

НАФТОГАЗОВИЙ КОМПЛЕКС УКРАЇНИ

І. М. Карп

Інститут газу НАН України, Київ

Надійшла до редакції 13.02.06

Енергетична безпека є однією з визначальних складових безпеки держави, тому стан та перспективи розвитку енергетики є предметом постійної уваги і турботи уряду і всього суспільства. У паливно-енергетичному комплексі країни важливу роль відіграє нафтогазовий комплекс (НГК). Достатньо сказати, що вуглеводневі види палива (природний газ та нафтопродукти) складають дві третини всіх органічних палив, що споживаються (у т. ч. природний газ – більше половини).

Основною метою функціонування НГК є стабільне забезпечення національної економіки вуглеводневим паливом у звичайних умовах та у надзвичайних ситуаціях. Ця мета досягається завдяки складному комплексу заходів економічного, науково-технічного, правового характеру та активного проведення "енергетичної дипломатії".

Важливим завданням функціонування НГК є ефективне освоєння та використання запасів нафти і газу, а також збереження за Україною функцій транзитної держави за умов використання вигідного географічного положення між постачальниками і споживачами газу і нафти та наявності розвинутих систем магістральних газо- і нафтопроводів. Найповніше використання потужностей цих систем та їх розвиток на базі існуючої інфра-

структури має проводитись в інтересах вітчизняних та західноєвропейських споживачів, оскільки це дасть можливість стримувати зростання цін (зокрема, на газ), пов'язане з будівництвом нових магістралей.

Українська економіка є частиною світового глобального ринку, що найбільш помітно на її енергетичній складовій. Тенденції світової енергетики в тій чи іншій мірі відбиваються на енергетиці України, у тому числі на її НГК, розуміння чого вимагає розроблення перспективних напрямів розвитку комплексу, реалізація яких залежить від багатьох факторів. Тому треба глибоко та всебічно опрацювати запропоновані рішення, щоб уникнути серйозних негативних наслідків при їх реалізації.

Тенденції у **світовому споживанні енергоресурсів** залежать від чисельності населення та розвитку економіки країн (особливо тих, що розвиваються). Чисельність населення Землі у 1830 р. складала 1 млрд, у 2001 р. – 6 млрд, у 2030 р. очікується 8 млрд. Експерти оцінюють збільшення споживання енергоресурсів в середньому на 2,1 % у рік. Згідно з прогнозами Департаменту енергетики США (DOE), Комісії Євросоюзу та Міжнародного енергетичного агентства (IEA) споживання енергоресурсів у світі до 2030 р. збільшиться

більше, ніж на 60 % порівняно з 2000 р. В результаті планується збільшення споживання енергоресурсів з 9 млрд т нафтового еквіваленту (н.е.) у 2000 р. до 15–18 млрд т н.е. у 2030 р., особливо у азійських країнах, у т. ч. Китаї, який збільшить споживання на 60 %.

Споживання вуглеводнів буде зростати більш високими темпами: нафти – на 2,4 %, природного газу на 2,3 % щорічно. Прогнозується збільшення споживання нафти на 60 %: від сьогоденного рівня 3,7 млрд т на рік до 5,9 млрд т на рік у 2030 р. (від 75 до 120 барелей на добу).

Згідно з виконаними геологічною службою США дослідженнями "USGS-2000" загальний обсяг всіх нафтових ресурсів складає приблизно 390 млрд т. Думка, що ресурси вичерпаються через 40 років, є помилковою. Легко порахувати, що на сьогоденному рівні споживання її вистачить на 110 років, а по рівню споживання 2030 р. – приблизно на 70 років. За деякими іншими оцінками пік видобування нафти прийде на десяти роки наступного сторіччя, а у 2150 р. нафта буде видобуватися у кількості 20–25 % від сьогоденного рівня. Дві третини покладів нафти сконцентровані на території нафтовидобувних країн Азії, які постійно збільшують експорт, і ця тенденція збережеться в майбутньому.

Споживання природного газу в світі до 2030 р. зросте майже вдвічі і становитиме 5 трлн м³ на рік.

Згідно з оцінками, виконаними компанією "BP", та дослідженнями "USGS-2000" на сьогодні обсяг видобутку складає 2,53 трлн м³ при наявних запасах 156 трлн м³.

До 2025 р. будуть розвідані нові запаси природного газу обсягом 440 трлн м³, тобто його вистачить приблизно на 90 років на рівні споживання 2030 р. Слід зауважити, що в оцінках не бралися до уваги величезні запаси газу у вигляді газових гідратів, які вдвічі перевищують усі наявні світові запаси вугілля, нафти і газу разом взяті. Технології видобут-

ку газу з газових гідратів інтенсивно досліджуються. За даними Міжнародного газового союзу, наприклад, на прибережному шельфі Японії поклади газу у вигляді газових гідратів становлять 7,4 трлн м³ і Японія планує у 2016 р. почати його комерційний видобуток. Поклади газу у гідратах на шельфі Чорного моря оцінюються у 8 трлн м³.

Певну частку у розмір видобутку газу внесе шахтний метан. Запаси його оцінюються по-різному: від 1,3 до 27 трлн м³. Найбільш вірогідним ми вважаємо значення 3–4 трлн м³, а видобуток – 4–6 млрд м³ на рік.

Більше половини світових запасів природного газу припадає на Росію, Іран і Катар.

Частка нафти та газу у енергетичному балансі країн Європи у 2005 р. перевищує 60 %: газ – 23,5 %, нафта – 37,5 %.

Тенденції збільшення споживання енергоресурсів, в основному вуглеводнів, характерні і для європейського континенту. Особливо це стосується природного газу. За останні 30 років загальне споживання енергоресурсів у Західній Європі зросло на третину: тільки за рахунок природного газу, споживання якого виросло в абсолютному вимірі у 3,2 рази при зменшенні споживання нафти на 8 %, а вугілля у 1,3 рази. Міжнародне енергетичне агентство прогнозує збільшення споживання газу у країнах Європи, що входять до Організації економічного співробітництва і розвитку Європи (OECD Europe) від 491 млрд м³ у 2002 р. до 807 млрд м³ у 2030 р.

Використання газу буде наростати у промислових галузях і в побуті, але основне збільшення його споживання очікується у виробництві електроенергії – у 2 рази до 2020 р. і у 2,4 рази до 2030 р., незважаючи на очікуване подорожчання газу після 2010 р. Це пояснюється високою ефективністю виробництва електричної енергії у так званому комбінованому циклі, порівняно низькими капіталовкладеннями у будівництво електростанцій, що працюють на газі, безумовними екологічни-

ми перевагами природного газу. В той же час слід зауважити, що цей прогноз не є достатньо визначеним внаслідок невизначеності відносних цін на палива, труднощів при фінансуванні будівництва нових електростанцій, неясності щодо ставлення урядів до будівництва атомних електростанцій та підтримки використання відновлюваних джерел енергії. Європейська комісія прогнозує використання у 2020 р. 47 млрд м³ газу як заміника рідких моторних палив з метою зменшення залежності країн Західної Європи від імпорту нафти та викидів у атмосферу парникових газів.

Відповідно до світових та європейських тенденцій до збільшення споживання газу спеціалістами НАК "Нафтогаз України" розглядається сценарій поступового збільшення споживання газу – на 15–20 % до 2030 р. як базовий для України. Таке мале збільшення порівняно з країнами Західної Європи пов'язане з орієнтацією української енергетики на переважне використання урану та вугілля, запровадження енергозберігаючих технологій використання газу, змінами у структурі суспільного виробництва. Уже сьогодні в Україні на душу населення споживається майже у 1,5 рази більше газу, ніж в середньому в країнах Західної Європи і майже стільки, як у США.

Забезпечення потреб країни у природному газі передбачається через збільшення майже у 1,5 рази обсягу власного видобутку завдяки прискореному освоєнню ресурсів нафти і газу, особливо у південному регіоні, ефективнішу розробку запасів нафти і газу, видобуток частки природного газу за межами країни та його імпорт. Передбачається поступове збільшення видобутку за межами України – у Лівії, Об'єднаних Арабських Еміратах, Єгипті, Калмікії, де НАК "Нафтогаз України" вже розпочав підготовчі роботи.

Як оптимістичний розглядається сценарій зменшення споживання газу, розроблений Інститутом загальної енергетики (ІЗЕ) НАНУ, згідно з яким споживання газу в Україні у

2030 р. прогнозується як 49,5 млрд м³ на рік. Реалізація такого сценарію пов'язана з докорінними змінами у виробництві, транспортуванні та споживанні електричної енергії, а також з використанням нетрадиційних джерел енергії та широким впровадженням енергозберігаючої техніки та технологій.

Видобуток власного газу здатен задовольнити потреби на 30 %, але він дуже важливий, оскільки дає можливість галузі та державі виконувати соціальну функцію по забезпеченню населення та бюджетної сфери газом і теплом за доступними цінами.

Збільшення видобутку власних вуглеводнів пов'язане в основному з ще нерозвіданими запасами, які складають по газу – 3 845,5 млрд м³, по нафті – 900,6 млн т і по газовому конденсату – 236 млн т. Найбільш перспективними регіонами для пошуків є Дніпровсько-Донецька западина та Азово-Чорноморський шельф, де потенційні ресурси вуглеводнів освоєні лише на 3 %. Необхідною передумовою нарощення запасів є проведення таких обсягів геофізичних досліджень і пошуково-розвідувального буріння, які могли б забезпечити природи запасів вуглеводнів, що перевищать обсяги їх видобутку в 2–3 рази, для чого їх треба збільшити вдвічі. Існує пряма залежність між обсягами буріння та приростом запасів. Необхідно ширше застосовувати трьохвимірну сейсміку, горизонтальне буріння та інші сучасні технології розвідки і експлуатаційного буріння. За твердженнями фірми Shell, в останні чотири роки завдяки застосуванню трьохвимірної сейсміки у Нідерландах вдалося в три рази збільшити доведені запаси газу, відновивши їх до рівня 1988 р.

Потреба України у нафтопродуктах до 2030 р. складає 27,1 млн т. Вона визначатиметься в залежності від темпів приросту продукції в окремих галузях економіки, зокрема в агропромисловому секторі, збільшення парку легкових автомобілів, а також від темпів

росту вантажоперевезень. **Цікавим є факт заміщення 4,5 млн т нафтопродуктів стиснутим природним газом.** У вирішення цієї проблеми значний внесок зробили інститути НАН України, це насамперед Інститут газу та Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, а також Дніпропетровський трубний інститут, ДК "Укртрансгаз" та ін. Розроблено конструкції та почато виробництво на фастівському заводі "Факел" та бердичівському машинобудівному заводі "Прогрес" металокомпозитних та суцільнометалевих полегшених балонів, розрахованих на тиск 200 бар. Розроблені та у невеликій кількості виробляються в Інституті газу малі гаражні автомобільні газонаповнювальні компресорні станції (АГНКС). Запропоновані різні типи застосування стиснутого природного газу на транспортних засобах, сільськогосподарських машинах та стаціонарних двигунах внутрішнього згоряння.

Заміщення рідких моторних палив стиснутим природним газом (СПГ) набуває високих темпів розвитку у світовій практиці. Тільки від 2000 до 2004 р. кількість автотранспортних засобів, що працюють на СПГ, збільшилась з 2,2 до 3,6 млн одиниць і досягла: в Аргентині майже 1,3 млн; в Бразилії – понад 772 000; у Пакистані – майже 480 000; в Італії – понад 380 000; у Єгипті – 55 000; в США – 130 000.

Причинами, що спонукають до широкого використання стиснутого газу як моторного палива, є зменшення залежності від імпорту нафти, екологічні переваги природного газу, а також економічні чинники. Термін окупності при переведенні транспортної одиниці на газ складає від 0,5 до 1,2 року. Європейська комісія планує до 2020 р. замінити 10 % рідких палив природним газом, що відповідає кількості транспорту на газі у 23 млн одиниць (з 220 млн), для чого, як зазначалося, буде використовуватись 47 млрд м³ газу щорічно.

В Україні на початок 2005 р. на СПГ працює 60 000 автомобілів; побудовано 146

АГНКС, з яких 89 належать ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України", а 57 – іншим відомствам та приватним власникам. У 2004 р. обсяг заміни світлих нафтопродуктів склав 400 000 т.

Як і в ЄС, в Україні прогнозується заміна на газ у 2020 р. 10 % рідких палив, а у 2030 р. – 14,4 %. Для цього необхідно перевести на газ більше 700 000 транспортних засобів, побудувати 4 687 АГНКС, виготовити більше 2,8 млн газових балонів.

Зазначеної кількості АГНКС не зможуть виготовити українські заводи ("Сумигазмаш", НВО ім. М. В. Фрунзе) і тому їх буде необхідно частково імпортувати.

Для часткового забезпечення потреб України у світлих нафтопродуктах перспективними можуть виявитися технології їх виробництва з вугілля (процес Coal to Liquid – CTL) або з природного газу (Gas to Liquid – GTL). Виробництво з вугілля дорожче, і, наприклад, у ПАР, де воно використовується, дотується державою. На трьох заводах фірми SASOL у ПАР із 47 млн т вугілля із зольністю 20–30 % вироблено 7 млн т бензину, тобто на 1 т бензину витрачається 6,7 т вугілля. Такої кількості вугілля в Україні нема та й сам процес екологічно небезпечний.

Більш перспективним вважається процес GTL виробництва вуглеводнів з газу. На цей час у світі працює три заводи GTL: у Новій Зеландії, Південно-Африканській Республіці та Малайзії загальною потужністю 2,5 млн т бензину. Кілька заводів планується побудувати, в основному, у регіонах, де є дешевий газ (Катар, Малайзія), або в місцях, звідки транспортування його неможливе, у т. ч. в деяких точках у Росії.

Існує декілька технологій GTL. Це – фірми Shell, Texaco, Sasol, Mobile Oil, Syntroleum, але всі технології включають три основні стадії – парокисневу конверсію метану з отриманням синтез-газу, синтез з нього вуглеводнів за процесом Фішера–Тропша та до-

ведення отриманої суміші до необхідних кондицій. Всі схеми подібні, а відрізняються в основному каталізаторами.

Ця тематика була б цікавою для інститутів хімічного та енергетичного профілю НАНУ, і, на мою думку, доцільно було б запровадити в Академії таку науково-технічну програму, розраховану на перспективу.

Українська газотранспортна система (ГТС) – друга в Європі за потужністю після російської. Пропускна спроможність системи на вході складає 278, а на виході 178 млрд м³, у т. ч. 140 млрд м³ транспортується до країн Центральної та Західної Європи і Туреччини. Україна має найбільші в Європі підземні сховища газу з активним об'ємом більше 32 млрд м³, а встановлена потужність компресорних станцій сягає 5,4 млн кВт. Резерв пропускної спроможності системи – 20 млрд м³, що дає можливість задовольнити на найближчий час потреби Західної Європи у газі без будівництва обхідних газопроводів. Стан ГТС можна охарактеризувати як цілком надійний. Регулярно у необхідних обсягах виконуються роботи з моніторингу стану лінійної частини з використанням сучасних технологій, відновлюються при необхідності ділянки ГТС, здійснюється ремонт компресорного обладнання та замінюється на більш ефективне.

Ефективність функціонування ГТС можна підвищити шляхом запровадження когенераційних технологій та виробництва електроенергії за рахунок перепаду тиску у детандерах. Відомча програма енергозбереження ДК "Укртрансгаз" передбачає будівництво установок когенерації на деяких компресорних станціях (КС) у західній частині України. Питомі капіталовкладення оцінюються в середньому в 540 дол. США за 1 кВт встановленої потужності зі строком окупності близько 4-х років. Загальний потенціал встановлених потужностей для вироблення електроенергії на КС України оцінюється більше ніж

у 2 млн кВт. Потенціал встановлених потужностей детандерних установок на КС та ГРС оцінюється у 300–500 тис. кВт; собівартість виробництва 1 кВт/год у 2,5 рази нижча, ніж на ТЕС; термін окупності – 5–6 років. Електроенергія в обох випадках виробляється без витрат палива.

Як прорив у підвищенні ефективності транспорту газу можна розцінювати створення установки під умовною назвою "Водолій", яка відрізняється вприскуванням водяної пари у камеру згоряння газотурбінної установки з наступною його конденсацією. Установку введено у промислову експлуатацію на КС "Ставищанська" на газоперекачувальному агрегаті 16 МВт.

Технологію розроблено спеціалістами НТУУ "КПІ", НВП "Зоря-Машпроект", ДК "Укртрансгаз" за участю Інституту газу і вона не має аналогів у світовій практиці. Завдяки збільшенню кількості робочого тіла та підвищенню його енергетичних характеристик ККД установки складає 43 % у порівнянні із середнім ККД всіх КС газотранспортної системи України, що складає не більше 30 %. Реальна економія паливного газу складає 20 % у порівнянні з кращими сучасними газотурбінними ГПА або 40 % у порівнянні з фактичними середніми витратами. Завдяки вприскуванню пари значно покращуються екологічні характеристики агрегату; вміст оксидів азоту у викидних газах зменшується у кілька разів. Позитивним фактором є те, що агрегат не тільки не використовує води ззовні, а ще й видає чистий конденсат для зовнішніх потреб.

Ця розробка має значення не лише для ГТС, оскільки може використовуватися самостійно як високоефективний електро- та теплогенеруючий агрегат. Особливо ефективним є використання таких агрегатів у маловодних регіонах.

Розвиток ГТС України обумовлюється збільшенням споживання газу країнами Цен-

тральної і Західної Європи та необхідністю підключення для задоволення цих зростаючих потреб природного газу із країн Прикаспійського регіону.

За оцінками Міжнародного енергетичного агентства імпорту газу у 2030 р. з Росії в Європу може скласти близько 650 млрд м³. Свою частку для задоволення цих потреб Росія не зможе виконати (навіть по вже законтракованих обсягах до 2010 р.) без підключення газу країн Прикаспійського регіону. Найкоротший шлях від Прикаспію пролягає через територію України (мається на увазі насамперед будівництво газопроводу Новопсков–Ужгород та збільшення пропускної спроможності ділянок газопроводів Торжок–Долина та Івацевичі–Долина).

Реалізація цих планів є амбітним і в той же час реалістичним сценарієм розвитку ГТС України, що дасть змогу збільшити її транзитний потенціал не менше 160 млрд м³ на рік.

Розглядаючи питання про розвиток ГТС України, слід зауважити, що він можливий тільки в рамках **міжнародного газотранспортного консорціуму**. Вже кілька років ведеться дискусія щодо доцільності створення консорціуму та участі в ньому України.

Вважаю, що він потрібен Україні, але у багатосторонньому форматі. В цьому випадку однією з переваг участі у консорціумі є виключення можливості прийняття економічно неефективних рішень на догоду політичному тиску. Крім того, слід назвати не менш важливі вигоди:

- підвищення прозорості управління;
- залучення України і українських фахівців до міжнародних газових проектів;
- будівництво газопроводу Новопсков–Ужгород, ділянки Долина–Ужгород та гарантії їх завантаження, а також завантаження ділянок газопроводів Торжок–Долина та Івацевичі–Долина;
- розподіл ризику експлуатації;

- зменшення ризику будівництва обхідних газопроводів.

Складається враження, що роботи по створенню консорціуму призупинились; принаймні, про це немає достатньої інформації. Міжвідомча група по опрацюванню документів щодо створення консорціуму припинила свою роботу.

На мою думку, існує ще низка не вирішених проблем, що стосуються консорціуму. Це організаційно-правові питання, такі, як форма власності, податковий режим, розподіл прибутків, дослідження ресурсної бази, ринкового потенціалу, оцінка вартості ГТС з урахуванням наявності ресурсу та напрямків потоків; технічні питання.

З точки зору підвищення ефективності функціонування ГТС головними завданнями є підвищення її завантаження від 47 до 75 %, а також реалізація Євроазійського нафто-транспортного коридору, але це вже політичне питання.

З точки зору енергетичної безпеки держави найважливішим завданням є **диверсифікація джерел та шляхів надходження нафти і газу**. Щодо нафти питання вирішується простіше, оскільки в басейні Чорного моря є достатньо нафти з різних джерел та існує незалежна можливість постачання нафтопродуктів на ринок України. У контексті забезпечення ринку нафтопродуктів України важливо сформулювати політику держави стосовно нафтопереробної промисловості та цінову політику з метою регулювання ринку нафтопродуктів.

У питанні забезпечення природним газом Україна на сьогодні цілком залежить від Російської Федерації. З точки зору ресурсних та транспортних можливостей диверсифікація поставок природного газу в Україну обумовлена необхідністю будівництва потужних газопроводів з Ірану або Туркменістану в обхід території Росії. Можливі маршрути по-

стачання газу в Україну, наприклад з Ірану, можуть проходити через територію Туреччини і далі – або через Грузію і через Чорне море від Супси до Феодосії, або через Туреччину від мису Синоп до Феодосії.

Протяжність цих маршрутів складає 3 060 та 3 150 км відповідно (довжина труб – 4 839 та 3 788 км відповідно); оцінка капіталовкладень – 13,3 та 12,2 млрд дол. США, у тому числі через Чорне море від Супси до Феодосії на рівні 4,7 млрд. Терміни окупності в залежності від ціни газу в Україні на рівні 110–135 дол. США за 1 000 м³ складе 17–22 роки. Подібні показники мають газопроводи і з Туркменістану.

Конкуренцію підводним газопроводам може скласти транспортування газу у стиснутому вигляді з застосуванням полегшених металокомполімерних балонів, розроблених в Інституті електросварювання НАН України.

Реалізація цих дорогих проектів у довгостроковій перспективі можлива із залученням інвестиційного капіталу від транснаціональних компаній та за їх безпосередньої участі у цих проектах при забезпеченні ринкових умов формування ціни на природний газ в Україні. Необхідно також відзначити, що європейські країни розглядають як основний маршрут постачання газу з Ірану не через Україну, а через Туреччину із сходу на захід і далі через протоку Босфор, Болгарію, Румунію, Угорщину до Австрії – так званий проект Nabucco. Для того, щоб "розвернути" цей проект на територію України, слід проводити енергійну дипломатичну роботу для зміни цих, уже визначених ЄС пріоритетів.

З огляду на реальність реалізації диверсифікації постачання газу слід тверезо усвідомити, що

- 1) принаймні до 2015–2020 рр. питання про окремий, незалежний від Росії, маршрут навіть за участі країн-постачальників і країн-споживачів реалізований не буде: вже близько 15 років на різних рівнях

розглядається питання про будівництво газопроводу з Ірану через Туреччину до Західної Європи (Nabucco), але він так і не побудований;

- 2) диверсифікацію слід здійснювати поетапно.

Наразі на першому етапі найбільш перспективною уявляється диверсифікація джерел, тобто до існуючих – Росія та Туркменістан – слід приєднати Казахстан та, можливо, в деякій мірі Узбекистан. Потрібно зміцнювати маршрут Середня Азія–Центр від Туркменістану через Казахстан, який декларує досягнення експортного потенціалу у 100 млрд м³ у 2015 р., а далі через територію Росії.

На другому етапі слід проробити можливості заміщення. Заміщення відбувається вже сьогодні: газ, який ми купуємо в Туркменістані, частково заміщується російським. Так само можна купувати газ для тих країн Європи, куди поставляє газ Росія з інших джерел – Алжиру, Єгипту, Нігерії або країн Перської затоки, заміщуючи його російським. Очевидно, що ціна такого газу буде відповідати європейській. Заміщення у багатьох випадках є по суті єдиною правильним варіантом, оскільки протитоки при будівництві газопроводів є нонсенсом.

І тільки на третьому етапі можна розглядати будівництво окремого газопроводу.

Україна є привабливою для нафтогазовидобувних країн не тільки як транзитер енергоресурсів, а і як їх суттєвий споживач. Зміни, які відбулися в останні роки на внутрішньому ринку нафти та нафтопродуктів, стабілізували ситуацію в основному завдяки досягненню внутрішніх цін на нафтопродукти рівня світових та створенню конкурентного ринку.

Упевненість щодо постачання газу у необхідних кількостях навіть при існуючих умовах транспортування наступить після створення ринку природного газу в Україні з формуванням ринкових цін на природний газ у відповідності до формування цін на європейських

ринках. Це можна здійснити поступово, з розробкою відповідних нормативних документів функціонування ринку природного газу, зберігши адресні дотації бідним верствам населення і державного сектора економіки та запровадивши жорстку фінансову дисципліну з забезпеченням певних преференцій іншим галузям економіки для широкого використання високоефективних енергозберігаючих технологій.

Визначальною є **вартість газу у точці споживання**. Як свідчать матеріали Форуму США з природного газу, який відбувся у червні 2004 р., вартість газу у США у 2004 р. досягла 222 дол. США за 1 000 тис. м³, що призвело до деструкції у промисловому сек-

торі і примусило американські хімічні компанії переносити виробництва ближче до джерел газу – у Катар, Тринідад, Нігерію, Австралію. Україні такі дії не під силу.

Ціна на газ сьогодні в значній мірі є не ринковою, а обумовленою політичними чинниками. За багаторічними спостереженнями Міжнародного енергетичного агентства ціни на газ у світі у період від 1887 до 2004 рік складали від 0,5 до 1,2 від ціни нафти (в перерахунку на умовне паливо).

За ринкових умов підвищення цін на газ для України є невідворотнім.

В Україні природний газ займає надто велику частку серед інших видів енергоносіїв: витрати газу на душу населення у 1,5 рази, а

Таблиця. Обсяги та структура споживання природного газу в Україні в період 2000–2004 рр.

Найменування	Роки									
	2000		2001		2002		2003		2004	
	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%	млрд м ³	%
Разом	73,438	100,0	70,450	100,0	69,763	100,0	76,319	100,0	75,777	100,0
Фонди обласних держадміністрацій, у т. ч.:	27,462	37,4	29,698	42,2	31,452	45,1	34,302	44,9	33,108	43,7
населення	17,180	23,4	17,310	24,6	17,047	24,4	18,2	23,8	17,1	22,6
бюджетні установи і організації	1,050	1,4	0,965	1,4	0,957	1,4	1,07	1,4	1,02	1,3
Теплокомуненерго	8,597	11,7	10,762	15,3	12,758	18,3	14,4	18,9	13,89	18,3
виробничо-технологічні затрати/втрати	0,635	0,9	0,661	0,9	0,690	1,0	0,66	0,9	0,65	0,9
Промисловість, у т. ч.:	38,307	52,2	33,798	48,0	30,900	44,3	34,476	45,2	35,023	46,2
електроенергетика	11,835	16,1	8,426	12,0	5,838	8,4	7,1	9,3	6,7	8,8
металургія	9,405	12,8	9,062	12,9	8,824	12,6	9,8	12,8	9,9	13,1
хімічна промисловість	8,327	11,3	8,239	11,7	8,133	11,7	8,5	11,1	8,3	11,0
інші промислові споживачі	8,740	11,9	8,071	11,5	8,105	11,6	9,0	11,8	10,0	13,2
Виробничо-технологічні потреби газотранспортних та газовидобувних підприємств	7,669	10,4	6,954	9,9	7,411	10,6	7,541	9,9	7,646	10,1

на 1 дол. США ВВП у 5,5 рази більша, ніж у середньому в Європі.

Структура споживання газу в Україні показана в таблиці.

Як показує аналіз, існує значний потенціал скорочення споживання природного газу як у газодобувній галузі, так і у всіх інших галузях виробництва. Такий потенціал є і у комунально-побутовому секторі. Так, на сьогодні витрати газу на власні потреби галузі перевищують 7,5 млрд м³ і можуть бути скорочені на 1–1,5 млрд м³ за рахунок модернізації КС та удосконалення управління потоками газу.

Наведу деякі приклади енергозберігаючих технологій, розроблених у НАН України і в Інституті газу зокрема.

У електроенергетиці біля 4,5 млрд м³ газу використовується для "підсвічування" при спалюванні низькокалорійного вугілля; значна частка (половина) цієї кількості може бути зекономлена за рахунок удосконалення процесу факельного спалювання вугілля та використання котлів з "киплячим" шаром.

В Інституті газу розроблена система сумісного спалювання газу та вугілля, яка впроваджена на паровому котлі ТП-15 Дарницької ТЕЦ потужністю 220 т пари на годину з прямочисними пальниками та рідким шлаковидаленням, що працює на вугіллі АШ.

За рахунок створення потужної рециркуляційної зони у прикореневій зоні факела та "всмоктування" у цю зону пиловугільних частинок збільшився час їх перебування у топці та ступінь вигорання органічної маси. Вміст горючих у виносі зменшився з 35 до 11,6 %, втрати теплоти з механічним недопалом – з 16 до 4,6 %, ККД котла підвищився з 80–82 до 87,8 %, а витрати газу знизилися з 4 000 до 2 000 м³ на годину. З урахуванням цього досвіду на Трипільській ТЕС персоналом станції проведено аналогічну реконструкцію пального пристрою.

У чорній металургії споживається близько 10 млрд м³ газу (9,9 млрд у 2004 р.), з них

близько 3 млрд м³ – для вдування у доменні печі. Цей газ можна замінити вугільним пилом, тим більше, що така технологія вперше була розроблена в Україні. Значне скорочення витрат газу відбудеться після заміни мартенівського виробництва сталі, яке в Україні складає біля 50 %, конверторним.

Близько 4 млрд м³ газу витрачається у прокатному та допоміжних виробництвах. Впровадження розроблених Інститутом газу нових систем опалення нагрівальних печей прокатного виробництва та інших агрегатів металургійного виробництва і використання в них коксового газу замість природного, а також використання вторинних енергоресурсів може зменшити споживання природного газу в галузі на 1,5 млрд м³, тобто в цілому на 4,4 % від споживання всією промисловістю. Як приклад, розроблений в Інституті спосіб непрямого радіаційного нагрівання металу, який широко впроваджувався в колишньому СРСР та за кордоном (Алжир, Угорщина, Болгарія), тільки за рахунок заміни пальників на сучасні забезпечує економію газу у методичних печах на 15 %.

Уже в 2005 р. на Дніпровському металургійному заводі було впроваджено розроблену Інститутом газу систему факельного спалювання газу на вісепрокатній печі, яка забезпечила значну економію газу при проведенні циклу термообробки.

Більше 43 % всього газу (а це більше 33 млрд м³) споживається у комунально-побутовому секторі, в основному – для опалення, на що тільки підприємства Теплокомуненерго витрачають 14 млрд м³ щорічно. Підвищення ККД котлів та заміна їх на більш сучасні при централізованому опаленні, зниження втрат при транспортуванні теплоносіїв, а також широке впровадження децентралізованого опалення жилих і виробничих приміщень та когенераційних технологій може зменшити споживання газу в комунальній енергетиці на 2 млрд м³.

В Інституті газу розроблені котли та інші теплові установки для децентралізованого опалення житлових та виробничих приміщень. Це – прямоочні котли з ККД 92–94 %, газові нагрівачі інфрачервоного випромінювання для обігрівання виробничих приміщень, котли з конденсацією водяної пари з продуктів згоряння. ККД таких котлів в розрахунку на нижчу теплоту згоряння палива – більше 100 %, а на вищу – 95–96 %. Використання такого котла дало змогу Інституту у 2,5 рази скоротити фінансові витрати на опалення основної площадки у порівнянні з отриманням тепла від районної котельні.

Суттєві резерви економії є і у виробництві будівельних матеріалів, цементу, а також

у будівництві за рахунок використання високоякісних теплоізоляційних матеріалів.

В цілому нафтогазовий комплекс України має достатній ресурсний, матеріальний кадровий, науково-технічний та будівельний потенціали для виконання завдань, які перед ним стоять.

При підготовці статті були використані матеріали департаментів Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України", дочірніх компаній ДК "Укргазвидобування", ДК "Укртрансгаз", ДП "Науканафтогаз", ДАТ "Чорноморнафтогаз", Національної академії наук України, проектних організацій та незалежних експертів, за що я висловлюю їм щире подяку.