

КРИЖАНІВСЬКИЙ
Євстахій Іванович —
академік НАН України, ректор
Івано-Франківського
національного технічного
університету нафти і газу

ЄТЕР
Дмитро Олександрович —
член-кореспондент НАН
України, головний науковий
співробітник Інституту загальної
енергетики НАН України

ПРО НАУКОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ

**Стенограма наукової співдоповіді на засіданні
Президії НАН України 27 березня 2019 року**

У співдоповіді наведено загальну характеристику перспектив нарощування видобутку вуглеводневої сировини в Україні з метою зміцнення енергетичної безпеки держави, розглянуто конкретні пропозиції щодо вирішення проблемних питань розвитку вітчизняної нафтогазодобувної галузі та подолання дефіциту власних енергоресурсів, визначено можливості наукових установ НАН України та Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу з наукового супроводу видобування нафти і газу.



КРИЖАНІВСЬКИЙ
Євстахій Іванович —
академік НАН України,
ректор Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу

Шановний Борисе Євгеновичу!

Шановні члени Президії! Шановні колеги!

Серед основних цілей, визначених державною політикою України у сфері енергонезалежності, є нарощування видобутку вітчизняних енергоносіїв. Частка нафти і природного газу в структурі кінцевого споживання залишається найбільшою і протягом усіх років незалежності України перевищує 50%. Співвідношення між видобутими та спожитими енергоносіями (рис. 1) свідчить про актуальність проблеми збільшення обсягів власного видобутку вуглеводневої сировини.

Дефіцит енергоносіїв — нафти і газу — є чинником, який негативно впливає на стабілізацію економіки, породжує різного роду зовнішні і внутрішні спекуляції, особливо в період

виборів. Прикладів можна навести чимало. Великі сподівання на збільшення видобутку вітчизняного газу пов'язувалися з Програмою 20/20, згідно з якою річний видобуток природного газу державною компанією «Укргазвидобування» у 2020 р. мав досягти 20 млрд м³. Наприкінці 2018 р. офіційно було заявлено, що програму не буде виконано. Реальний середньорічний видобуток компанії коливається близько 14,5 млрд м³.

Аналізуючи видобуток природного газу на території України за всі роки розвитку газової промисловості, можемо виділити три різні періоди. Перший (з 1924 р. до середини 1950-х років) — період становлення галузі. У цей час закладалися техніко-технологічні основи процесу видобування газу. В експлуатації перебували лише верхні газонасні горизонти надр. Глибина свердловин не перевищувала 2500 м. Основний видобуток було сконцентровано на Заході України. Особливістю другого періоду (від середини 1950-х до початку 1990-х років) є інтенсивне зростання видобутку до середини 1970-х років і подальше зниження до початку 1990-х років. Цей період характеризується значним приростом запасів, які майже вдвічі перевищували видобуток. Освоювалися нові великі родовища на глибині до 5000 м в районі Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Битківське, Глинсько-Розбишівське). У 1972 р. було досягнуто максимального обсягу видобутку нафти та газоконденсату — 14,4 млн т, а в 1975 р. — найбільшого рівня видобутку газу — 68,7 млрд м³. Інтенсивне падіння видобутку після 1975 р. зумовлене насамперед виснаженням великих родовищ. Нові родовища не відкривали у зв'язку з бурхливим розвитком нафтогазової галузі у Західному Сибіру.

Початок третього періоду (від 1990-х років і донині) характеризується нестабільним приростом запасів і, як наслідок, зниженням видобутку природного газу (рис. 2). Спроби стабілізувати видобуток за незначного приросту запасів супроводжувалися порушенням режимів

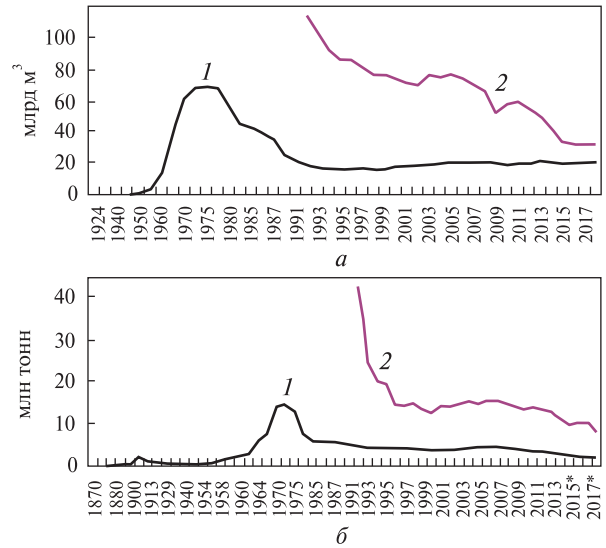


Рис. 1. Видобуток (1) і споживання (2) в Україні природного газу (а) і нафти (б)

експлуатації свердловин, що завдавало шкоди родовищам. У 2000–2008 рр. приріст запасів вдалося стабілізувати завдяки відкриттю 25 родовищ, зокрема великого Кобзівського родовища і середнього Улянівського. Показники «Укргазвидобування» починаючи з 2009 р. свідчать про коливання видобутку газу в діапазоні від 13,8 до 14,5 млрд м³. Одним із пояснень цього є те, що раніше видобували переважно конденсат, а зараз активно видобувають газ, і ці родовища працюють на виснаження. На жаль, у 2018 р. було відкрито лише 6 нових родовищ, та й ті з малими запасами.

Якими ж видаються перспективи нарощування видобутку? Рецепт простий і перевірений роками — збільшення приросту запасів. Приріст запасів поділяється на дві частини: приріст зі старих родовищ і приріст від відкриття нових родовищ.

Перспективи розширення запасів на старих родовищах глибиною до 5000 м обмежені і можуть забезпечити лише стабілізацію видобутку на нинішньому рівні. Для перспективного приросту запасів та нарощування видобутку природного газу необхідно відкривати нові родовища на більших глибинах. Перспективи відкриття нових покладів і родовищ зі зна-

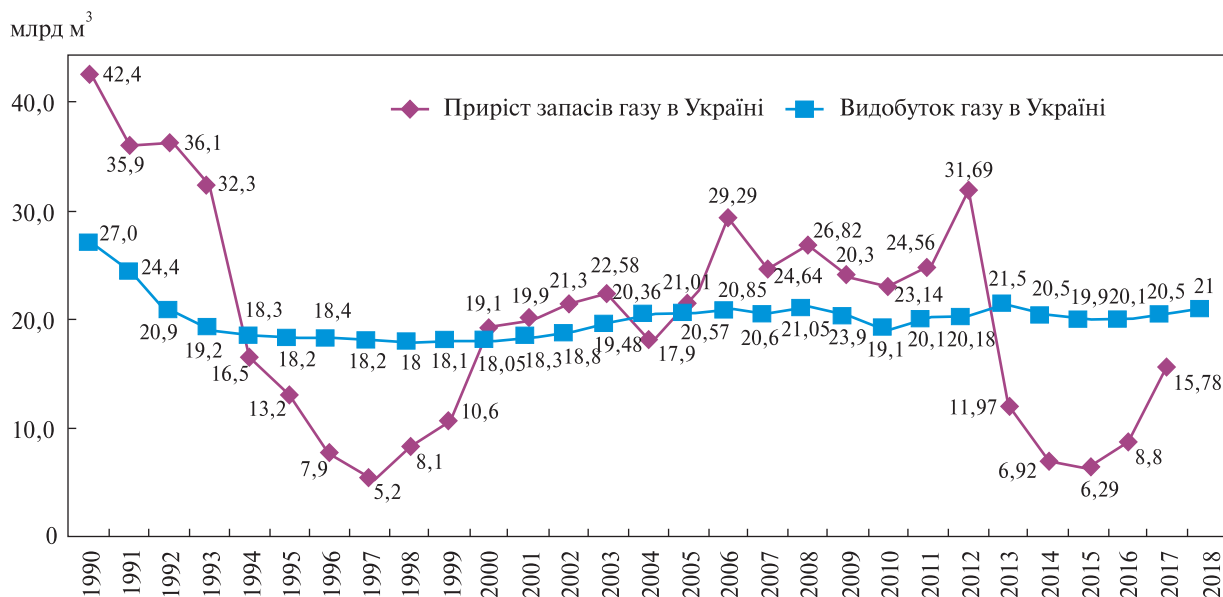


Рис. 2. Обсяги видобутку та приросту розвіданих запасів природного газу в Україні в 1990–2018 рр.

чними запасами вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині (Східний нафтогазоносний регіон) пов'язують з маловивченими або невивченими структурами на глибинах понад 5000 м. За новітніми даними, з глибокими горизонтами (5000–7000 м) Східного регіону України пов'язано понад 40% нерозвіданих у них ресурсів. Це частково підтверджується також результатами буріння свердловин. Зокрема, на сьогодні на Мачухському родовищі з глибини близько 7000 м отримано приплив газу дебітом 1,2 млн м³ на добу. Розподіл нерозвіданих ресурсів у регіоні за глибинами такий: до 3000 м — 17%, в інтервалі від 3000 до 4000 м — 22%, від 4000 до 5000 м — 19%, а з глибокими горизонтами 5000–7000 м пов'язано 42% цих ресурсів. Ступінь використання потенційних ресурсів вуглеводнів в інтервалі глибин 5000–7000 м не перевищує 14%, тоді як нереалізована їх частина становить половину всіх ресурсів, що залишилися.

У Західному нафтогазоносному регіоні, за сучасними даними, отриманими й обґрунтованими науковцями Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (далі — Університет), є значна кількість

непошукованих ресурсів нафти і газу. Для їх освоєння потрібне використання новітніх технологій та науковий супровід. Для прикладу наведемо дані щодо Долинського району Івано-Франківської області. У межах району тільки у двох підняттях (Міжрічинському та Слобода-Долинському) в палеозойських відкладах прогнозується понад 100 млн т нафти на глибині 5000–6400 м. Подібна ситуація і в інших районах Карпатського регіону. Є певні перспективи відкриття значних за запасами родовищ у піднасувній частині Передкарпаття (Карпатський автохтон) та в інших ділянках Західного регіону, великі території якого, зокрема Волино-Поділля, характеризуються дуже низькою щільністю буріння.

За найобережнішими оцінками, нерозвідані традиційні вуглеводневі ресурси в трьох нафтогазоносних регіонах України (Східному, Західному та Південному) становлять понад 5 млрд т умовного палива (див. табл.), що вдвічі перевищує накопичений видобуток.

В Університеті у співавторстві з колективами установ НАН України та НАК «Нафтогаз України» видано 8-томну монографію «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України», в якій

обґрунтовано прогностичні ресурси вуглеводнів нетрадиційних типів:

Сланцевий газ:

Східний НГР..... 10–14 трлн м³;
 Західний НГР..... 1–4 трлн м³;
 Південний НГР..... 2–7 трлн м³;
 Усього..... 13–25 трлн м³.

Газ ущільнених порід-колекторів:

Східний НГР..... 3–8 млрд м³;
 Західний НГР..... 1–3 трлн м³;
 Усього..... 4–11 трлн м³.

Метан вугільних родовищ:

Донецький вугільний басейн..... 3,5 трлн м³;
 Волинський вугільний басейн..... 0,5 трлн м³;
 Усього..... 4 трлн м³.

Поклади газу, пов'язані з імпактними структурами:

Оболонський кратер..... 800 млрд м³;
 Болтиський кратер..... 200 млрд м³;
 Усього..... 1 трлн м³.

Сланцева нафта:

Східний НГР..... 300–350 млн т;
 Західний НГР..... 50–100 млн т;
 Південний НГР..... 150–200 млн т;
 Усього..... 500–650 млн т.

Газогідрати Чорного моря:

Усього..... 7–10 трлн м³.

Перспективи збільшення обсягів видобутку нафти і газу значною мірою пов'язані з ресурсною базою, але нафтогазові родовища різняться між собою структурою, складом і глибиною залягання, що потребує індивідуальних техніко-технологічних підходів до їх освоєння. Буріння та експлуатація свердловин супроводжуються підвищеними ризиками зі значними матеріальними та фінансовими затратами. Суттєвим ресурсом нарощування власного видобутку нафти і газу є наявний в Україні фонд

Ресурсна база вуглеводнів України

Тип вуглеводнів	Ресурси	Запаси
Природний газ, млрд м ³	4292	понад 900
Нафта, млн т	705	понад 120
Газоконденсат, млн т	336	близько 60

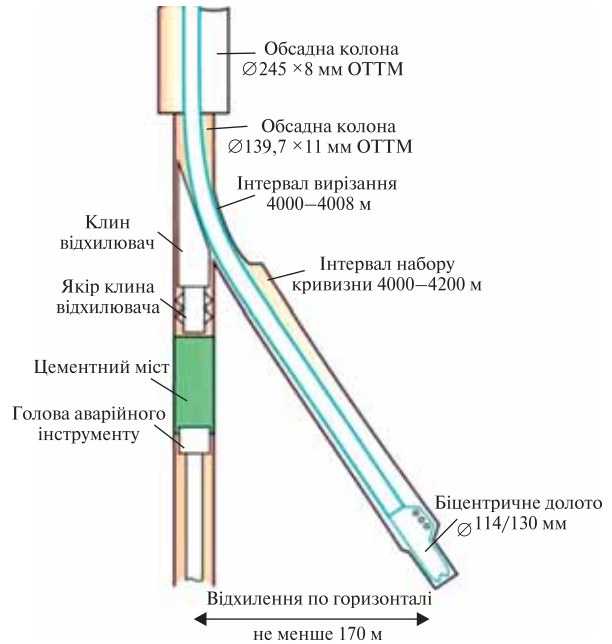


Рис. 3. Схема вітчизняної технології буріння бокових стовбурів свердловин

недіючих свердловин, який налічує понад 7500 одиниць без урахування законсервованих.

У світовій практиці до 30% поточного видобутку нафти і газу забезпечується завдяки відновленню недіючих свердловин, бурінню додаткових бокових похило скерованих і горизонтальних стовбурів. В Україні такі роботи проводилися в дуже незначних обсягах через відсутність вітчизняних технологій. Останнім часом технічні питання щодо розроблення і апробації технології відновлення свердловин вирішено. На старих родовищах Дніпровсько-Донецької западини та Прикарпаття успішно впроваджено технології і технічні засоби для відновлення ліквідованих, недіючих і малодебітних свердловин зарізанням і бурінням додаткових бокових похило спрямованих та горизонтальних стовбурів з використанням вітчизняних засобів геонавігації (рис. 3). Відновлено понад 20 ліквідованих свердловин, які дали високі для своїх горизонтів, практично початкові дебіти нафти і газу. При цьому відновлення старих свердловин має значно коротші терміни порівняно з будівництвом но-

вих і, відповідно, потребує менших капіталовкладень.

Важливою передумовою збільшення видобутку нафти і газу є наявність нафтогазоносної зони шельфу Чорного моря біля острова Зміїний, яка перебуває у незаперечній власності і юрисдикції України. Родовища цієї зони — Одеське і Безіменне — повністю розвідані та підготовлені для експлуатаційного буріння. Маємо досвід, фахівців, власні технології морського горизонтального буріння. Вже пробурено понад 30 свердловин, зокрема 8 — на Одеському родовищі, а отже, відновлення робіт на морському шельфі цілком можливе. Освоєння лише Одеського і Безіменного родовищ дасть змогу щороку додатково видобувати близько 4–5 млрд м³ газу і приблизно 1 млн т конденсату. За планової кількості горизонтальних свердловин 40–50 одиниць термін експлуатаційного розбурювання цих родовищ двома буровими платформами становитиме близько 3 років.

На ефективність процесу буріння свердловин значною мірою впливає якість бурового інструменту, досконалість його конструкції та оптимальність режимів експлуатації. В установах НАН України успішно проводяться роботи зі створення такого інструменту. Так, в Інституті надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН України розроблено бурові долота і калібратори з використанням нових термостійких алмазно-твердосплавних матеріалів. Ці вироби не поступаються найкращим світовим зразкам, але їх вартість у декілька разів нижча.

В Інституті електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України розроблено технологію виготовлення бурових доліт і калібраторів зі зносостійким покриттям лопатей, які за техніко-економічними показниками значно перевершують відомі в Україні аналоги.

Проведення робіт з підземного ремонту свердловин пов'язане з необхідністю очищення вибоїв від сторонніх металевих залишків, для чого використовують глибинні магніти з підвищеними магнітними властивостями, розроблені в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу. Ще одним напрямом діяльності Університету є за-

безпечення надійності кріплення свердловин за різних температур за допомогою різноманітних полегшених тампонажних систем зі зниженою водовіддачею та поліпшеними фізико-механічними характеристиками. Створено сучасний техніко-технологічний комплекс для відбору глибинних зразків породи (керна) з будь-яких свердловин у складних геологічних умовах, що дає змогу підвищити інформативність оцінки продуктивності покладів та уточнення запасів у них вуглеводнів. Проведено широкомасштабні роботи з інтенсифікації видобування вуглеводнів і збільшення обсягів їх вилучення з родовищ з важковидобувними запасами. Запропоновано принципово нові підходи до розробки родовищ, які ґрунтуються на комплексному активному впливі на пласт, привибійну зону і стовбур свердловини.

В Інституті геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України запропоновано нову геомеханічну гіпотезу утворення вторинної тріщино-пористої структури в породах газових і газоконденсатних родовищ, що перебувають в експлуатації.

В Інституті проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України створено технологію комплексного водневого термобарохімічного впливу на привибійну зону продуктивного пласта з метою збільшення припливу вуглеводнів. Ця технологія успішно пройшла промислові випробування на багатьох родовищах України, Туркменії, Китаю, Грузії, забезпечивши збільшення припливів вуглеводневої сировини у 2–8 разів.

В Інституті імпульсних процесів і технологій НАН України розроблено технології та відповідне обладнання для інтенсифікації видобутку нафти з використанням високовольтних електричних розрядів, які створюють у рідині хвилі високого тиску. Ці технології особливо ефективні для свердловин, у яких продуктивність зменшилася через кольматацію привибійної зони. Майже 40-річний досвід використання в різних країнах електророзрядного способу обробки свердловин нафтових родовищ свідчить про можливість збільшення припливів нафти у 2–3 рази.

Після виведення з експлуатації нафтогазові свердловини перетворюються на джерела забруднення довкілля, яких багато на старих родовищах у Західній Україні, наприклад, з ними пов'язана широковідома проблема загазованості м. Борислав. Тому відновлення свердловин сприяє не лише збільшенню видобутку вуглеводнів, а й запобіганню забрудненню довкілля.

З огляду на природні відновлювальні процеси та нові підходи теорії нафтогазоутворення, в яких значну роль відведено екологічним загрозам, пов'язаним з явищем глибинної дегазації Землі, напрошується висновок про недоцільність і неприпустимість ліквідації малодебітних нафтогазових свердловин. Слід проектувати, споруджувати й експлуатувати свердловини як високонадійні об'єкти довготривалої експлуатації. Свердловини з малими припливами вуглеводнів потрібно експлуатувати із застосуванням нових технологій, особливо це стосується транспортування і використання отриманої продукції. Перспективні технології експлуатації малодебітних газових свердловин напрацьовано в Інституті газу НАН України, а в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу — ефективні технології отримання теплової енергії спалюванням некондиційної нафтоводяної суміші з малодебітних нафтових свердловин.

Збільшення вітчизняного видобутку нафти і газу, крім нарощування ресурсної бази, має ґрунтуватися на застосуванні ефективних систем розробки родовищ, які забезпечують отримання максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів. При цьому слід удосконалювати механізми ринкового стимулювання вмотивованого широкого використання високоефективних наукомістких технологій. Нормативні документи, що регламентують вимоги до проектів розробки родовищ, мають визначати відповідальність надрокористувачів за виконання проектних показників щодо вдосконалення систем розробки родовищ та забезпечення

максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

Однак жодну з програм нарощування видобутку нафти і газу (від Національної програми «Нафта і газ до 2010 року» до Програми 20/20 «Укргазвидобування») не було виконано через відсутність належного наукового супроводу, системних комплексних узагальнень та дієвого зв'язку науки і виробництва. З метою кадрового забезпечення підприємств нафтогазового комплексу при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу створено нафтогазовий освітній кластер (НГОК).

Реалізація амбітних планів з нарощування власного видобутку природного газу і нафти має ґрунтуватися на новітніх наукових результатах. Для цього пропонується об'єднати науковий потенціал установ НАН України, університетів та галузевих інститутів у дослідницькі центри, які вирішуватимуть завдання за окремими напрямками. Для реалізації наукових результатів, їх комерціалізації та максимально ефективного впровадження на основі кожного центру потрібно створити громадське формування зі статусом юридичної особи (громадську організацію), основними принципами діяльності якого є добровільність, рівність перед законом, відсутність майнового інтересу учасників, прозорість, відкритість та публічність. Дослідницькі центри пропонуватимуть свої послуги для практичної реалізації через участь у відповідних тендерах. Участь університетів у роботі всіх дослідницьких центрів сприятиме залученню молодих науковців. Таким чином сформується сприятливі умови для організації стартапів.

Діяльність дослідницьких центрів, об'єднаних науково-координаційною радою, закладе основи для започаткування державної ключової лабораторії, створення якої стане можливим після вирішення організаційних проблем на рівні Національного фонду досліджень та затвердження відповідних типових положень Кабінетом Міністрів України.

Дякую за увагу!



**ЄТЕР Дмитро
Олександрович** –
член-кореспондент НАН
України, головний науковий
співробітник Інституту
загальної енергетики
НАН України

Шановний Борисе Євгеновичу!
Шановні колеги!

Повністю підтримуючи основні положення, викладені в доповіді академіка Є.І. Крижанівського, я, так би мовити, для повноти картини дещо детальніше розкрию деякі нюанси.

Зростання споживання первинних енергоносіїв у світі в 2017 р. становило 2,2% (найвищий показник з 2013 р.) порівняно з 1,2% у 2016 р. Найбільше підвищення енергоспоживання спостерігалось в Китаї – 3,1%.

Світове споживання природного газу в 2017 р. збільшилося на 96 млрд м³, або на 3% (найвищий показник з 2010 р.), і досягло 3,67 трлн м³. Основний приріст споживання газу забезпечили Китай (+31 млрд м³), Близький Схід (+28 млрд м³) і Європа (+26 млрд м³). У США споживання газу, навпаки, знизилось на 1,2%, або на 11 млрд м³.

Світовий видобуток природного газу в 2017 р. досяг 3,68 трлн м³ і порівняно з 2016 р. зріс на 131 млрд м³, або на 4%, майже вдвічі перевищивши середні за 10 років темпи зростання. Росія показала найсильніше зростання видобутку природного газу (+46 млрд м³), другу позицію посідає Іран (+21 млрд м³).

Що стосується видобутку природного газу в Україні, наведу для порівняння динаміку реального видобутку за роки незалежності України і прогностичні дані до 2030 р. (рис. 4). Як можна бачити, на сьогодні фактичний видобуток газу, якщо додати до нього регіон анексованого Криму, практично повністю збігається з песимістичним прогностичним сценарієм, наведеним в Енергетичній стратегії 2006 р., що красномовно свідчить про ставлення держави до цього питання.

У 2018 р. річний видобуток газу в Україні становив 21 млрд м³ (в 2017 р. – 20,5 млрд м³).

32% видобутку забезпечують 7 основних родовищ Східного регіону із запасами газу, що становлять 30% усіх запасів України. Загалом у Східному регіоні видобувається понад 90% газу, а на Західній припадає близько 10%.

Видобуток нафти і газу на території України здійснюють більш як 20 компаній. У 2018 р. приватні компанії наростили видобуток газу до 4,4 млрд м³ (у 2017 р. – 4,1 млрд м³), що відповідає 20% загального видобутку. Проте 80% природного газу видобувають дві компанії, які входять до складу НАК «Нафтогаз України», – ПАТ «Укргазвидобування» (73%) і ПАТ «Укрнафта» (7%). Причому ПАТ «Укргазвидобування» починаючи з 2015 р. ніби постійно збільшує обсяги видобутку природного газу, але тут йдеться про так званий сирий газ, а обсяги видобутку товарного газу (без урахування виробничо-технологічних витрат) останніми роками залишаються на рівні 13–14 млрд м³.

Динаміка споживання природного газу в Україні фактично відповідає стану економіки в державі (рис. 5). Різке падіння споживання у 2009 р. пов'язане зі світовою фінансовою кризою, але і після 2011 р. спостерігається постійне зменшення обсягів споживання газу, яке з 2014 р. посилюється через втрату Криму та частини території Донбасу. Причому крива загального споживання природного газу і крива споживання природного газу промисловістю є подібними одна до одної, що цілком відображує економічний спад цього періоду. Лише в 2017–2018 рр. річне споживання природного газу стабілізувалося на рівні 32–33 млрд м³.

Отже, для забезпечення потреб України у природному газі необхідно наростити власний видобуток принаймні на 10–12 млрд м³ на рік. Чи можливо це зробити? Якщо подивитися на ресурсний стан та запаси природного газу, то так – можливо. Станом на 1 січня 2018 р. балансові видобувні запаси становили 829 449 млрд м³ природного газу, в тому числі 719 229 млрд м³, які розробляються. За міжнародною класифікацією, запаси природного газу категорії «доведені запаси» становлять 250–300 млрд м³. Потенційні ж ресурси при-

родного газу в так званих традиційних покладах оцінюються в понад 5 трлн м³, а потенційні ресурси нетрадиційних покладів (газ щільних піщаників, сланцевих порід, вугільних родовищ, газогідратні поклади), за оцінками різних експертів, коливаються від 10 до 20 трлн м³ і навіть більше. Проте всі ці прогнозні ресурси не новина, про них фахово говорять в Україні вже протягом останніх 20 років, але на обсяги видобутку природного газу вони жодним чином не впливають. Виявляється, що державу ці ресурси нетрадиційних покладів не цікавлять, хоча США, наприклад, з вугільних родовищ отримують щороку близько 30 млрд м³ газу, що зіставне з річним рівнем споживання газу в Україні.

Отже, сьогодні Україна використовує лише балансові видобувні запаси природного газу (829 449 млрд м³), але з року в рік структура цих запасів постійно погіршується. Так, понад 15% запасів належать до важковидобувних; 43% родовищ газу мають початкові видобувні запаси, менші за 1 млрд м³, і за сучасною класифікацією вважаються дуже дрібними; поточні темпи відбору активних запасів газу змінюються від 7% для великих родовищ до 2% для важковидобувних; частка найголовніших за видобувними запасами та видобутком родовищ газу зменшується. Тобто проблеми зі стабілізацією видобутку газу постійно збільшуються, і обсяги видобутку вдається втримувати лише завдяки напрацьованим технічним і технологічним заходам, про які детально вже розповів академік Є.І. Крижанівський.

Промислове освоєння запасів природного газу є тривалим, технологічно складним і капіталомістким процесом, який має відбуватися в певній послідовності. При освоєнні родовища із запасами природного газу у 10 млрд м³ з річними темпами відбору запасів 5–7% річний обсяг видобутку на 5–6-й рік після отримання ліцензії може становити 650–700 млн м³.

Для забезпечення видобування в Україні додаткових обсягів природного газу порядку 10–12 млрд м³ на рік у найближчі 5 років необхідно, щоб на різних етапах освоєння ресурсів і запасів природного газу вже сьогодні пере-

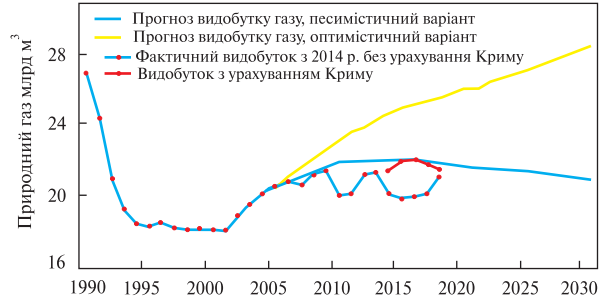


Рис. 4. Динаміка видобутку природного газу в Україні (млрд м³) за період 1990–2018 рр. і прогноз до 2030 р. (Енергетична стратегія 2006)

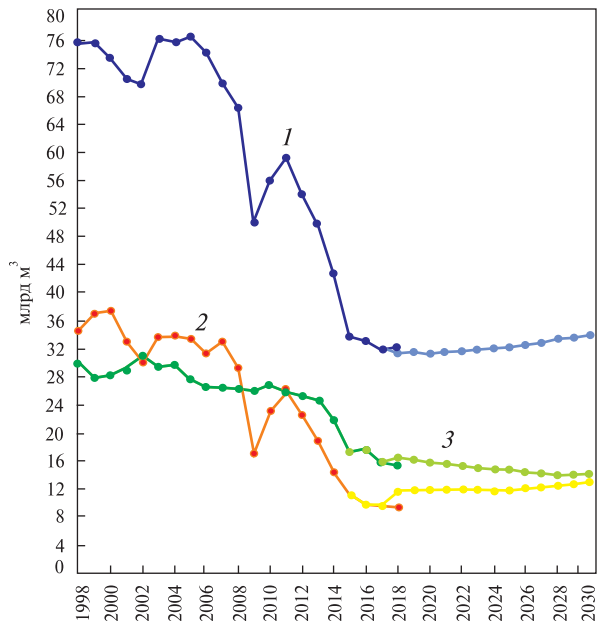


Рис. 5. Динаміка фактичного споживання природного газу в Україні у 1998–2018 рр. та прогноз до 2030 р. (за даними Інституту загальної енергетики НАН України): 1 — загальне споживання природного газу; 2 — промисловість; 3 — населення та комунальна сфера

бували близько двох десятків родовищ із запасами 10 млрд м³ або 4–5 родовищ із запасами понад 30 млрд м³. Наразі таких обсягів робіт в Україні немає ані в державному, ані в приватному секторі.

Незважаючи на те, що проблеми стабілізації обсягів видобування природного газу і про-

блеми нарощування обсягів його видобутку значною мірою пов'язані між собою (особливо це стосується ресурсної бази), вони значно відрізняються одні від одних за технічними і технологічними процесами з підвищеними ризиками, витратами і термінами отримання продукції. Тому очевидно, що ці проблеми слід

розглядати окремо і вирішувати за різними програмами з визначенням пріоритетності їх реалізації на основі фінансово-економічних показників.

Дякую за увагу!

*За матеріалами засідання
підготувала О.О. Мележик*