

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2018, 3(54): 23–30  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.023>

УДК 622.324:338.5

**Д.О. ЄГЕР**, чл.-кор. НАН України, д-р техн.наук,  
**І.Ч. ЛЕЩЕНКО** канд.техн.наук, ст.наук.співр. Інститут загальної  
енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна

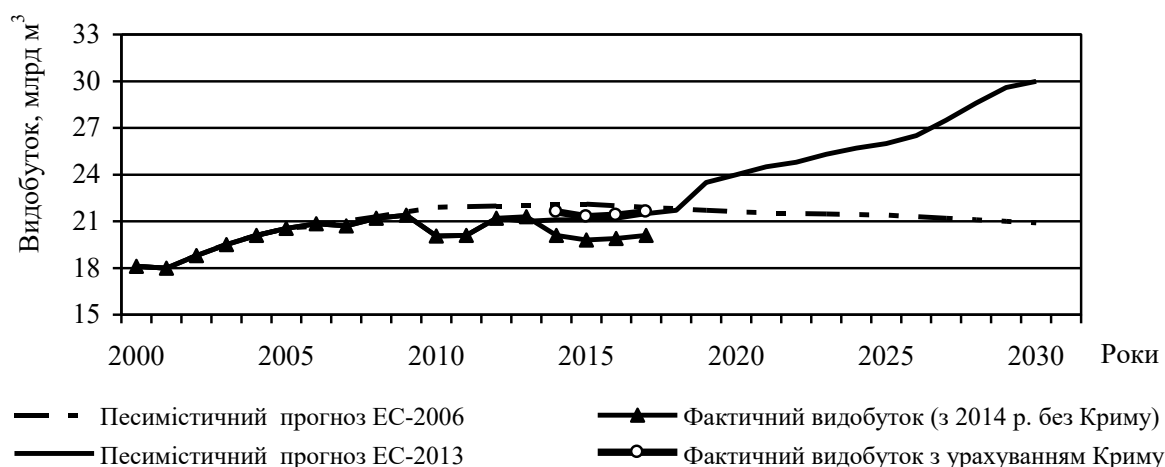
## ДОСВІД РОЗВИТКУ ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ США

*Проаналізовано динаміку зміни обсягів видобування та споживання природного газу в світі та у США, стан доведених запасів природного газу з джерел різного походження та зв'язок з обсягами його видобування. Наведено динаміку зміни цін на природний газ та електроенергії для основних категорій споживачів у США та взаємовплив обсягів споживання, видобування природного газу і цін на нього та стану ринків газу і електроенергії.*

*Ключові слова:* обсяги видобування природного газу, ринок природного газу, ціна газу, обсяги споживання, доведені запаси, податкові пільги.

З точки зору енергетичної безпеки найважливішим є формування такої політики держави, яка дозволить безперерійно забезпечити економіку, населення та бюджетні установи країни паливно-енергетичними ресурсами за прийнятними цінами. Виконання цього завдання покладено на паливно-енергетичний комплекс (ПЕК), до складу якого входить і нафтогазовий комплекс, що вирішує питання забезпечення країни таки-

ми важливими первинними енергоносіями, як природний газ, газовий конденсат і нафта, та продуктами їх переробки. Розуміння різними урядами важливості ефективного функціонування ПЕК спонукало їх до розробки стратегій його розвитку на довгострокову перспективу. На рис. 1 наведено фактичні обсяги видобутку природного газу та прогностичні показники відповідно до Енергетичних стратегій України на період до



**Рисунок 1.** Фактичні обсяги видобутку природного газу та прогностичні показники Енергетичних стратегій України на період до 2030 р. від 2006 та 2013 рр.

© Д.О. ЄГЕР, І.Ч. ЛЕЩЕНКО, 2018

2030 р. від 2006 р. (ЕС-2006) та 2013 р. (ЕС-2013) [1, 2]. Енергетична стратегія України на період до 2035 р., схвалена Кабінетом Міністрів України 18.08.2017, не містить прогнозних показників власного видобутку природного газу.

Отже, фактичні обсяги видобування природного газу, починаючи з 2009 р. не відповідають прогнозним показникам, навіть песимістичних варіантів, ЕС-2006 та ЕС-2013. Прогнозні показники ЕС-2013 більш близькі до фактичних, крім видобутку у 2010 та 2011 рр., коли з незрозумілих причин обсяги видобування природного газу зменшились на 1,5 млрд м<sup>3</sup>, але вже у 2012 р. зросли на 1,1 млрд м<sup>3</sup> та утримувались на рівні 21,4 млрд м<sup>3</sup> до 2017 р. (з урахуванням з 2014 р. обсягів природного газу, що видобуваються у Криму). Тобто, починаючи з 2012 р. фактичні обсяги видобування природного газу в Україні практично співпадають з песимістичними прогнозами ЕС-2006 та ЕС-2013. Водночас, з 2019 р. за песимістичним прогнозом ЕС-2013 відбувається нічим не обґрунтоване різке зростання обсягів видобування природного газу, тому, очевидно, фактичні обсяги будуть відповідати песимістичному прогнозу ЕС-2006.

Така робота газової промисловості продовж майже 10 років характеризує відсутність ефективної державної політики стосовно розвитку цієї важливої галузі ПЕК.

Для більш глибокого розуміння принципів формування стратегічних підходів при розробці програм розвитку газової галузі проаналізовано досвід її функціонування (обсяги видобування, споживання та формування цін) в інших країнах світу. Найбільш впливовими факторами формування попиту на природний газ є стан розвитку найбільших економік світу – Євросоюзу, США, Росії, та значне зростання споживання в країнах із зростаючою економікою, особливо у Китаї та Індії, а природний газ у 2015 р. склав близько 26% спожитої первинної енергії у світі [3]. Найбільшу пропозицію природного газу на ринках формують країни, які є найбільшими його видобувачами – США, Росія, Ірак, Катар, Канада та Китай. Найбільший попит формується на природний газ відповідно найбільшими споживачами, якими на сьогодні є США, Європа, Росія, Китай, Іран, Японія тощо. При цьому повністю покривають обсяги споживання обсягами власного видобутку газу США, Росія, Іран, Катар та Канада, які й формують, в основному, попит та пропозицію на регіональних і внутрішніх газових ринках.

На сьогодні загальносвітовий газовий ринок лише формується, а специфіка регіональних газових ринків (північноамериканського, європейського, азійсько-тихоокеанського) зумовлена географічним розміщенням запасів та особливостями транспортування газу. Окрема також система утво-

рення цін на природний газ для внутрішнього та зовнішніх ринків країн-експортерів, які формуються на базі витрат на видобування, підготовку, транспорт і доставку розподільчими мережами до кінцевого споживача з урахуванням податків та економічних і політичних інструментів регулювання цін. Традиційно ціна природного газу корелювала з цінами інших первинних енергоносіїв, у першу чергу нафти, на паритеті їх енергетичної цінності (теплоти згорання, можливості взаємозаміщення, екологічності тощо). Але в останнє десятиріччя завдяки збільшенню обсягів торгівлі зрідженим природним газом (ЗПГ), ціни на який не значно перевищують ціни на трубопровідний газ, у світі, особливо в Європі, намітився тренд до перегляду багатьох довгострокових контрактів, в яких суттєво зменшився вплив кореляції цін на газ з цінами інших первинних енергоносіїв. Проте ціни природного газу в Азії за довгостроковими контрактами залишаються тісно пов'язаними з цінами на сиру нафту, і тому вони вищі, ніж у Європі та Північній Америці [4]. Ці моменти необхідно враховувати при напрацюванні довгострокових контрактів, особливо, при імпорті природного газу.

Для України корисним є вивчення досвіду провідних газовидобувних країн та країн з розвиненим ринком природного газу, особливо стосовно політик держав щодо розвитку цієї галузі. Обсяги видобування природного газу у США найвищі у світі, а ринок газу – найбільш об'ємний, збалансований, високо конкурентний з тисячами виробників, транспортників, продавців, посередників і споживачів природного газу, саме тому цю країну вибрано для дослідження розвитку газової промисловості та ринку природного газу (за виключенням газотранспортної системи).

У США понад 5 000 пунктів отримання, 11 000 доставки та 1 400 балансування забезпечують надійність роботи системи транспортування газу по території США, 49 місць доступу до газопроводів для імпорту або експорту природного газу забезпечують високу гнучкість системи. Більше 1300 місцевих розподільних компаній постачають природний газ роздрібним споживачам. У США були періоди повного забезпечення внутрішнього споживання природного газу обсягами власного видобутку та періоди, коли обсяги споживання газу перевищували обсяги його видобування з власних ресурсів.

Ринок природного газу США є значно регіоналізованим, ціни на ньому відрізняються залежно від попиту ринку, доступу до різних газовидобувних регіонів, трубопроводів та сховищ. Розгалуженість трубопроводів, мережа яких значно розширилася за останні десять років для забезпечення постачання на північний схід США та поліпшення доступу до газу із сланцевих відкладів, є одним з ключових фак-

торів у формуванні регіональних цін на газ. 400 підземних сховищ газу також відіграють важливу роль у забезпеченні потреб споживачів, пом'якшуючи значні сезонні коливання обсягів споживання та цін на цей енергоресурс. Обсяги газу у сховищах на листопад місяць є ключовим показником здатності газової промисловості реагувати на сезонні коливання, що суттєво впливає на формування ціни на газ. У США також є близько 100 автономних сховищ ЗПГ, які мають високу гнучкість щодо багаторазових відборів та поповнень [5]. Усі учасники ринку користуються широкою щоденною, щотижневою, щомісячною, щоквартальною і річною інформацією про заходи, події та аналіз державних та приватних організацій і підприємств, пов'язаних з газовою промисловістю.

У табл. 1 наведено динаміку зміни ціни на природний газ (Henry Hub), обсягів видобування і споживання природного газу у світі та у США. На світовому рівні обсяги видобування природного газу постійно зростають, лише у 2009 р. відбулося їх зниження, що пов'язано із скороченням споживання газу в наслідок світової економічної кризи. У США також у 2009 р. відбулось зменшення обсягів споживання газу, а зростання обсягів його видобування не компенсувало падіння видобування на світовому рівні.

Обсяги видобування природного газу у США, незважаючи на незначне падіння у 2001–2005 рр., постійно зростали. Обсяги його споживання у 2000–2009 рр. залишалися майже сталими на рівні 400 млрд м<sup>3</sup> на рік з незначними зниженнями у 2000–2002 та 2003–2006 рр., викликаними, швидше за все, складною динамікою значних змін цін на природний газ на Henry Hub з трендом довготривалого зростання та фінансовою світовою кризою 2008 р. Але починаючи з 2009 р. споживання природного газу у США постійно зростає, що є наслідком значного і тривалого зниження цін на нього та зростанням економіки країни. Водночас,

після 2009 р., незважаючи на постійне значне зниження ціни природного газу у США, обсяги його видобування стрімко зростають і в 2014 р. перевищують обсяги внутрішнього споживання.

У зміни ціни на природний газ на Henry Hub (табл. 1) у 2000–2017 рр. чітко виділяється два періоди: стійке і суттєве зростання з 2000 до 2008 р. (з 153 до 455 дол. США/тис. м<sup>3</sup>) та значне падіння, яке тривало практично з 2009 до 2017 р. (з 455 до 114 дол. США/тис. м<sup>3</sup>). Не виключено, що таке зростання цін на природний газ у перший період могло спровокувати стрімке нарощування його видобування, яке проявилось з 2005 до 2015 рр., незважаючи на різке зниження цін після 2008 р.

Частково стійкість видобутку газу в умовах падіння цін зумовлена тим, що компанії знижують витрати, зосереджуючись лише на бурінні найбільш продуктивних свердловин, які вже експлуатуються, адже консервація працюючої свердловини є дорогою процедурою. Отже, видобуток газу може не відповідати цінам у короткостроковій перспективі. Але темпи буріння нових свердловин швидше реагують на коливання цін, а оскільки існуючі свердловини вичерпуються, дефіцит нових свердловин може призвести до скорочення виробництва у довгостроковій перспективі. Якщо зберігатимуться низькі ціни на енергоносії, у найгіршому стані опиняться незалежні виробники, які зумовили збільшення видобутку сланцевого газу в США протягом останнього десятиліття. Через те, що свердловини на родовищах сланцевого газу експлуатуються набагато менше, ніж на родовищі традиційного газу, компаніям доводиться постійно інвестувати в свердловини для підтримки виробництва. Якщо грошові потоки падають, підприємства з високим рівнем запозичень стикаються з ризиком невиконання зобов'язань та банкрутства. Тому, приймаючи рішення про те, чи слід інвестувати в новий проект, незалежні компанії розглядають не лише норму прибутку, але й часовий профіль гро-

**Таблиця 1 – Динаміка зміни ціни на природний газ у США та обсягів його видобування та споживання у світі та у США (сухий газ) [6]**

Показники	Роки																
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Світовий видобуток, млрд м <sup>3</sup>	2776	2830	2919	2958	3071	3175	3255	3370	3294	3513	3643	3728	3776	3818	3878	н/д	н/д
Світове споживання, млрд м <sup>3</sup>	2740	2854	3086	3029	3108	3188	3300	3411	3300	3568	3669	3773	3829	3833	3882	н/д	н/д
Видобуток США, млрд м <sup>3</sup>	571	552	554	542	526	539	561	586	601	621	667	702	710	763	798	740	746
Споживання США, млрд м <sup>3</sup>	617	611	648	622	611	602	641	645	636	669	667	709	726	738	756	762	751
Ціна газу на Henry Hub, дол. США/тис. м <sup>3</sup>	320	107	281	213	462	256	284	455	142	177	163	106	149	213	103	106	114

шових потоків від проекту. А податкові пільги можуть сприяти прискоренню грошових потоків [7].

На рис. 2 наведено динаміку видобутку природного газу в США у цілому та відповідно до джерел походження газу:

- з газових та газоконденсатних родовищ, продуктивні пласти яких складені високопористими та високопроникними породами, в основному пісковиків, з коефіцієнтом пористості 14 – 25% та коефіцієнтом проникності  $10\text{--}500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (традиційний газ);

- з нафтових родовищ;

- з вугільних басейнів;

- зі сланцевих порід з коефіцієнтом пористості 6–12% та коефіцієнтом проникності нано мкм<sup>2</sup>;

- зі щільних пісковиків з коефіцієнтом пористості 7–15% та коефіцієнтом проникності менше  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  [8].

Динаміка зміни обсягів видобутку природного газу відповідно до джерел його походження, на нашу думку, відображає політику держави щодо пріоритетності розвитку нафтогазовидобувного сектору, який має важливий вплив на розвиток інших секторів економіки країни. Очевидно, що у першу чергу освоювались ресурси природного газу, що вимагали найнижчих витрат на його видобування (традиційний природний газ газових та газоконденсатних родовищ). Досягнувши найбільшого обсягу видобування 548,2 млрд м<sup>3</sup> у 1973 р. газодобувна промисловість США зуміла утримувати обсяги видобування на рівні близько 490 млрд м<sup>3</sup>

упродовж 28 років, а у 2001 р. видобуток навіть зріс до 513 млрд м<sup>3</sup>. Але після 2001 р. видобуток традиційного газу почав знижуватись, досягнувши 243 млрд м<sup>3</sup> у 2016 р., що є природним при постійному поповнюванні доведених запасів та впровадженні передових розробок техніки і технології видобування газу. Оскільки надалі поповнювати доведені запаси відповідних фільтраційно-ємнісних характеристик є неможливим, то, очевидно, обсяги видобування традиційного газу будуть і надалі знижуватись, можливо лише з меншими темпами.

Динаміка обсягів видобування попутного нафтового газу практично повністю повторює динаміку обсягів видобування нафти у США, що є природним процесом.

У період, що аналізується, також зростали обсяги видобування газу вугільних басейнів, досягнувши максимального значення у 2008 р. – 57,2 млрд м<sup>3</sup>, з наступним падінням. Видобування природного газу вугільних басейнів пов'язано з використанням складних технологій і техніки, що суттєво підвищує його собівартість. Але не зважаючи на значні витрати на виробництво, цей напрямок газовидобування, очевидно, є прибутковим, навіть у 2016 р. видобуто 30,2 млрд м<sup>3</sup>.

На рис. 2 не наведено дані стосовно щонайменше трьох джерел природного газу, що поступає на ринок США. Це природний газ, який видобувається на шельфі та у глибоководній частині моря та океану, імпортований трубопровідний і зріджений газ. У 2000 р. обсяги видобування природного

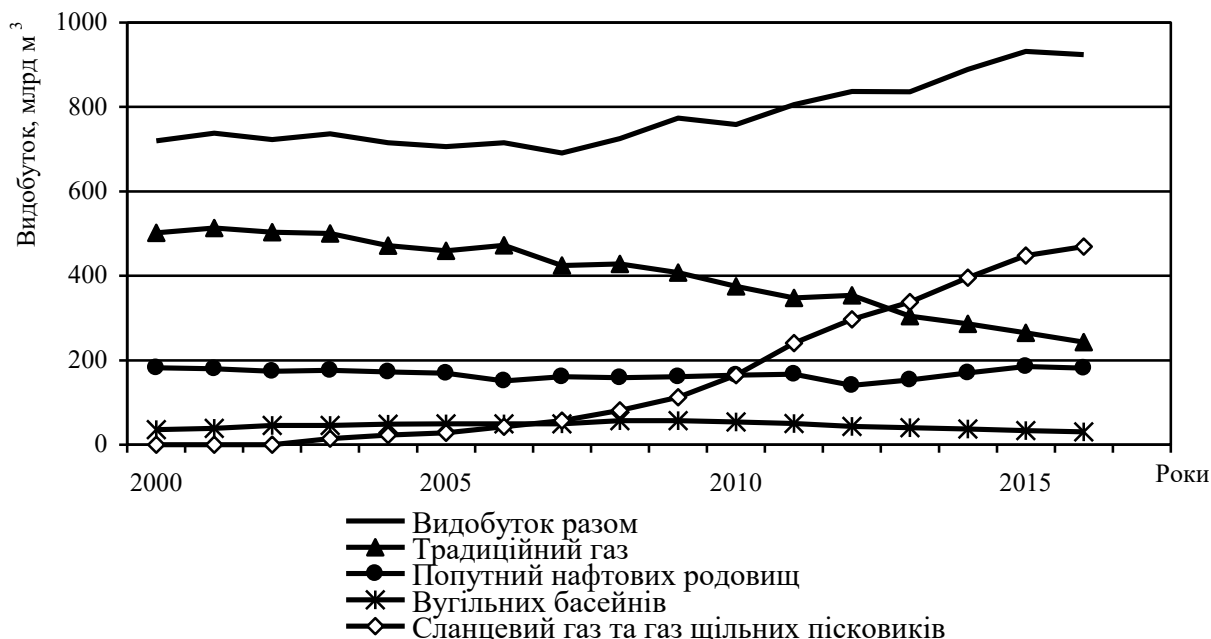


Рисунок 2. Динаміка зміни обсягів видобутку природного газу на свердловинах (Cros) у США у цілому та відповідно до джерел походження газу [9]

газу на шельфі складала до 24% від загального обсягу видобування у США, але у 2016 р. вони впали майже до 5%, що зумовлено, в основному, значними витратами на освоєння морських ресурсів, які очевидно на даний час перевищують витрати на видобування сланцевого газу [9]. Імпорт трубопровідного газу з Канади мав стратегічне значення на північному сході та заході, які віддалені від основних центрів видобування. Найбільший обсяг імпорту трубопровідного газу з Канади – 130,4 млрд м<sup>3</sup>, мав місце у 2007 р., надалі він зменшувався до 85,1 млрд м<sup>3</sup> у 2016 р. Водночас, у 2016 р. США також експортували 66,1 млрд м<sup>3</sup> природного газу, що зумовлено значним зростанням обсягів видобування природного газу із сланцевих порід та порід щільних пісковиків. Крім того, у 2003–2008 рр. Сполучені Штати задовольняли до 3% попиту на природний газ за рахунок імпорту ЗПГ. Але надалі імпорт ЗПГ знижувався, сягнувши у 2016 р. 2,5 млрд м<sup>3</sup>, хоча, починаючи експорт ЗПГ у 1985 р. в обсязі 1,5 млрд м<sup>3</sup>, США у 2016 р. експортували вже 5,29 а у 2017 р. – 20,0 млрд м<sup>3</sup> [9].

Доведені запаси природного газу є характеристикою, яка за усіх інших умов, визначає економічну доцільність освоєння, весь технологічний ланцюг видобування та загальний потенціал постачання газу на ринок. Оскільки доведені запаси природного газу в США ґрунтовно опрацьовуються, їх значення мають високу коректність, що і забезпечує зв'язок між обсягами видобування газу в цілому і його складових з джерел різного походження та обсягами доведених запасів газу в цілому і його складових (рис. 3).

Незважаючи на те, що протягом 2004–2006 рр. досягнуто зростання, а до 2010 р. – стабілізація доведених запасів традиційного газу, це не дало можливості стабілізувати обсяги його видобування. На нашу думку, це зумовлено значною виснаженістю зазначених доведених запасів та підвищеною складністю їх видобування. Із співставлення рис. 2 та 3 очевидно, що після 2005 р. збільшення загальних обсягів видобування природного газу в США зумовлено збільшенням доведених запасів природного газу із сланцевих порід та нафтових родовищ, що дозволило компенсувати падіння обсягів видобування газу з газових і газоконденсатних родовищ та природного газу вугільних басейнів.

На особливу увагу заслуговує видобування у США газу сланцевих порід, який є природним газом з вмістом метану до 95%, а решту складають, як правило, етан, пропан, бутан, діоксид вуглецю, азот, водень, гелій, сірководень, іноді має місце підвищений вміст радону. Видобуток природного газу із сланцевих порід і щільних пісковиків у 2007 р. сягнув 56,6 млрд м<sup>3</sup>, перевищивши обсяг видобутого метану вугільних басейнів (49,5 млрд м<sup>3</sup>), у 2010 р. він становив 164,6 млрд м<sup>3</sup>, практично досягнувши рівнів видобутку природного газу з нафтових родовищ (165,1 млрд м<sup>3</sup>), а в 2013 р. склав 337,9 млрд м<sup>3</sup>, перевищивши видобуток традиційного газу (304,7 млрд м<sup>3</sup>). У 2016 р. видобуток природного газу із сланцевих порід і щільних пісковиків (469,6 млрд м<sup>3</sup>) становив більше 50% загального обсягу видобутку газу у США. Тобто за 9 років видобуток природного газу із сланцевих порід і щільних пісковиків зріс майже у 8 разів!

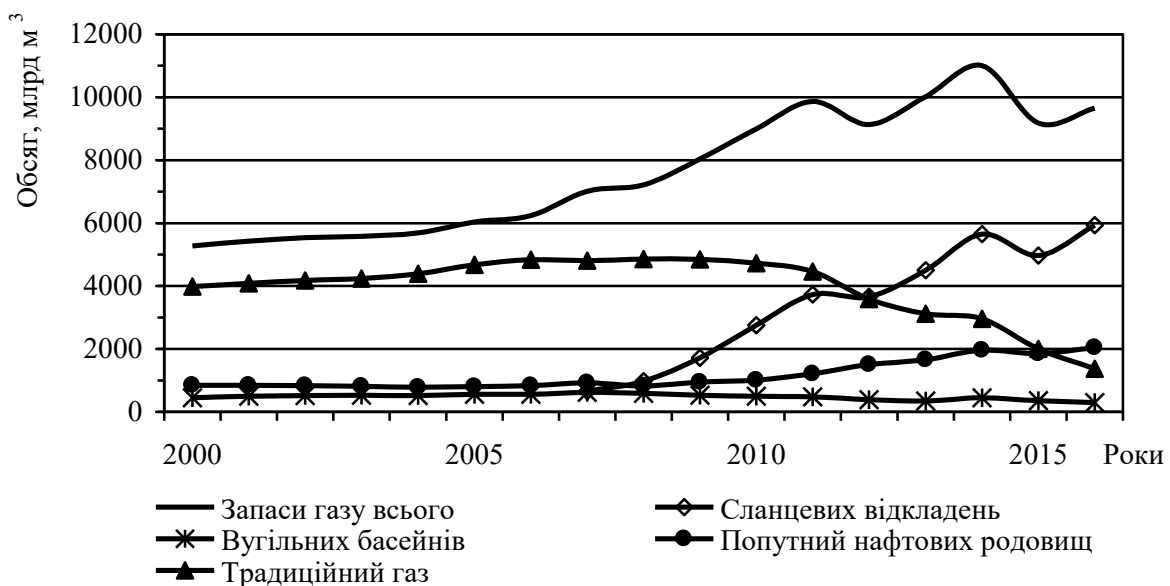


Рисунок 3. Динаміка зміни доведених запасів природного газу у США [9]

Необхідно зазначити, що в умовах ринкової економіки видобування природного газу можливе лише за умови прибутковості процесу. І «сланцева революція» у США в XXI столітті виникла не на порожньому місці, а стала можливою лише завдяки системному приділенню державою значної уваги до пріоритетного розвитку нафтогазового комплексу, як основи для ефективного розвитку економіки країни та вирішення соціальних питань, що визначається значною кількістю програм зі стимулювання цього напрямку діяльності. Адже видобуток природного газу з формації девонських сланців вперше отримано в місцевості Фреденія штат Нью-Йорк із свердловини пробуреної ще у 1821 р.

Особливістю нафтогазовидобутку в США є присутність поряд з великими холдингами близько 10 тисяч малих і середніх компаній. До середнього бізнесу в США відносять підприємства з річним обсягом виробництва понад 400 тис. барелів нафти та (або) 2 млрд м<sup>3</sup> газу, видобуток малих компаній, відповідно, нижче вищевказаних обсягів [10]. Близько 75% малих компаній США займаються саме видобуванням вуглеводнів і здійснюють пошукові та розвідувальні роботи, розробляючи, в основному, низькорентабельні запаси.

Важливим елементом державної політики США щодо розвитку нафтогазової галузі є запровадження податкових пільг, найдавнішим з яких вже понад 100 років, а найновішим – трохи більше 10, але вони дають суттєвий ефект зменшення податкового навантаження на компанії галузі в порівнянні зі стандартним податковим режимом американських компаній, що дає змогу інвестувати в пошукові роботи та розробку нафтогазових родовищ. І хоча у США постійно проходять дискусії щодо доцільності таких пільг, а їх розміри корегуються Конгресом, але вони виконують свою функцію, сприяючи ефективному розвитку нафтогазової галузі.

До основних податкових пільг можна віднести такі.

1. *Податкова знижка на виснаження надр* (Percentage Depletion Allowance). Ця податкова пільга була внесена Конгресом США ще у 1926 р. і зберіглась до сьогодні, змінилась лише частка виручки від видобутку, що не обкладається прибутковим податком, яка наразі становить 15% при видобутку до 1000 барелів нафти за добу або 6 тис. кубічних футів (170 м<sup>3</sup>) природного газу на території США. В окремих випадках, податкові пільги фактично перевищують витрати малих підприємств (із штатом до 12 осіб) на раніше пробурені свердловини. Тому старі та низькоефективні свердловини максимально довго залишаються в експлуатації, а уряд США отримує можливість успішно вирішувати питання безробіття і самоза-

безпеченості країни нафтою та природним газом. Хоча розміри та масштаби застосування цієї пільги були скорочені, податкова знижка на виснаження надр залишається суттєвим податковим пріоритетом, розмір якого становить на федеральному рівні 1,7 млрд дол. США щорічно [7].

2. *Нематеріальні витрати на видобуток* (Intangible Drilling and Development Costs Expensing – IDC). Це витрати пов'язані з витратами на будівництво, заробітну плату, бурові розчини, паливо тощо, крім вартості бурового обладнання, яке зберігало б корисні експлуатаційні функції або могло бути перепродано після завершення використання. На нематеріальні витрати припадає від 70 до 85% витрат на видобування. Для підвищення видобутку нафти і газу на території США американський уряд у 1913 р. дозволив нафтогазовим компаніям не капіталізувати нематеріальні витрати, а показувати їх в звіті про прибутки та збитки у тому році, в якому вони були понесені. Зазначену пільгу дозволено використовувати всім нафтогазовим компаніям в США, але тільки незалежні, невеликі компанії і компанії, що мають низький прибуток, можуть отримати максимальну вигоду від зменшення оподаткування, адже вони можуть списувати до 100% витрат, пов'язаних з бурінням свердловин, а великі холдинги – лише до 70%. У сучасній американській податковій практиці цією пільгою користуються незалежні компанії, які проводять бурові роботи з видобутку нетрадиційного, в тому числі, сланцевого газу та сланцевої нафти [11].

Ця податкова пільга є найбільш дорогою і коштує федеральному уряду 3,2 млрд дол. США щорічно [7].

3. *Відрахування на вітчизняне виробництво*. Ця пільга прийнята у 2004 р. і дозволяє нафтогазовим компаніям знижувати свій оподаткований прибуток на 6%, обмежуючись 50% фонду заробітної плати компанії. Ця пільга обійдеться федеральному уряду приблизно в 1,1 млрд дол. США у 2017 фінансовому році [7].

4. *Податковий кредит на виробництво альтернативного палива* (the Alternative Fuel Production Credit), відомий, як Розділ 29 Закону про пільгове оподаткування надприбутків (Crude Oil Windfall Profit Tax Act). Відповідно до закону, компанії мають можливість податкового відрахування в розмірі 3 дол. США за барель нафтового еквівалента або 0,5 дол. США за 1 тис. куб. футів (17,7 дол. США за 1 тис.м<sup>3</sup>) газу в разі видобування газу і нафти із сланцевих порід на території США. Половина всіх нафтогазовидобувних компаній змогла скористатися цією податковою пільгою [11].

Крім того, у США існують податкові пільги при видобуванні вуглеводнів з низькорентабельних,

**Таблиця 2 – Динаміка зміни цін на природний газ у США для різних категорій споживачів та на Henry Hub, дол. США/тис.м<sup>3</sup> [9]**

Категорії споживачів	Роки												
	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Комерційні споживачі	213	233	331	421	429	332	313	284	284	312	278	256	277
Електрогенеруючі компанії	154	129	214	250	325	185	124	158	182	119	105	124	125
Промислові споживачі	156	141	229	276	339	193	180	136	163	197	138	124	145
Населення	272	277	377	482	488	400	387	374	363	385	364	353	385
Середня ціна на Henry Hub	153	107	213	256	455	177	163	106	149	213	103	106	114

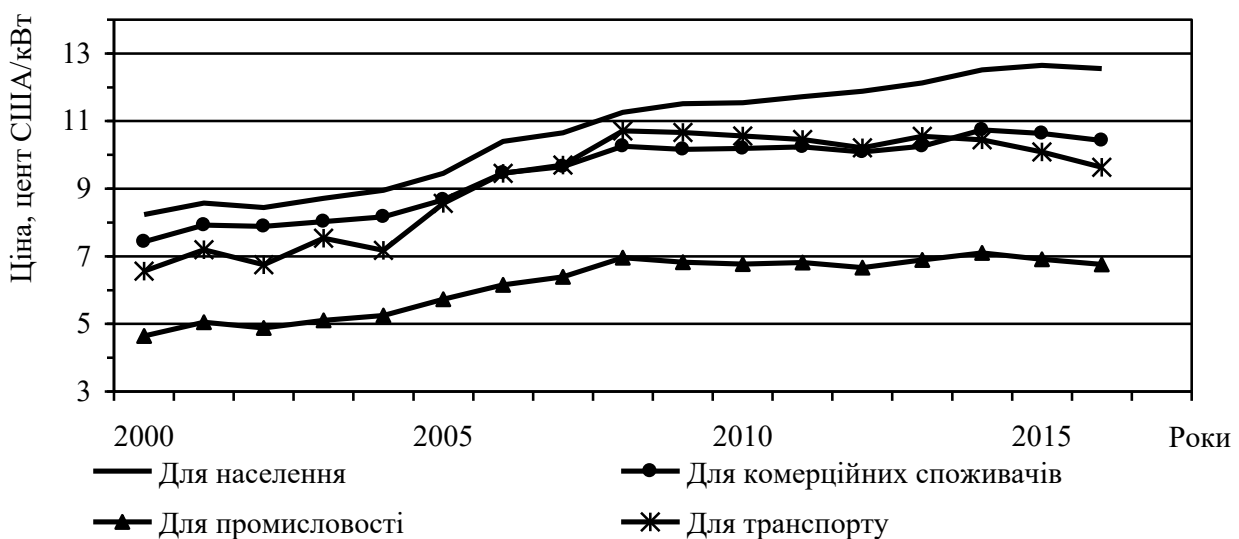
розконсервованих та низькодебітних свердловин, пільгове оподаткування витрат на оренду в нафтогазовій галузі тощо. За рахунок податкових пільг нафтогазові компанії США, перш за все, малі і середні, непрямим чином змогли значно збільшити інвестиції в розвідку і видобування вуглеводнів із сланцевих порід та щільних пісковиків і нарощувати своє виробництво.

Крім обсягів видобування природного газу заслуговує на окремий аналіз динаміка цін на природний газ у США для різних категорій споживачів. З табл. 2 видно, що починаючи з 2000 р. ціна природного газу була найвищою для населення, а найнижчою – для електрогенеруючих компаній, яка, у свою чергу, залишалась трохи нижчою, ніж ціна для промислових споживачів. Ціна природного газу для комерційних споживачів майже удвічі перевищувала ціни для електрогенерації, але залишалась нижчою від цін для населення.

Також важливо зауважити, що темпи підвищення цін на природний газ для всіх категорій споживачів практично пропорційні темпам зростання цін

на Henry Hub. Але для населення і комерційних споживачів темпи зростання повторювали вищі значення цін природного газу на Henry Hub, а для електрогенерації та промисловості – нижчі. Водночас, темпи зниження цін на природний газ у період 2008–2015 рр. для населення були найнижчими, а для промислових споживачів та електрогенеруючих компаній – найвищими і практично співпадали з динамікою цін на Henry Hub. Зважаючи на те, що з 2014 р. у США обсяги видобування природного газу перевищують обсяги його споживання, відзначається незначне зменшення цін на газ для всіх категорій споживачів, більш значне для населення і комерційних структур.

Для розуміння важливості нафтогазового комплексу в економічному розвитку і соціальному житті держави та пріоритетності окремих секторів економіки було проаналізовано динаміку зміни цін на електроенергію для різних категорій споживачів у США (рис. 4). Починаючи з 2000 р. найнижча ціна природного газу для генеруючих компаній, очевидно, спровокувала зростання його використання для



**Рисунок 4.** Динаміка зміни цін на електричну енергію для різних категорій споживачів у США [12]

виробництва електроенергії, і в 2016 р. частка газу сягнула більше 30% та перевершило виробництво електроенергії з використанням вугілля [13]. Така довготривала політика держави щодо формування ціни природного газу для електрогенеруючих компаній дала їм можливість інвестувати кошти у розробку високоєфективного генеруючого обладнання і технологій, модернізацію та збільшення генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням природного газу [12]. Це, у свою чергу, забезпечило майже сталу вартість електроенергії у 2008–2016 рр. для промислових споживачів та комерційних структур, а для транспорту з 2013 р. відбулося зниження вартості електроенергії, що сприяло ефективному розвитку промислового виробництва.

Незважаючи на постійне зростання вартість електроенергії для населення з 2000 до 2016 р. виросла на 4,31 цент/кВт. Хоча необхідно зазначити, що вартість електроенергії для споживачів значно відрізняється у різних штатах, наприклад для населення у 2016 р. вона змінювалась від найвищої у 27,47 цент/кВт на Гаваях до найнижчої у 9,34 цент/кВт у Луїзіані [12]. На нашу думку, незначне, але постійне зростання вартості електроенергії для населення компенсується стабільною роботою промисловості та вартістю її продукції на внутрішньому ринку, забезпеченням високої конкурентноздатності на зовнішніх ринках і високим надходжень до бюджету.

## ВИСНОВКИ

1. Успішний розвиток газовидобувної галузі США став можливим завдяки поєднанню технологічних, економічних, законодавчо-правових чинників. Без державної підтримки (податковими пільгами та фінансуванням науково-дослідних проектів і розробок) видобуток природного газу, особливо із сланцевих відкладень, не зміг би настільки успішно розвиватися та впливати на ринок газу як США, так світові газові ринки.

2. Досвід США показує, що державне регулювання та підтримка газовидобувної галузі вимагають системного підходу щодо податкової, ліцензійної, кредитної, антимонопольної політик. Комплексна державна підтримка галузі стимулює приплив додаткових інвестицій, розробку і впровадження нових технологій освоєння важковидобувних запасів природного газу, сприяє підвищенню рентабельності підприємств галузі, зниженню економічних ризиків. І хоча більшість великомасштабних проектів освоєння ресурсів вуглеводнів здійснюється великими холдингами, водночас, ефективно функціонують і малі сервісні компанії, які забезпечують поставки обладнан-

ня, ремонт, буріння свердловин, розробку нових технологій. Державна політика підтримки малих компаній дозволяє сформувати конкурентне середовище, підвищити рівень зайнятості, розробляти законсервовані раніше родовища та важковидобувні запаси вуглеводнів.

3. При формуванні прогнозів розвитку газовидобувної галузі України та напрямів їх реалізації необхідно враховувати досвід США, особливо щодо державного стимулювання та підтримки розвитку цієї галузі.

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: Розпорядження від 15.03.2006 № 145-р. Кабінет Міністрів України.
2. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: Розпорядження від 24.07.2013 №1071-р. Кабінет Міністрів України.
3. U.S. Energy information Administration. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (Last accessed: 16.07.2018).
4. Natural GAS U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.org/about/fags/naturalgas/> (Last accessed: 21.07.2018).
5. Energy Primer Handbook of Energy Market Basics November 2015 p.32-34. The Energy Primer is a staff product and does not necessarily reflect the views of the Commission or any Commissioner. URL: <https://www.ferc.gov/market-oversight/guide/energy-primer.pdf> (Last accessed: 19.07.2018).
6. U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#prices> (Last accessed: 03.08.2018).
7. Gilbert E. Metcalf. The Impact of Removing Tax Preferences for U.S. Oil and Gas Production. The Council on Foreign Relations. August 2016. URL: [https://www.cfr.org/sites/default/files/pdf/2016/07/Discussion\\_Paper\\_Metcalf\\_Tax\\_Preferences\\_OR.pdf](https://www.cfr.org/sites/default/files/pdf/2016/07/Discussion_Paper_Metcalf_Tax_Preferences_OR.pdf) (Last accessed: 07.08.2018).
8. Касянчук С.В., Мельник Л.П., Кондрат О.Р. Особливості розробки покладів нетрадиційного газу. Нафтогазова галузь України. 2013. № 2. С. 38—43.
9. U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9011us2a.htm> (Last accessed: 16.07.2018).
10. Шейкин А.Г., Череповицын А.Е. Система государственной поддержки малого нефтяного бизнеса за рубежом. *Современная экономика: проблемы и решения*. 2014. № 9(57). С. 38—47.
11. Герасимов И.С. Сланцевый газ в мировом энергообеспечении и интересы России: автореф. дис. ... канд. экон. наук. Москва, 2017. 27 с.
12. U.S. Energy Information Administration. URL: [https://www.eia.gov/electricity/sales\\_revenue\\_price/](https://www.eia.gov/electricity/sales_revenue_price/) (Last accessed: 01.08.2018).
13. U.S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36652> (Last accessed: 02.08.2018).

*Надійшла до редколегії: 29.08.2018*