [2], собівартість видобутку на глибоководному шельфі перебуває в діапазоні 600–1000 грн/тис. м³ (у цінах 2012 року). Прогнозний обсяг на 2030 рік було оцінено в 7–9 млрд м³ на рік. Інвестиції у проведення всіх робіт для підготовки й початку промислового видобутку в зазначених обсягах оцінено на рівні 80–90 млрд грн.

За оцінками [2] (у цінах 2012 року) ресурси газу щільних колекторів в Україні дорівнюють 2–8 трлн м³, а прогнозна собівартість його видобутку може становити 1500–2200 грн/тис. м³. Потенціал видобутку газу з родовищ цього типу в 2030 році може становити 7–9 млрд м³, для чого знадобляться інвестиції у розмірі 55–65 млрд грн. Прогнозна собівартість видобутку сланцевого газу в Україні, ймовірно, буде в діапазоні 2100–2800 грн/тис. м³, потенціал його видобутку до 2030 року оцінено на рівні 6–

11 млрд м³, для реалізації якого необхідні інвестиції в розмірі 35–45 млрд грн.

Водночас, згідно з висновками IHS CERA [6], до 2035 року Україна зможе видобувати близько 60 млрд м³ газу на рік, на що необхідні інвестиції у розмірі приблизно 10 млрд дол. США на рік протягом 2012–2035 років (без урахування інвестицій у пов'язану з видобутком інфраструктуру). За оцінками фахівців IHS CERA капітальні витрати тільки у видобуток сланцевого газу і метану вугільних пластів можуть досягти рівня 2–3,5 млрд дол. США на рік.

У табл. 2 наведено прогнозні значення питомих інвестицій у видобуток традиційного і нетрадиційного газу в Україні, сформовану на основі результатів досліджень [2, 6], експертних оцінок вітчизняних фахівців галузі.

З використанням математичних та програмно-інформаційних засобів, розроблених в Інституті загальної енергетики НАН України, було виконано оцінку прогнозованої собівартості видобутку газу в Україні (середньої за життєвий цикл умовного родовища). При виконанні розрахунків було зроблено припущення, що до 2020 року в Україні почне діяти ринок природного газу, і держава відмовиться від регулювання ціни на газ для промисловості та населення. За таких умов рентна плата за користування надрами для видобування природного газу буде обчислюватись від вартості газу, проданого за ринковими цінами, а видобувне підприємство при визначенні ціни продажу газу на ринку має

Таблиця 2 – Необхідний обсяг питомих інвестицій у видобуток газу в Україні

Тип родовища	Питомі інвестиції, млн дол. США/млрд м ³	
	мінімальні	максимальні
Старі родовища традиційного газу	145	210
Нові родовища традиційного газу	370	490
Щільних колекторів	800	980
Мілководного шельфу	300	450
Глибоководного шельфу	850	970
Родовища сланцевого газу	730	930

врахувати необхідність здійснення цього платежу. Оскільки для визначення вартості проданого газу враховувалось ринкове ціноутворення, то для газу, що видобувається з глибин до 5000 м, було застосовано нижчу ставку – 55%. Для газу щільних колекторів та сланцевого газу було застосовано ставку рентної плати – 28%, оскільки глибина їх залягання, як правило, більше 5000 м. Результати виконаних розрахунків для газу, що видобувається з родовищ різного типу, наведено у табл. 3.

Розраховані прогнозні значення собівартості послуг з видобутку газу для типових родовищ близькі до експертних оцінок фахівців галузі.

Системний аналіз стану ресурсної бази та особливостей родовищ традиційного і нетрадиційного газу в Україні, результатів наукових досліджень у галузі геологічної науки щодо здатності родовищ вуглеводнів до постійного розвитку, внаслідок чого має місце явище зростання запасів вуглеводневих покладів на стадії

високого ступеня виробленості родовища, поточного стану газовидобувної галузі, тенденцій її функціонування та розвитку за останні 20 років, економічної та політичної ситуації в Україні та світового досвіду видобування традиційного та нетрадиційних газів, порівняно з регіонами, які мають родовища зі схожими характеристиками, дозволив сформулювати прогноз видобутку природного газу в Україні на перспективу до 2040 року. Під час формування прогнозу було враховано результати наукових досліджень [2, 6], оцінок експертів галузі, використано матеріали фахівців НАК «Нафтогаз України».

Прогноз побудовано за такими припущеннями. Після 2017 року в країні починає працювати повноцінний ринок природного газу, держава перестає регулювати ціни на природний газ, субсидуючи малозабезпечені верстви населення, впроваджено ефективну податкову та інвестиційну політику в галузі. Фінансові надходження від продажу видобутого газу підпри-

Таблиця 3 – Результати розрахунку середньозваженої собівартості та ціни видобутку традиційного та нетрадиційного газу, дол. США/ тис. м³

Тип родовища	Собівартість	Ціна
Родовища традиційного газу, що розробляються	55	145
Нові родовища традиційного газу	75	170
Газ глибоководного шельфу	114	214
Сланцевий газ	244	455
Газ щільних колекторів	180	360

ємства інвестують у геологорозвідувальне та експлуатаційне буріння, облаштування нових родовищ, інтенсифікацію видобутку.

Виходячи з особливостей запасів традиційного природного газу, прогнозується, що на перспективу до 2040 року буде проводитись розробка родовищ традиційного газу, у тому числі, за умови економічної доцільності, малодебітних та дрібних і дуже дрібних. Збільшення видобутку буде досягнуто за рахунок застосування сучасних технологій розвідки, буріння свердловин (у тому числі з горизонтальними стовбурами та багатостовбурних, буріння на великих глибинах) та інтенсифікації видобутку, будівництва нових дотискних компресорних станцій, заміни у сайклінг-процесі природного газу на азот, впровадження капітальних ремонтів свердловин, оптимізації видобутку методами попередження та усунення ускладнень експлуатації свердловин тощо.

Останніми роками науково доведено і практично підтверджено, що родовища нафти і газу є системами, що постійно розвиваються, отже, має місце явище зростання запасів вуглеводневих покладів на стадії високого ступеня виробленості. За попередніми оцінками щорічний приріст запасів від цього може становити від 3 до 5 млрд м³ [3].

Прогнозується продовження освоєння шельфу Чорного та Азовського морів. Але за тимчасової окупації території Кримського півострова іноземні компанії не будуть брати участь у видобутку газу на чорноморському шельфі. Оскільки за оцінками фахівців для глибин до 5 тис. метрів одна розвідувальна свердловина може коштувати від 5 до 50 млн дол. США, а морські родовища, як правило, починають окупатись через 7–15 років, у найближчій перспективі не можна розраховувати на

значне збільшення видобутку газу з родовищ глибоководного шельфу.

З нетрадиційного газу для України найбільш перспективним є газ центрально-басейнового типу щільних колекторів, який схожий з традиційним газом за методиками геологічної розвідки і стосовно якого виконані регіональні дослідження його поширення. Але зважаючи на те, що основні поклади цього типу знаходяться у Дніпровсько-Донецькій западині частково на територіях, близько до яких на даний час проходять боєві дії, активна розвідка може розпочатися не раніше 2020 року, а про промисловий видобуток можна говорити після 2025 року.

Передбачається, що до 2040 року промисловий видобуток сланцевого газу в Україні не розпочнеться, зважаючи на те, що пошуки та розвідка його промислових покладів займуть до 10 років, а освоєння – ще 7–10 років. Крім того, потребує докладного вивчення доцільність видобування сланцевого газу в Україні, з огляду на необхідність відведення значних площ землі в густонаселених районах, потребу у великій кількості води, високу очікувану собівартість цього типу газу.

У табл. 4 наведено сформований прогноз видобування газу (за виключенням шахтного метану) в Україні на перспективу до 2040 року.

За умови створення повноцінного ринку газу інвестиції у видобуток традиційного газу можуть здійснювати самі газовидобувні компанії.

Для збільшення власного видобутку газу в Україні необхідно обов'язкове виконання низки заходів. Зокрема, одним з першочергових заходів є проведення інвентаризації та повторної паспортизації експлуатаційного фонду свердловин та родовищ, надання цієї

Таблиця 4 – Прогноз видобування природного газу в Україні, млрд м³

Тип родовища	2013 р., факт	2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.
Родовища традиційного газу	19,65	23,5	26,8	30,1	34,3
Родовища морського шельфу	1,65	3,0	3,2	3,5	3,8
Щільні колектори	0	0	1	2	3
Всього	21,3	26,5	31,0	35,6	41,1

інформації у вільний доступ. Необхідно виконати дослідження родовищ, які давно виведені з експлуатації, з метою визначення приростів запасів та доцільності подальшого повторного видобування в них газу.

Важливим заходом є заміна неринкової фіксованої ціни закупівлі газу, що видобувається підприємствами НАК «Нафтогаз України», економічно виправданими цінами. Без виконання цього заходу дочірні компанії НАК «Нафтогаз України» не зможуть суттєво збільшити видобуток газу. Але перехід до ринкової ціни на газ має відбуватися за умови гарантованого державою захисту соціально вразливих споживачів.

Необхідно виконати оптимізацію податкового навантаження на газовидобувні підприємства. Ставки рентних платежів повинні визначатися об'єктивним чином на базі розробленої методики з використанням міжнародного досвіду.

Передбачається, що видобуток природного газу традиційних родовищ на суходолі та на мілководному шельфі здійснюватимуть переважно вітчизняні компанії. До робіт з геологорозвідки та видобутку природного газу на великих глибинах та в глибоководній частині шельфу Чорного моря необхідно залучати іноземні інвестиції та технології міжнародних компаній, оскільки в Україні немає власного обладнання і фахівців з відповідною підготовкою. При цьому потрібно максимально можливо використовувати матеріали і обладнання, які виробляються в Україні, залучати до роботи українських фахівців.

Для успішного залучення іноземних компаній та інвестицій необхідно забезпечити стабільні умови ведення бізнесу в газовій галузі, зокрема, розробити прозору та передбачувану нормативно-правову базу для розвідки й видобування газу, умови ліцензування, оподаткування та регуляторні вимоги. Водночас, необхідно розробити процедури для захисту інтересів держави при залученні до розвідки та видобування газу іноземних компаній.

При розробці газу щільних колекторів та укладанні угод про розподіл продукції необхідно враховувати, що, за оцінками українських геологів, крім метану з цього типу родовищ Донецько-Дніпровської западини будуть вилучатись зріджені вуглеводневі гази та інші

цінні попутні компоненти, які можуть утворюватись в умовах пластів – різноманітні високомолекулярні з'єднання, рідкоземельні елементи тощо, які мають значно вищу ринкову вартість, ніж природний газ. Саме різниця в ціні на сухий газ і газові рідини дає додаткові прибутки американським компаніям, які видобувають сланцевий газ, і дозволяє їм ефективно працювати в умовах, коли собівартість видобутого сланцевого газу перевищує середню ціну на газовому ринку США. При плануванні видобутку газу щільних колекторів необхідно передбачити будівництво газопереробних або хімічних заводів у місцях видобутку.

Для забезпечення нарощування видобутку природного газу в Україні також необхідно оновлення матеріально-технічної бази навчальних закладів, які забезпечують підготовку кваліфікованих інженерно-технічних та робітничих кадрів, та установ, які готують наукові кадри, виконують наукові та науково-технічні роботи, пов'язані з діяльністю газовидобувної галузі.

ВИСНОВКИ

1. Виконаний аналіз ресурсної бази України показав, що спад у видобуванні природного газу останніми роками зумовлений не виснаженням надр, а розбалансуванням геологорозвідувального процесу, який повинен мати чітку послідовність для забезпечення сталого приросту запасів і відтворення ресурсної бази вуглеводнів. Однією з головних причин цього розбалансування стало зменшення капіталовкладень у газовидобувну галузь.

2. Визначено основні заходи для нарощування видобутку природного газу в Україні, зокрема, проведення інвентаризації та повторної паспортизації експлуатаційного фонду свердловин та родовищ, нарощування обсягів пошукового, геологорозвідувального та експлуатаційного буріння, впровадження сучасних технологій інтенсифікації та оптимізації видобутку, забезпечення стабільних умов ведення бізнесу в галузі, розроблення процедур для захисту інтересів держави при залученні до розвідки та видобування газу іноземних компаній.

3. Розроблено прогноз видобування традиційного і нетрадиційного газу в Україні, згідно з яким до 2040 року власний видобуток зросте

до 41,1 млрд м³. Для досягнення прогнозних показників обсяг інвестицій у розвідку та видобуток газу має становити 20 млрд дол. США. За умови створення повноцінного ринку газу інвестиції у видобуток традиційного газу можуть здійснювати газовидобувні компанії, але без виконання цієї умови дочірні компанії НАК «Нафтогаз України» не зможуть суттєво збільшити видобуток газу.

1. *Витвицький Я.С.* Економічні проблеми використання ресурсного потенціалу нафтовидобування в Україні / Я.С. Витвицький, І.М. Іванченко // Економіка природокористування і охорони довкілля. – 2012. – С. 21–29.
2. *Газовидобування в Україні* // Baker Tilly International. – 2012. – 11 с.
3. *Вдовиченко А.І.* Оптимальні шляхи збільшення видобутку газу в Україні / А.І. Вдовиченко // Сайт Нефтегазового Консалтингового Центра ООО «Ньюфолк». – Режим доступу: newfolk.com.ua/ru/stati-nashih-ekspertov/optimaln-shlyahi-zb-lshen-nya-vidobutku-gazu-v-ukra-n-a-vdovichenko-sp-lka-burovik-v-ukra-ni.

4. *Лещенко І.Ч.* Оцінка вартісних показників технологічних об'єктів газової галузі за невизначеності умов їх функціонування / І.Ч. Лещенко // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – Вип. 4 (35). – С. 24–32.

5. *Загороднюк П.* Природний газ в Україні. Традиційні джерела / П. Загороднюк // Сайт Українська енергетика. – Режим доступу: http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo_Zagorodniuk_Presentation_Ua.pdf.

6. *Special report Natural Gas and Ukraine's Energy Future* / IHS CERA, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. – Режим доступу: <http://s05.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/zaf/downloads/pdf/research-reports/Ukraine-Policy-Dialogue-report.pdf>.

Надійшла до редколегії 03.09.2015