

ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 1(56): 4–11
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.004>

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, м. Київ, 03150, Україна;
В.П. ГРИШАНЕНКО, канд. техн. наук, ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Центр
нафтогазових ресурсів», вул Миколи Котельникова, 25, оф. 210, м. Київ, 03115, Україна

ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ СТАБІЛІЗАЦІЇ І НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

Наведено результати аналізу ресурсної бази газовидобування в Україні та структури запасів, оцінено поточний стан і визначено основні проблеми стабілізації обсягів видобування природного газу на досягнутому рівні та їх нарощування. Визначено першочергові напрями зі стабілізації обсягів видобування природного газу при існуючому стані балансових видобувних запасів в Україні, сформульовано основні заходи для нарощування видобутку. Наведено визначені авторами оцінки вартості та тривалості основних етапів з освоєння ресурсів і запасів природного газу в залежності від запасів родовищ та глибин залягання покладів. Оцінено можливість повного забезпечення споживачів України природним газом власного видобутку.

Ключові слова: природний газ, структура запасів, стабілізація видобутку, нарощування видобутку, собівартість.

Початок історії розвитку газовидобутку в Україні датується 1924 р., коли розпочалась промислова розробка Дашавського родовища у передгір'ї Східних Карпат. Відкриття та введення в експлуатацію унікального Шебелинського та крупних Західно-Хрестищенського, Єфремівського, Битківського та Глинсько-Розбишівського газоконденсатних родовищ сприяли інтенсивному зростанню з 1960 р. видобутку природного газу, який досягнув у 1975 р. найбільших значень – майже 69 млрд м³. З 1975 до 1995 р. обсяги видобування природного газу інтенсивно падали, що зумовлено, у першу чергу, виснаженням крупних газоконденсатних і газових родовищ та відсутністю відкриття у цей період нових крупних родовищ. Упродовж майже 30 років крупні родовища (з початковими запасами у 100 млрд м³ і більше) при 80% виснаженості забезпечують щорічні обсяги видобування природного газу на рівні 4–5 млрд м³ і вносять вагому частку у стабілізацію видобутку природного газу

дочірніми компаніями НАК «Нафтогаз України» [1] (рис. 1).

За даними Державної служби геології та надр України на 01.01.2018 в країні Державним балансом запасів корисних копалин обліковуються запаси природного газу (вільного та розчиненого) по 406 родовищах: балансові (видобувні) у кількості 829 449 млн м³, позабалансові – 10 902 млн м³. Слід зазначити, що 94,2% запасів газу зосереджені на 391 родовищі суші, а 5,8% – на 15 родовищах шельфу Азовського і Чорного морів. Усього поточні потенційні ресурси газу складають 5 143 млрд м³. Доступні для видобутку лише 829,4 млрд м³ газу, зокрема у розробці знаходяться 719,229 млрд м³ газу, а решта 4 313,6 млрд м³ потребує додаткового геологічного вивчення [2]. Але якщо поточні видобувні запаси природного газу в Україні привести у відповідність до міжнародних категорій, то «доведені запаси» складуть близько 300 млрд м³.

На перший погляд, підприємства галузі достатньо забезпечені видобувними запасами та прогнозними ресурсами природного газу. Але

© Д.О. ЄГЕР, І.Ч. ЛЕЩЕНКО, В.П. ГРИШАНЕНКО, 2019

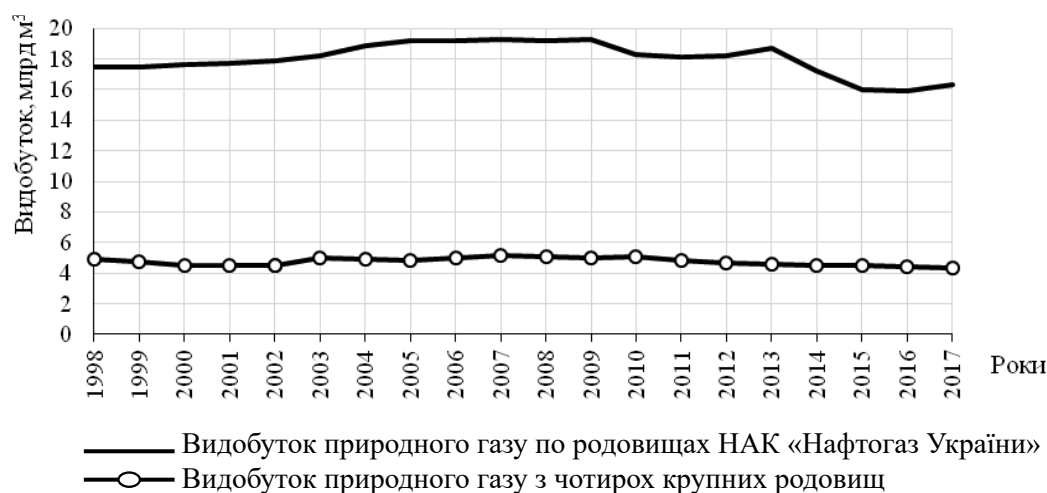


Рис. 1. Динаміка видобутку газу НАК «Нафтогаз України» і чотирьох крупних родовищ

аналіз структури видобувних запасів показує, що розвідані запаси за умови їх ефективної розробки, зможуть забезпечити лише компенсацію природного падіння обсягів видобування і утримати їх на сьогоднішньому рівні.

Незважаючи на те, що і проблеми стабілізації обсягів видобування природного газу, і проблеми збільшення видобування пов'язані з ресурсною базою, вони значно відрізняються технічними та технологічними процесами, рівнем ризиків і витрат, термінами отримання продукції. Тому ці проблеми необхідно розглядати окремо, визначаючи пріоритетність їх реалізації на базі фінансово-економічних показників.

Стабілізація обсягів видобування природного газу. До основних проблем, що ускладнюють в Україні стабілізацію видобутку природного газу на досягнутому рівні, можна віднести такі:

- значна тривалість, 40–60 років, розробки основних родовищ природного газу в Україні та відповідно їх висока виснаженість – більше 70%. З початкових видобувних запасів газу України вже видобуто дві третини;

- за останні 30 років не відкрито жодного крупного родовища, лише у 2002 р. відкрито середнє Кобзівське газоконденсатне родовище із запасами у 37,2 млрд м³ природного газу. Це привело до того, що коефіцієнт заміщення видобутих обсягів природного газу новими запасами в останні 20 років нижче 100% [3], приріст видобувних запасів не забезпечує навіть повної компенсації поточного видобутку;

- більше 75% розвіданих родовищ мали початкові запаси менше 10 млрд м³, у тому числі 43% – запаси менше 1 млрд м³ [4];

- більше 15% розвіданих газових родовищ за критеріями рівня виснаженості покладів та колек-

торських характеристик порід належать до категорії важковидобувних, поточні темпи відбору видобувних запасів газу для яких складають до 2%, а їх підвищення потребує застосування специфічних новітніх наукоємних і витратних технологій та обладнання [5, 6].

Надзвичайно складна структура українських балансових видобувних запасів природного газу, які знаходяться у розробці, з часом лише погіршується, що визначає основні напрями забезпечення стабілізації обсягів видобування на сьогоднішньому рівні. Серед цих напрямів, у першу чергу, треба відзначити вдосконалення систем розробки та дорозробки родовищ, особливо з важковидобувними запасами, які у світовій практиці розглядаються не лише, як засіб підвищення поточного рівня видобутку, але й як засіб прирощування видобувних запасів та підвищення коефіцієнтів газовилучення. На сьгодні основним інструментом, який дає можливість досягнути зазначених цілей, є проектування та управління процесами розробки родовищ на основі тривимірних постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ), що дозволяє лише за рахунок дооконтурення родовищ та виявлення нових об'єктів розробки приростити запаси вуглеводнів до 10% від поточних видобувних запасів [7].

Незважаючи на те, що проблемі вдосконалення систем розробки родовищ з метою підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів присвячено десятки монографій, сотні наукових праць та доповідей на конференціях, впровадження наукових досягнень на українських родовищах залишаються на традиційному рівні. На сьгодні в Україні, за поодинокими виключеннями, розроблення проектів розвід-

ки і розробки родовищ вуглеводнів виконується без обов'язкової побудови та застосування ПДГТМ, наслідком чого є низька якість проектно-технологічних документів, які базуються на неефективному надрокористуванні, часто з порушенням вимог діючих нормативно-технічних документів, що значно підвищує тривалість періоду дослідно-промислової розробки, знижує темпи розвідки родовищ та освоєння запасів природного газу. В країні відсутні високоефективні системи розробки родовищ з невеликими та важковидобувними запасами, мають місце максимально можливі відбори природного газу на початковій стадії розробки родовищ з активними запасами та низькі темпи відборів з родовищ з важковидобувними запасами з відповідними негативними наслідками. Так фактичні характеристики динаміки виснаження газових і газоконденсатних родовищ України показують, що для невеликих родовищ найвищі значення відносного темпу відбору досягаються при виробленні 30–40% початкових видобувних запасів природного газу і досягнувши значення 0,2 швидко знижуються до 0,01–0,02 вже при виснаженні запасів на 65–70%. Для крупних газових і газоконденсатних родовищ найвищі показники відносного темпу відбору досягаються при значно більших величинах виснаження – 65–70% від початкових видобувних запасів, після чого відбувається інтенсивне зниження відносних темпів відбору природного газу [8].

Така ситуація обумовлюється:

- відсутністю механізмів державного стимулювання широкого використання високоефективних наукоємних технологій і техніки для підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів, особливо, з використанням вторинних та третинних методів;

- недостатнім рівнем нормативних документів, що регламентують вимоги до складання проектів розробки родовищ з обґрунтованим балансом державних і корпоративних інтересів ефективного використання надр;

- практично відсутніми державним та галузевим контролем і моніторингом, та, відповідно, відповідальністю за виконання проектних показників розробки родовищ, особливо, стосовно вдосконалення систем розробки родовищ і забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів;

- відсутністю обов'язкових критеріїв оцінювання приросту запасів вуглеводнів за рахунок удосконалення систем розробки родовищ та потенційних резервів збільшення обсягів газу і газового конденсату, що вилучаються, від вдосконалення систем розробки родовищ.

Виходячи зі світового досвіду, для стабілізації обсягів видобування природного газу при існуючому стані балансових видобувних запасів в Україні можна рекомендувати як першочергові такі напрями.

1. Розроблення державної програми переоцінки існуючих залишкових видобувних запасів з приведенням їх у відповідність до міжнародної класифікації на базі створення ПДГТМ для газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ, що знаходяться в розробці, та нових, відкритих розвідкою.

2. Уточнення геологічних моделей родовищ на базі ПДГТМ, як основи для проектування та управління процесом розробки родовищ і моделювання наслідків всіх подальших технологічних рішень від буріння свердловин до впровадження методів підвищення коефіцієнта газовилучення з використанням сучасних технологій. Виконання цього напрямку вимагає:

- проведення комплексної переінтерпретації матеріалів польової геофізики (сейсмічних, гравіметричних, магнітометричних та інших) і геофізичних досліджень свердловин на сучасних програмних комплексах з побудовою геологічних моделей, а при необхідності проведення геофізичних досліджень з використанням 3D- і 4D- технологій;

- проведення в нових свердловинах геофізичних досліджень підвищеної роздільної здатності з використанням техніки і технологій світового рівня;

- коригування геологічних моделей родовищ за результатами узгодження гідродинамічного моделювання з фактичними показниками розробки газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ та інструментальними методами контролю за їх розробкою;

- розукрупнення об'єктів розробки та виявлення ціликів, застійних недренованих і водонафтових зон та залучення їх в розробку, ущільнення сітки горизонтальними свердловинами, впровадження нових методів підвищення коефіцієнта газовилучення;

- розроблення та широкого впровадження нової техніки та технологій для ефективного використання малодобітного фонду свердловин і родовищ з важковидобувними запасами;

- розроблення та прийняття нових проектних документів з розробки газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ, створених на основі сучасного геологічного і гідрогазодинамічного моделювання, та дієвого контролю за їх виконанням.

Широке використання вдосконалених систем розробки газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ може забезпечити

стабілізацію обсягів видобування природного газу на сучасному рівні та підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів з покладів відкритих на сьогодні родовищ. Важливо зазначити, що стабілізація поточних обсягів видобування природного газу із застосуванням вдосконалених систем розробки із запасів, що знаходяться в розробці, досягається за значно нижчих ризиків, фінансових витрат та термінів реалізації процесів, ніж при введенні у розробку нових родовищ.

Збільшення обсягів видобування природного газу. Вирішення цієї проблеми можливе лише за умови прискореного та ефективного проведення пошуково-розвідувальних робіт з нарощуванням видобувних запасів природного газу в обсягах, щонайменше, 40–50 млрд м³ на рік [9], що можливо лише за умови відкриття середніх і крупних родовищ. Але за останні роки ДП «Укргазвидобування» відкрило у Харківській області 4 нових родовища, перспективні ресурси яких загалом становлять 8,2 млрд м³.

При визначенні напрямів збільшення обсягів видобування природного газу необхідно брати до уваги, що пошук, розвідка та введення у розробку родовищ можливі тільки на базі новітніх високоефективних технологічних процесів, методологічних рішень, щонайменше середнього світового рівня. Також потрібно враховувати, що зазначений ланцюг необхідних робіт для освоєння запасів природного газу є достатньо тривалим у часі – 5 і більше років, має високі ризики та великі капітальні витрати.

В Україні є потенційні ресурси природного газу для нарощування обсягів його видобування. За оцінками експертів галузі, у тому числі й тих, що приймали участь у розробленні Енергетичних стратегій України 2006 (ЕС-2006) та 2013 рр. (ЕС-2013) [10], [11], цей потенціал має таку структуру:

- більше 5 трлн м³ прогнозних ресурсів традиційного природного газу. За реалізації песимістичного сценарію ЕС-2006 та ЕС-2013 прогнозувалось, що до 2030 р. обсяги видобутку можуть скласти від 15 до 24 млрд м³;

- від 3 до 5 трлн м³ прогнозних ресурсів природного газу щільних пісковиків (газу центрально-басейнового типу) і приуроченого до низькопроникних пісковиків у центральних занурених частинах нафтогазоносних басейнів. В ЕС-2013 вперше було розглянуто можливість освоєння цих ресурсів, а початок видобування передбачався уже з 2017 р. з досягненням до 2030 р. 7–9 млрд м³ видобутку природного газу;

- до 3 трлн м³ прогнозних запасів метану вугільних родовищ. В ЕС-2013 передбачалось, що видобуток розпочнеться з 2020 р. і у 2030 р. може скласти 2–4 млрд м³;

- 5–8 трлн м³ прогнозних ресурсів природного газу, що знаходиться переважно в сланцевих породах («сланцевий газ»). В ЕС-2013 передбачалось, що видобування природного газу сланцевих порід розпочнеться не раніше 2022 р. і у 2030 р. може скласти від 6 до 11 млрд м³. Але при вирішенні питання щодо початку робіт з розвідки та видобування сланцевого газу необхідно брати до уваги поточний стан української економіки та можливості залучення великих іноземних інвестицій, враховувати і те, що для України абсолютно не підходить досвід США з інтенсивної розробки родовищ сланцевого газу з бурінням тисяч свердловин, проведенням багаточисельних гідророзривів, використанням у технічних цілях величезних об'ємів води [12]. Крім того, доцільність видобування сланцевого газу в Україні потребує докладного вивчення з огляду на необхідність відведення значних площ землі в густонаселених районах, потребу у великій кількості води, високу очікувану собівартість цього типу газу. Також необхідно враховувати, що пошуки та розвідка промислових покладів сланцевого газу займуть до 10 років, а освоєння – ще 7–10 років. Отже не можна розглядати родовища газу сланцевих порід як першочергові об'єкти для розвідки й видобування нетрадиційного газу;

- від 4 до 13 трлн м³ прогнозних ресурсів природного газу глибоководного шельфу України. В ЕС-2013 початок видобутку передбачався з 2022 р. із зростанням до 7–9 млрд м³ до 2030 р., але за умов анексії Криму цей напрямок нарощування видобутку газу реалізовувати неможливо;

- від 7 до 25 трлн м³ прогнозних ресурсів природного газу, що знаходиться у покладах осадової товщі Чорного моря в стані газових гідратів. Хоча на сьогодні питання видобування природного газу з газогідратних покладів Чорного моря слід вважати досить віддаленою перспективою, але державі необхідно більше уваги приділяти можливості освоєння цих ресурсів.

Очевидно, що для освоєння запасів природного газу з родовищ будь-яких покладів характерні високі ризики на етапі пошуково-розвідувальних робіт та буріння експлуатаційних свердловин, але освоєння запасів нетрадиційного газу, особливо сланцевого, принципово відрізняється фінансовими витратами, науковим, технічним, методологічним, технологічним забезпеченням та екологічними навантаженнями на навколишнє середовище. Враховуючи зазначене, для нарощування обсягів видобування природного газу в нашій країні, незалежно від того, будуть це показники попередніх Енергетичних стратегій, чи обґрунтовано скореговані прогнозні цифри, керівництву держави спільно з науковцями та фаховою нафтогазовою громадськістю необхідно

вжити заходи щодо розроблення окремих глибоко опрацьованих програм з освоєння ресурсів з усіх перелічених вище джерел з прискореним освоєнням традиційних, особливо, важковидобувних запасів та ресурсів природного газу. У рамках зазначених програм необхідно забезпечити обов'язковість реалізації конкретних проектних рішень на основі техніко-економічних розрахунків. Враховуючи те, що Україна не має фінансових, технічних та технологічних можливостей для освоєння нетрадиційних ресурсів природного газу, фінансово-економічна та нормативно правова база для виконання зазначених програм мають бути зрозумілими, стабільними та привабливими для іноземних інвесторів. Крім того, діяльність з розвідки та видобування природного газу має регулюватись гнучкою податковою системою, якої на сьогодні в Україні немає, але яка успішно упродовж десятиліть використовується в цивілізованих нафтогазовидобувних країнах світу – США, Канаді, Норвегії та ін. Перші кроки у цьому напрямку було здійснено у 2017–2018 рр., коли було знижено ставки ренти на видобуток природного газу, які тепер поширюються на газ будь-якого походження, не викремлюється, як раніше, традиційний і нетрадиційний газ. Водночас, було виокремлено оподаткування діяльності з видобутку газу з нових свердловин, для якої встановлено найменші ставки – 12% для свердловин глибиною до 5 000 м і 6% – понад 5 000 м. Крім того, до Податкового кодексу України було внесено норму, що «держава гарантує, з 1 січня 2018 р. до 1 січня 2023 р. застосовування стимулюючої ставки рентної плати за користування надрами для природного газу, видобутого із нових свердловин... Розмір стимулюючої ставки не може бути збільшений, а також до неї не можуть застосовуватися коригуючі коефіцієнти або інші механізми, що можуть бути передбачені цим Кодексом або іншими актами законодавства, що призведуть або можуть

призвести до фактичного збільшення розміру податкових зобов'язань з рентної плати за користування надрами для видобування природного газу... У разі внесення змін до законодавства, що регулює податковий порядок стимулювання видобування природного газу, суб'єкти господарювання можуть обрати новий порядок стимулювання» [13]. Також у 2018 р. Кабінетом Міністрів і Верховною Радою було прийнято низку актів, які суттєво спрощують правила розробки нафтогазових родовищ, полегшують доступ до ділянок і зменшують кількість дозвільних документів. А у грудні 2018 р. у системі електронних торгів ProZorro вперше було оголошено аукціони на ліцензії на видобуток корисних копалин на 10 ділянках. Такі зміни нормативної бази можуть сприяти, по-перше, приходу в Україну великих компаній з сучасними технологіями, по-друге, подальшому нарощуванню видобутку природного газу приватними підприємствами, які за останні 5 років, збільшили видобуток природного газу на 1,6 млрд м³ з 2,8 млрд м³ у 2013 р. до 4,4 млрд м³ у 2018 р. [14].

Зрозуміло, що базовими показниками для обґрунтування обсягів видобування природного газу із власних запасів і ресурсів є прогнозні показники його споживання. Розмови про експорт природного газу є необґрунтованими економічно, адже зрозуміло, що при існуючій структурі запасів собівартість українського газу буде завжди вищою порівняно, наприклад, з російським.

У табл. 1 наведено фактичні обсяги споживання природного газу в Україні у 2005, 2010 та 2015 рр. [15], прогнозні показники споживання з 2010 по 2030 р. згідно песимістичного та оптимістичного сценаріїв ЕС-2006 і ЕС-2013 та уточнені прогнози споживання, розроблені в Інституті загальної енергетики НАН України у 2017 р. [16].

Упродовж 1998–2005 рр. споживання природного газу в Україні, залишалось більш-менш стабільним на рівні 76,4–75,6 млрд м³ (із зниженням

Таблиця 1. Прогнози споживання природного газу в Україні, млрд м³

Джерело прогнозу	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
ЕС-2006, песимістичний сценарій	76,4*	78,4 / 57,6*	80,8 / 33,8*	82,6	84,1	86,6	н/д	н/д
ЕС-2006, оптимістичний сценарій	76,4*	71,7 / 57,6*	63,9 / 33,8*	53,7	51,6	49,5	н/д	н/д
ЕС-2013, песимістичний сценарій		57,6*	55,1 / 33,8*	51,4	49,0	47,1	н/д	н/д
ЕС-2013, оптимістичний сценарій		57,6*	52,2 / 33,8*	52,9	52,5	52,9	н/д	н/д
ІЗЕ НАН України, 2017 р.		57,6*	32,8 / 33,8*	31,8	32,3	33,9	36,9	39,8

*фактичні обсяги споживання

**н/д – немає даних

у 2001–2002 рр. до 70 млрд м³), що пов'язано із певною стабільністю в економіці та соціальній сфері. Практично ці обсяги споживання природного газу були закладені у прогнозах ЕС-2006. Зрозуміло, що при її розробленні не передбачалось ані фінансової кризи 2008 р., ані анексії Криму та окупації частини Донбасу в 2014 р. Тому фактичні значення і прогнозні показники ЕС-2006 значно відрізняються – у 2010 р. на 20–25%, а у 2015 р. уже майже удвічі. Фактичні значення і прогнозні показники ЕС-2013 вже у 2015 р. для обох сценаріїв відрізняються на 35–39% і, очевидно, до 2030 р. ці розбіжності будуть збільшуватись. За прогнозами Інституту загальної енергетики НАН України 2017 р. [16] обсяги споживання природного газу до 2040 р. будуть нижчими, порівняно з прогнозами Енергетичних стратегій, не за рахунок широкого впровадження енергоощадних технологій і відновлюваних джерел енергії у пріоритетних галузях промисловості та соціальній сфері, а через кризові явища в економіці, пов'язані з «гібридною» війною, та різким підвищенням цін на газ для населення з 2015 р. Також важливо зазначити, що упродовж 2015–2018 рр. в Україні відбулася певна стабілізація обсягів споживання природного газу на рівні 33 млрд м³, зокрема населенням разом з теплокомуненерго та промисловістю на рівні 16 та 9,5 млрд м³ відповідно [15].

Отже для забезпечення споживачів країни природним газом упродовж найближчих 5 років,

відповідно до прогнозу [16], необхідно мати у балансі 32 млрд м³ газу з подальшим нарощуванням до 2030 р. до 34 млрд м³. Причому обсяги споживання природного газу населенням разом з теплокомуненерго у зазначений період складатимуть 15,4–14,1 млрд м³ та можуть забезпечуватись обсягами видобування із власних запасів державними компаніями «Укргазвидобування» та ВАТ «Укрнафта», які упродовж останніх чотирьох років видобувають 16–16,5 млрд м³ [15]. Оскільки на сьогодні ціни на природний газ для побутових споживачів встановлюються Урядом, то враховуючи прогнозні показники споживання природного газу населенням разом з теплокомуненерго та показники видобування газу державними підприємствами, Україна могла б не мати жодних проблем при забезпеченні населення природним газом і теплом. Таким чином, для повного забезпечення споживачів власним природним газом в Україні, відповідно до розроблених прогнозів видобутку, не вистачає близько 10–12 млрд м³.

Промислове освоєння запасів газу є технологічно складним, тривалим у часі та капіталоемним процесом, який відбувається у певній послідовності та включає три основних етапи: пошук та розвідка родовищ; розробка; ліквідація (рис. 2).

У табл. 2 наведено показники освоєння ресурсів та запасів природного газу. Оцінки вартості та тривалості основних етапів з освоєння ресурсів і запасів природного газу залежно від запасів родо-

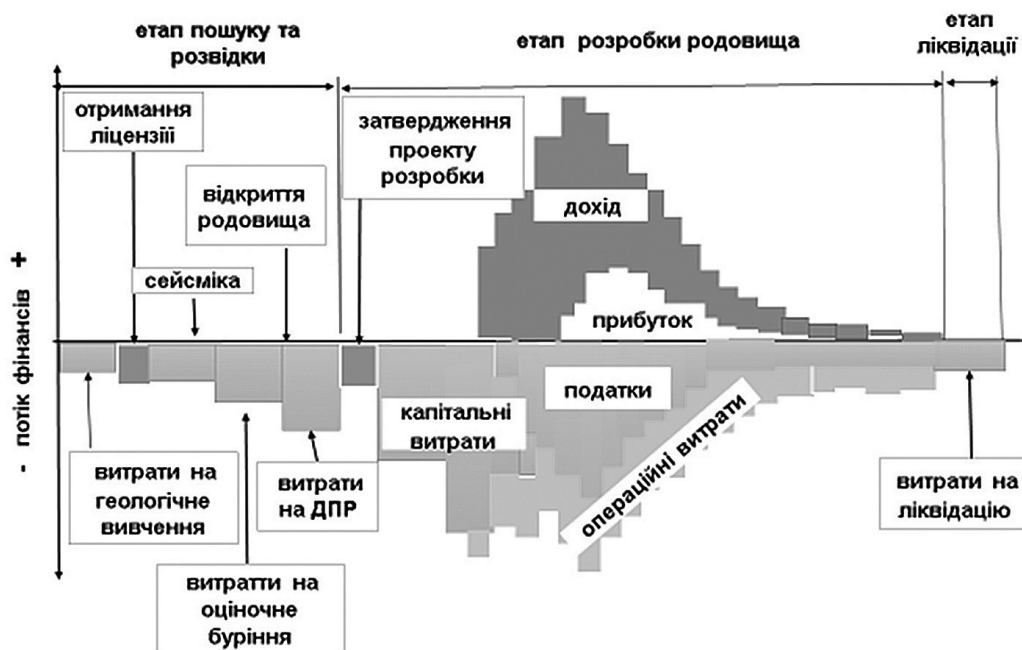


Рис. 2. Послідовність основних етапів та процесів освоєння ресурсів природного газу та відповідні фінансові потоки [17]

Таблиця 2. Основні показники освоєння ресурсів і запасів природного газу в Україні

Родовища газу		Етапи життєвого циклу родовища природного газу											Витрати на освоєння всього, млн \$ США	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	Середньорічний видобуток, млн м ³
		Підготовка			Пошук та розвідка			Дослідно-промислова розробка та розробка			Ліквідація				
Запаси, млрд м ³	Глибина, км	к-сть свердловин	термін виконання етапу робіт, рік	вартість етапу робіт, млн \$ США	к-сть свердловин	термін виконання етапу робіт, рік	вартість етапу робіт, млн \$ США	к-сть свердловин	термін виконання етапу робіт, рік	вартість етапу робіт, млн \$ США	термін виконання етапу робіт, рік	вартість етапу робіт, млн \$ США			
< 1	< 3	1	1	5	1	2	6	2	15	11	2	6	28,0	28,0	65
	3-4	1	1	6	1	2	8	2	15	14	2	8	35,0	35,0	
	4-5	1	1	8	1	2	10	2	15	19	2	10	47,8	47,8	
	> 5	1	1	10	1	2	14	2	15	26	2	14	63,7	63,7	
1-5	< 3	1	1	5	1	2	6	4	15	21	2	6	38,0	15,2	163
	3-4	1	1	6	1	2	8	4	15	26	2	8	47,5	19,0	
	4-5	1	1	8	1	2	10	4	15	37	2	10	65,4	26,2	
	> 5	1	1	10	1	2	14	4	15	50	2	14	87,7	35,1	
5-10	< 3	2	1	10	3	2	16	6	15	31	2	16	73,0	9,7	488
	3-4	2	1	13	3	2	20	6	15	39	2	20	91,3	12,2	
	4-5	2	1	16	3	2	28	6	15	54	2	28	126,1	16,8	
	> 5	2	1	20	3	2	38	6	15	74	3	38	169,6	22,6	
> 10	< 3	2	1	10	4	2	21	8	15	41	2	21	93,0	9,3	650
	3-4	2	1	13	4	2	26	8	15	51	3	26	116,3	11,6	
	4-5	2	1	16	4	2	37	8	15	72	3	37	161,3	16,1	
	> 5	2	1	20	4	2	50	8	15	98	4	50	217,6	21,8	

вищ та глибин залягання покладів, проведено авторами статті за таких умов:

– розмір ділянки для пошуку і освоєння ресурсів природного газу – 100 км²;

– термін дії ліцензії на геологічне вивчення та подальшу промислову розробку родовища – 20 років;

– середньорічний темп відбору – 6,5% від запасів газу;

– вартість основних етапів включає в себе вартість проведення комплексу 3D-сейсморозвідувальних робіт, побудову цифрової геологічної моделі, аудит запасів, а також вартість буріння та облаштування свердловин.

Про точність прогнозних розрахунків можна говорити з моменту затвердження проекту розробки родовища, а це, щонайменше, 2 роки після отримання ліцензії та виконання у повному обсязі робіт, передбачених ліцензійною угодою. І лише ще через 3-4 роки (тобто через 5-6 років після отримання ліцензії) при підтвердженні комерцій-

ної привабливості запасів можна буде отримати перший природний газ із родовища.

Як видно з табл. 2, при освоєнні родовища із запасами природного газу у 10 млрд м³ і більше обсяг видобутку на п'ятий-шостий рік після отримання ліцензії може скласти близько 650 млн м³ на рік з витратами на освоєння від 93 до 217,6 млн. дол. США, залежно від глибини залягання покладів. Для забезпечення додаткових обсягів видобування природного газу в обсязі 5 млрд м³ на рік у найближчі 5-7 років необхідно, щоб на різних етапах освоєння ресурсів і запасів природного газу на сьогодні знаходилось близько 10 родовищ із запасами у 10 млрд м³ і більше, близько 20 – із запасами 5-10 млрд м³ або 4-5 родовищ із запасами 30 млрд м³ і більше. Такі обсяги робіт в Україні на сьогодні не виконуються ні у державному, ні у приватному секторах, а це означає, що забезпечити додаткові обсяги видобування природного газу на 5 млрд м³ і більше у найближчі 5, а то й 10 років неможливо.

ВИСНОВКИ

1. Упродовж останніх 60 років характер динаміки видобування природного газу в Україні визначають не лише його запаси, але й особливості їх структури. Аналіз структури видобувних запасів природного газу показав, що розвідані запаси, за умови удосконалення систем розробки покладів, можуть забезпечити лише компенсацію природного падіння обсягів видобування і утримання їх на сьогоdnішньому рівні у 20–21 млрд м³ на рік.

2. Для забезпечення споживачів України власним природним газом упродовж найближчих 5 років необхідно наростити обсяги його видобування щонайменше на 10–12 млрд м³. Але потенційні ресурси природного газу в традиційних покладах України при нинішніх обсягах проведення робіт з підготовки, пошуку, розвідки та розробки родовищ у державному та приватному секторах у найближчій перспективі не зможуть забезпечити збільшення обсягів його видобування. Лише за умов підвищення ефективності освоєння цих ресурсів з якнайшвидшим розробленням на державному рівні спеціальної програми, можливе нарощування обсягів видобування природного газу через 5–7 років на 5 млрд м³.

3. Видобування природного газу з нетрадиційних покладів буде можливим в Україні у більш віддаленій перспективі за умови значного збільшення обсягів та якості пошуково-розвідувальних робіт з відповідним науковим супроводом і залучення іноземних інвестицій.

1. Програма нарощування видобутку нафти і газу з родовищ НАК «Нафтогаз України» до 2020 року. Затверджено наказом НАК «Нафтогаз України» № 100 від 15 березня 2011 р.
2. Мінеральні ресурси України. Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України». К., 2018. 270 с.
3. Газовидобування в Україні. Baker Tilly International. 2012. 11 с. URL: http://www.bakertillyukraine.com/media/Gazovydobuvannya_v_ukrayini.pdf.
4. Бакулін Є.М., Шелудченко В.І., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Горбунов В.І. Основні напрямки розвитку нафтової і газової промисловості України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. № 4(25). С. 5—13.
5. Єгер Д.О., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. та ін. Економічні передумови та нормативно правове забезпечення розробки виснажених родовищ нафти і газу. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 5. С. 15—18.
6. Гунда М.В., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О. та ін. Перспективи освоєння дрібних та дуже дрібних родовищ газу в Україні. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 1. С. 37—42.
7. Annual Energy Review 2005. Department of Energy. Washington, DC205858.
8. Зарубін Ю.О., Шелудченко В.І., Єгер Д.О. Про довгострокове прогнозування видобутку нафти і газу. *Проблеми нафтогазової промисловості*. 2006. № 4. С. 7—26.
9. Карп І.М., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О. та ін. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. К.: Наук. думка, 2006. 309 с.
10. Енергетична стратегія України на період до 2030 року, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р, 129 с.
11. Оновлена Енергетична стратегія України на період до 2030 року, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України №1071-р від 24.07.2013 р. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1071-2013-%D1%80>.
12. Лукін О.Ю. Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти. *Вісн. НАН України*. 2014. № 9. С. 16—22.
13. Податковий кодекс України. Редакція від 01.03.2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>.
14. Видобування газу в Україні у 2017, 2018 рр. URL: naftogaz-europe.com/article/ua/vidobutokgazuvukrainiv20172018.
15. Споживання природного газу в Україні URL: <https://naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/DF45C509A5A17D09C2257F990039EABF?OpenDocument&Expand=1.5&>.
16. Кулик М.М., Горбулін В.П., Кириленко О.В. Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали). К.: Інститут загальної енергетики НАН України, 2017. 78 с.
17. Saul B. Suslick, Denis Schiozer, Monica Rebelo Rodriguez. (2009). Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production. *Terrae*. Institute of Geosciences. URL: <http://geo25.ige.unicamp.br/terrae/V6/PDF-N6/T-a3i.pdf>.

Надійшла до редколегії: 25.01.2019