

ЗАСТОСУВАННЯ СИСТЕМИ „ПІРАМІДА-V” ДЛЯ РОЗВ’ЯЗАННЯ ЗАДАЧ ПРОГНОЗУВАННЯ РОЗВИТКУ ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Наведено уточнену модель для прогнозування розвитку системи газопостачання країни. Надано опис підсистеми „Матриця”, яка входить до складу розробленої в Інституті загальної енергетики системи „Піраміда V”, та результати прогнозних розрахунків для газової промисловості, проведених із застосуванням цієї підсистеми.

Ключові слова: система газопостачання, прогнозування розвитку, оптимізаційна модель, програмно-інформаційні засоби

На сучасному етапі енергетичний сектор економіки України знаходиться під впливом процесів глобалізації і лібералізації ринків паливно-енергетичних ресурсів, ускладнення перспектив забезпечення первинними енергоносіями, посилення негативного впливу на довкілля та збільшення жорсткості екологічних обмежень і вимог. За таких умов необхідно мати надійний інструмент для визначення умов реалізації та пріоритетності організаційних, економічних та технічних заходів для забезпечення сталого розвитку як вітчизняного паливно-енергетичного комплексу в цілому, так і окремих його галузей, зокрема й системи газопостачання. Для розв’язання цієї проблеми в Інституті загальної енергетики НАН України створено систему „Піраміда-V”, яка є комплексом програмно-інформаційних засобів для прогнозування розвитку паливно-енергетичного комплексу країни та його галузевих підсистем в умовах лібералізації енергетичних ринків при державному регулюванні ринків палива та енергії [1].

Для прогнозування розвитку газової галузі необхідно розв’язати дві основні задачі — визначити вплив впровадження різних технологій транспортування, зберігання та видобування природного газу на розвиток структури системи газопостачання (покращання техніко-економічних показників, підвищення екологічної ефективності тощо) і визначити умови, за яких будуть виконані певні економічні обмеження впровадження цих технологій. Розв’язання цих задач потребує значного обсягу вхідної інформації, найважливішими показниками якої є: оцінки запасів природного газу та об’єми його видобування як в Україні, так і за її межами, очікувані об’єми і напрями імпорту та транзиту природного газу, прогнозований об’єм споживання природного газу в країні,

техніко-економічні характеристики основних технологій видобування, транспортування та зберігання природного газу. Частина цих показників визначається в процесі оптимізації розвитку паливно-енергетичного комплексу країни в цілому, інша береться із статистичних даних про діяльність підприємств газової галузі, з інформації виробників технологічного обладнання тощо. Також необхідно мати докладну інформацію про конфігурацію газотранспортної системи (ГТС) країни, пропускні спроможності кожного компресорного цеху та лінійної ділянки, склад, терміни вводу та технічний стан компресорного обладнання, фактичну схему розподілу потоків газу. При розв’язанні задач прогнозування розвитку газової галузі країни необхідно брати до уваги терміни виведення з експлуатації виробничих об’єктів газопостачання, нерівномірності сезонних графіків споживання газу в країні та транспортування великих об’ємів природного газу споживачам інших країн, рівні викидів забруднюючих речовин та парникових газів від об’єктів галузі у навколишнє середовище.

Для врахування названих вимог було доопрацьовано математичну модель прогнозування розвитку газової галузі [2], яка є задачею математичного програмування зі змішаними змінними.

Зокрема було доопрацьовано цільову функцію задачі, яка тепер має вигляд:

$$\begin{aligned} & \sum_{\tau=1}^T \sum_{i \in U_3} \sum_{k=1}^{TH_i^{ICF}} \sum_{s=1}^S C_{ik}^{ICF} y_{-psg_{ikst}} + \\ & + \sum_{\tau=1}^T \sum_{i \in U_5} \sum_{n=1}^2 \sum_{k=1}^{TH_i^{mp}} \sum_{s=1}^S C_{ink}^{mp} y_{-ks_{inkst}} + \\ & + \sum_{\tau=1}^T \sum_{i \in U_1} \sum_{k=1}^{TH_i^a} C_{ink}^B y_{-v_{ikt}} \rightarrow \min, \end{aligned} \quad (1)$$

де U_1, U_3, U_5 — підмножини вузлів, в яких розташовані відповідно газовидобувні підприємства,

газові сховища та транспортні вузли — цехи компресорних станцій (КС); $TH_i^{ПСГ}$, TH_i^{mp} , TH_i^g — множина технологій відповідно зберігання, транспортування та видобування газу; τ — етап розрахункового періоду T ; S — множина сезонів (зима, літо); $C_{ik}^{ПСГ}$ — вартість послуг зберігання у підземному сховищі газу (ПСГ) i із застосуванням технології зберігання k ; C_{ink}^{mp} — вартість транспортування газу цехом n КС, яка розташована у вузлі i , із застосуванням технології k ; C_{ink}^b — вартість видобування газу підприємством, що розташовано у вузлі i , із застосуванням технології видобування k ; $y_{-v_{ik\tau}}$ — кількість газу, що видобувається у вузлі i із застосуванням технології k ; $y_{-psg_{iks\tau}}$ — кількість газу, що зберігається у ПСГ i із застосуванням технології k ; $y_{-ks_{inks\tau}}$ — фактична продуктивність цеху n КС i із застосуванням технології k .

Перший доданок у формулі (1) описує вартість послуг підземного зберігання газу, другий — вартість послуг транспортування газу споживачам та транзиту до інших країн, третій — вартість послуг із видобування газу на підприємствах країни. Для розрахунку вартості цих послуг було використано методику, запропоновану в роботі [3], яку було модифіковано з урахуванням технологічних особливостей об'єктів газопостачання.

Також до моделі було додано групу обмежень, яка визначає умови фінансування реконструкції газової галузі на кожному етапі τ і визначається формулами (2)–(5):

$$\sum_{i \in U_5} \sum_{n=1}^2 \sum_{k=1}^{TH_i} (z_{ink\tau} Inv_{ink}^K - z_{ink\tau-1} Inv_{ink}^K) \leq Inv_{\tau}^{K-сум},$$

$$t_{\tau} \geq T_{ink}^K + T_k^{K-cl} \wedge \tau > 1, i \in U_5; \quad (2)$$

$$\sum_{i \in U_5} \sum_{n=1}^2 \sum_{k=1}^{TH_i} z_{ink\tau} Inv_{ink}^K \leq Inv_{\tau}^{K-сум},$$

$$t_{\tau} \geq T_{ink}^K + T_k^{K-cl} \wedge \tau = 1, i \in U_5; \quad (3)$$

$$\sum_{i \in U_1} \sum_{n=1}^2 \sum_{k=1}^{TH_i} (z_{-v_{ik\tau}} Inv_{ik}^g - z_{-v_{ik\tau-1}} Inv_{ik}^g) \leq Inv_{\tau}^{B-сум},$$

$$t_{\tau} \geq T_{ik}^g + T_k^{g-cl} \wedge \tau > 1, i \in U_5; \quad (4)$$

$$\sum_{i \in U_5} \sum_{n=1}^2 \sum_{k=1}^{TH_i} z_{ink\tau} Inv_{ink}^g \leq Inv_{\tau}^{B-сум};$$

$$t_{\tau} \geq T_{ink}^g + T_k^{g-cl} \wedge \tau = 1, i \in U_5, \quad (5)$$

де Inv_{ink}^K — інвестиції, необхідні для вводу в роботу технології k для цеху n КС i ; $Inv_{\tau}^{K-сум}$ — загальна сума грошей, які можуть бути інвестовані у реконструкцію КС на етапі τ ; T_{ink}^K — рік

вводу до експлуатації технології k для цеху n КС i ; T_k^{K-cl} — термін служби технології k для КС; Inv_{ink}^g — інвестиції, необхідні для вводу у роботу технології k для видобування газу на підприємстві i ; $Inv_{\tau}^{g-сум}$ — загальна сума грошей, які можуть бути інвестовані у реконструкцію видобувних підприємств на етапі τ ; T_{ink}^g — рік вводу до експлуатації технології k для видобування газу на підприємстві i ; T_k^{g-cl} — термін служби технології k для видобування газу.

Для ефективного розв'язання задачі дослідження раціонального розвитку підгалузей газового комплексу було розроблено базу даних у вигляді таблиць MS Excel. Формат MS Excel обраний через те, що він фактично є стандартом представлення та аналітичної обробки числових даних для багатьох державних і наукових установ. База даних складається з кількох інформаційних розділів, що містять логічно споріднені дані:

- паспортну інформацію;
- режимно-технологічні дані;
- нормативно-довідкову інформацію;
- економічну інформацію.

Розділ паспортної інформації формується для конкретних об'єктів газової галузі, зокрема, для кожного газопроводу, компресорної станції, компресорного цеху, лінійної ділянки газопроводу, газоперекачувального агрегату, підземного сховища газу у відповідності до їхніх технологічних паспортів. У цьому розділі також зберігаються дані про газовимірювальні станції на вході та виході країни, найбільші родовища природного газу та про українських споживачів газу. У розділі режимно-технологічних даних міститься інформація про планові показники роботи основних газопроводів, компресорних цехів, які розташовані на цих газопроводах, підземних сховищ газу. Розділ нормативно-довідкової інформації включає паспортні характеристики різних типів компресорного обладнання, яке на даний час встановлено на компресорних станціях української ГТС, та нового сучасного обладнання, яке пропонується до використання. У розділі економічної інформації зберігаються вартісні показники обладнання, будівельно-монтажних робіт, питомі паливно-енергетичні витрати на транспортування та зберігання газу для різних типів газоперекачувальних агрегатів (ГПА) та економічно-правові дані, що базуються на нормативно-правових актах, прийнятих в Україні, які впливають

на умови функціонування обладнання. Дані, що містяться у розділах режимно-технологічних даних та економічної інформації, використовуються для розрахунку вартості послуг, що надаються об’єктами газової галузі залежно від типів обладнання та технологій, що використовуються.

До бази даних занесено інформацію для таких об’єктів:

- 108 компресорних цехів ГТС України;
- 263 газопроводів, що з’єднують вузли видобування, зберігання, транспортування, споживання, імпорту та передачі газу до інших країн;
- 13 підземних сховищ газу;
- основних вузлів надходження природного газу до країни — 7 газовимірювальних станцій (ГВС), та передачі газу на експорт — 7 ГВС;
- згрупованих за територіальною ознакою (усі області та м. Київ) споживачів природного газу країни за виключенням АР Крим та м. Севастополя, які слабо пов’язані з основною мережею магістральних газопроводів (МГ) країни і, практично, споживають лише газ, що видобувається на кримському півострові.

Для розв’язання задачі прогнозування реконструкції та розвитку газовидобувних підприємств країни необхідна не лише інформація про всі родовища природного газу, які розробляються, та перспективні родовища, але й докладні дані про кожну свердловину. Адже вибір технологій інтенсифікації видобування газу необхідно проводити з урахуванням геологічних, фізико-хімічних та інших специфічних особливостей кожної свердловини. Але у відкритих інформаційних джерелах ці дані відсутні. Тому при розв’язанні задачі прогнозування розвитку газової галузі 107 найбільших родовищ газу були згруповані за територіальною ознакою та приналежністю до певних газовидобувних підприємств і представлені у моделі 16 об’єктами газовидобування.

Для розв’язання задачі лінійного програмування з булевими змінними, до класу яких належить задача прогнозування розвитку газової галузі, було обрано набір засобів лінійного програмування GLPK (GNU Linear Programming Kit), який має відкриту ліцензію і не передбачає будь-яких зобов’язань користувача відносно розробника та особи, що розповсюджує ці програми. GLPK — це пакет програм, який призначено для розв’язання великих за-

дач лінійного програмування, змішаного цілочисельного програмування та інших пов’язаних з ними задач. Цей пакет є бібліотекою стандартних програм, які використовують широкі відомі алгоритми, такі як симплекс метод, метод гілок і меж, метод одночасного розв’язання прямої та зворотної задач та інші. GLPK дозволяє працювати як із задачами, сформованими у вигляді mps-формату, так і задачами, записаними у вигляді „модель-дані”, що, на наш погляд, є більш зручним і „прозорим” варіантом. При роботі у цьому режимі користувач вводить дані задачі за допомогою засобів GLPK API у програму GLPSOL, яка реалізує оптимізаційні алгоритми та формує текстовий файл з результатами розрахунку. Для створення клієнтської програми GLPK API використовується мова моделювання GNU MathProg, яка призначена саме для опису задач лінійного програмування. У загальному вигляді опис задачі складається з опису змінних, параметрів, функції цілі та обмежень у формульному вигляді. Окремо за певними правилами формується файл вхідних даних. Саме тому цей підхід має назву „модель-дані”.

З метою використання можливостей GLPK було розроблено підсистему „Матриця”, яка входить до складу розробленої системи „Піраміди V”. Підсистема дозволяє:

- автоматично перетворювати дані з табличного формату dBase у MPS-формат та з MPS-формату в формат MathProg, з яким безпосередньо працює оптимізатор;
- формувати файли параметрів оптимізаційної задачі та експертних оцінок;
- формувати шаблонні матриці та на їхній основі будувати реальні шаблони даних, які використовуються для введення вхідної інформації;
- здійснювати перетворення даних з матриць, сформованих у форматі MS Excel (XLS), у формат MathProg, з яким безпосередньо працює оптимізатор при роботі у режимі „модель-дані”, та запускати виконання розрахунку;
- перетворювати дані з формату оптимізатора (пакету GLPK) у формат MS Excel та текстові файли в системах кодування як WINDOWS, так і DOS.

Останні дві функції підсистеми використовувались для розв’язання задачі прогнозування розвитку газової галузі.

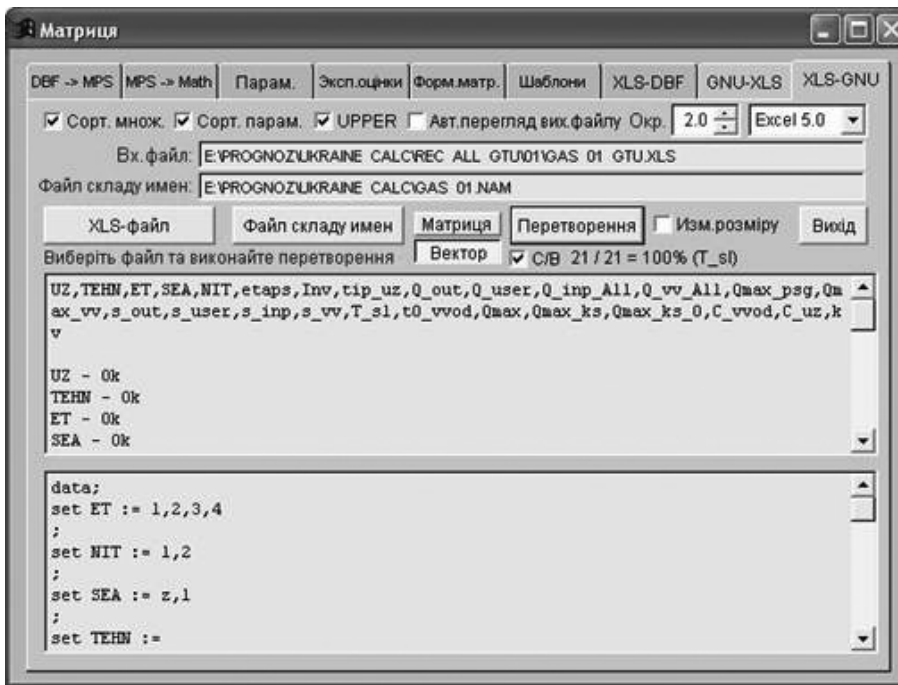


Рис. 1 Вікно підсистеми „Матриця” при завантаженні даних задачі прогнозування розвитку газової галузі для роботи у режимі „модель-дані”

На рис.1 показано вигляд закладки „XLS→GNU” вікна підсистеми „Матриця” при завантаженні даних задачі прогнозування розвитку газової галузі для роботи у режимі „модель-дані”. На цій закладці задається ім’я файла, в якому записані вхідні дані задачі. Цей файл має вигляд книги MS Excel, в якій кожному параметру задачі відповідає один аркуш.

Здійснюється перевірка відповідності вхідних даних, які наводяться у файлі складу імен, списку параметрів задачі, які записані у файлі задачі в текстовому форматі. Натисканням на відповідну кнопку задається форма представлення вхідної інформації на листах книги MS Excel – вектор або матриця. Підсистема надає можливість задати формат виводу даних (кількість знаків після коми) та версію MS Excel, а також виконати сортування найменувань множин та параметрів за алфавітом.

Тривалість процесу перетворення даних залежить від розмірності задачі, тому для зручності користувача під час виконання перетворення у вікні відображається ім’я параметра, для якого виконується обробка, та відсоток виконання завдання. Після завершення конвертації даних у нижньому полі вікна відображається вміст сформованого файла даних для пакету GLPK. Існує можливість і одночасного перегляду сформованого текстового файла в окремому вікні.

Для роботи з вихідними даними, одержаними в результаті розв’язання оптимізаційної задачі,

призначено вікно „GNU→XLS” підсистеми „Матриця” (рис. 2).

На цій закладці задається ім’я текстового файла з результатами розв’язання оптимізаційної задачі, сформованого пакетом GLPK, та назва файла, в якому зберігається інформація про порядок збереження результатів розрахунків у файлі MS Excel. Робиться це для того, щоб можливо було одержати дані у наглядному вигляді, зручному для користувача, без виводу нульових значень. Після виконання перетворення результатів дані зберігаються у текстовому файлі та у вигляді файла MS Excel, який є зручним для подальшої обробки та аналізу результатів розрахунків.

Спеціально для задачі прогнозування розвитку газової галузі при перетворенні результатів розрахунків є можливість забезпечити додаткове сортування даних за приналежністю компресорних цехів, наприклад, до певних магістральних газопроводів, або в будь-якій іншій послідовності, що теж значно полегшує аналіз одержаних рішень.

З використанням розроблених програмних засобів була розрахована вартість транспортування та закачування/відбору природного газу для конкретних умов кожного компресорного цеху українських МГ. Прийняті для розрахунків прогнозна вартість природного газу, електричної енергії та платежі за викиди парникових газів, наведені у табл. 1.

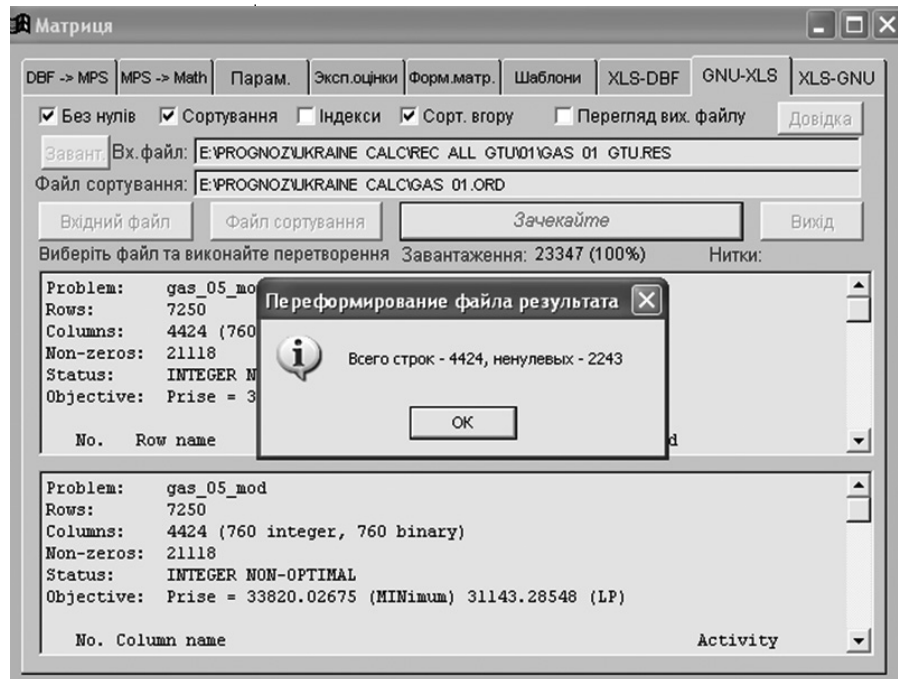


Рис. 2 Вікно підсистеми „Матриця” для конвертації результатів розв’язання задачі прогнозування розвитку газової галузі в формат MS Excel

При розрахунках було зроблено припущення, що пропускна здатність магістральних газопроводів і відповідно компресорних цехів під час проведення реконструкції залишається незмінною. Таке припущення ґрунтується на тому, що більшість великих родовищ газу Російської Федерації знаходяться в розробці вже понад 25 років і експлуатуються у режимі спадаючого видобування, а введення нових родовищ, зокрема, запланований на 2013 р. запуск Штокманівського родовища, піддається сумніву. Завершення у 2006 р. чинності прямої Угоди між Україною і Туркменістаном зробило Україну на довгострокову перспективу залежною від одного джерела газу, оскільки російсько-туркменська газова Угода на 2003–2028 рр. та домовленості ВАТ „Газпром” з Узбекистаном і Казахстаном майже не залишили Україні

простору для маневру в її відносинах з країнами Центральної Азії [4]. Тому збільшення транзитних потоків газу через територію України на період до 2030 р. є малоімовірним.

Розрахунки вартості транспортування та закачування/відбору газу з ПСГ були проведені для номінальних режимів, але навіть ці розрахунки показали, що існуючі в Україні тарифи на транзит природного газу магістральними газопроводами є значно заниженими. У табл. 2 наведені розраховані значення вартості транспортування газу для основних МГ України.

З використанням розроблених програмних засобів було сформовано прогноз реконструкції об’єктів української ГТС. З відкритих джерел невідома кількість газу, що надходить на кожну газовимірювальну станцію країни з Російської Федерації та Білорусі, але є інформація про кількість газу, що передається до інших країн на вихідних ГВС. Тому було поставлено задачу визначити найдешевші маршрути транспортування газу до споживачів України та забезпечення транзиту газу до інших країн і сформувані пропозиції щодо об’ємів приймання газу на кожній вхідній ГВС країни з одночасним визначенням етапності проведення реконструкції компресорних станцій на МГ та підземних сховищах газу з урахуванням обмежень на обсяги інвестиційних ресурсів на період до 2030 р.

Були задані такі умови роботи газової галузі країни.

Таблиця 1

Показник	Прогнозна вартість та платежі за роки			
	2010	2015	2020	2030
Вартість електричної енергії, дол. США/кВт · год	0,050	0,07	0,08	0,11
Вартість природного газу, дол. США/тис.м ³	280	330	375	460
Платежі за викиди парникових газів, дол. США /т CO ₂	0	2,5	5	15

Таблиця 2

Газопровід	Кількість працюючих (встановлених) ГПА	Тип встановленого приводу	Вартість транспортування газу (без ПДВ), дол. США/тис. м ³ на 100 км	
			для старих ГПА	після заміни на сучасні ГПА
Прогрес	5 (8)	ГПУ-10	15,27	11,05
	3 (4)	ГПУ-16	8,26	5,94
	2 (3)	ГПА-25/76	5,26	4,06
Союз Уренгой—Помари—Ужгород	5 (7)	ГТК-10І	12,24	8,47
	2 (3)	ГТК-25І	6,57	4,06

Таблиця 3

Назва КС	Газопровід	Тип ГТУ	
		встановлений	варіант заміни
Етап 1			
Іллінці, Богородчани-2, Голятин, Гребінківська-2, Гусятин-2, Ромни-1, Софіївка, Ставище Долина, Россош, Ужгород Кременчук Сокаль	Уренгой—Помари—Ужгород	ГТК-25І	ГПА-25МН80
	Долина—Ужгород	ГТК-10	ГПА-10МН70,01
	Союз	ГТК-10І	ГПА-10МН70,01
	Івацевичі—Долина	ГТН-6	ГПА-Ц-6,3С (ДТ71)
Етап 2			
Суми-2, Глушківська, Гребінківська-1 Ромни-3, Зіньків, Задніпровська, Решетлівська	Єлець—Курськ—Київ	ГТН-6	ГПА-Ц-6,3С (ДТ71)
	Єлець—Кременчук—Кривий Ріг	ГПУ-10	ГПА-10МН70,01
Кіровоградська, Південнобузька	Кременчук—Ананьїв—Чернівці—Богородчани	ГТК-10	ГПА-10МН70,01
	Хотин	ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3С (ДТ71)
Комарно Хуст ПСГ Більчеволицьке	Комарно—Дроздовичі	ГТ-6-750	ГПА-Ц-6,3С (ДГ71)
	Союз	ГТК-10І	ГПА-10МН70,01
		ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3С (ДТ71)

1. Кількість газу, яку необхідно транспортувати споживачам інших країн, задана відповідно до умов контракту між НАК „Нафтогаз України” та ВАТ „Газпром” на 2009 р. на рівні 116,91 млрд м³/рік, зокрема за напрямками:

- ГВС Ужгород — 77,27 млрд м³/рік;
- ГВС Берегове — 12,98 млрд м³/рік;
- ГВС Дроздовичі — 4,79 млрд м³/рік;
- ГВС Орловка — 20,25 млрд м³/рік;
- ГВС Текове — 1,62 млрд м³/рік.

Оскільки має місце тенденція скорочення споживання газу країнами ЄС, то було прийнято, що ця кількість газу не буде змінюватись.

2. Об'єм споживання природного газу усередині країни в 2010 р. задано на рівні планового балансу газу на 2009 р. — 49,0 млрд м³, для інших років — відповідно до Енергетичної стратегії України: 2015 р. — 52,9; 2020 р. — 43,8; 2030 р. — 38,1 млрд м³.

3. Об'єми власного видобування газу задані для 2010 р. на рівні планового балансу газу на 2009 р. — 19,8 млрд м³, для інших років — відповідно до Енергетичної стратегії України: 2015 р. — 25,0; 2020 р. — 6,1; 2030 р. — 28,5 млрд м³. Прийнято, що весь газ, який видобувається у АР Крим (а це орієнтовно 1,2 млрд м³ газу на рік), споживається на кримському півострові.

4. Прийнято, що на літній сезон припадає 30% від річного об'єму споживання газу та 40% річного транзиту газу до інших країн.

5. Прийнято, що весь газ, який закачано до ПСГ влітку, повністю споживається в зимовий сезон.

6. Прийнято, що передбачається реконструкція лише газотурбінних ГПА. Інвестиції, заплановані на 2010 та 2015 рр., складають по 500 млн дол. США.

7. Для компресорних станцій МГ „Союз” було запропоновано три варіанти заміни обладнання: старі 10 МВт ГПА пропонувалось замінити на нові 10 МВт, 16 МВт або 25 МВт із збереженням робочої потужності КС на рівні 50 МВт. Для інших газопроводів було запропоновано лише один варіант заміни на агрегати тієї ж потужності, що встановлені на компресорних станціях.

У табл. 3 наведено визначену етапність вводу нового обладнання для описаного сценарію.

Аналіз результатів розрахунків показав, що за умов, заданих сценарієм щодо забезпечення транзитного транспортування газу до інших країн та забезпечення газом споживачів країни, газопровід „Союз” виявився найменш завантаженим. Це пояснюється тим, що на ньому встановлені ГПА меншої потужності, ніж на двох інших транзитних МГ, що направляють потоки газу до західного кордону України – Уренгой–Помари–Ужгород та Прогрес. Розрахунки показали, що найкращим для МГ „Союз” було визнано варіант заміни на нові 10 МВт агрегати.

ВИСНОВКИ

Створена система „Піраміда-V” може бути застосована для прогнозування розвитку газової галузі країни. Запропонована модель розвитку системи газопостачання України працює адекватно, але одержані результати не можна вважати остаточними. Для отримання достовірніших результатів необхідно доопрацювати математичну модель, передбачивши можливість багатократної заміни обладнання протягом пе-

ріоду, що розглядається; ввести до бази даних і включити до файлу даних моделі всі міжсистемні перемички та перемички між ПСГ у західному регіоні України (Дашавське, Опарське, Утерське, Богородчанське), уточнити пропускну спроможність всіх лінійних ділянок газопроводів і компресорних цехів, які значно впливають на формування потоків газу в ГТС країни; врахувати вартість заміни труб газопроводів при розрахунку вартості транспортування газу та вартість обслуговування свердловин ПСГ, а не лише їхніх компресорних цехів; внести до бази даних інформацію про сучасні газомотокомпресори та провести прогнозування заміни обладнання на тих ПСГ, які оснащені агрегатами такого типу.

1. *Дослідження методів та засобів прогнозування перспективного розвитку енергетики за умов лібералізації енергетичних ринків: Звіт про НДР / ІЗЕ НАН України – ДР № 0107U000246. – К., 2009. – 250 с.*
2. *Костюковський Б.А., Леценко І.Ч.* Прогнозування розвитку газової промисловості в умовах ринкових та екологічних обмежень // *Проблеми загальної енергетики. – 2008. – № 18. – С.24–28.*
3. *Шульженко С.В.* Особливості розрахунку вартісних показників у задачах прогнозування розвитку електроенергетичних систем за ринкових умов їх функціонування // *Проблеми загальної енергетики. – 2008. – № 18. – С. 16–20.*
4. *Газовий ринок в Україні: Стан і проблеми* // *Національна безпека і оборона. – № 8, 2008. – Режим доступу до ресурсу: http://www.razumkov.org.ua/ukr/files/category_journal/nsd102_ukr_3.pdf.*