

## ОПТИМІЗАЦІЙНІ ЗАДАЧІ МОДЕРНІЗАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ

© Притула М., 2016

Розглянуто задачу визначення обсягів модернізації ГТС України залежно від сценарію її завантаженості. Розв’язок задачі отримано в результаті моделювання та оптимізації сценарного режиму її роботи із врахуванням залишкового ресурсу. Моделювання проведено за детальною технологічною схемою і вхідною інформацією, сформованою відповідно до кожного сценарію для всіх споживачів та поставників газу. Залишковий ресурс трубопроводів оцінювали за результатами досліджень, викладених в існуючих методиках. Оптимальні режими роботи ГТС дали можливість оцінити мінімальні потужності, які необхідні для забезпечення функціонування сценарного режиму.

**Ключові слова:** газотранспортна система, залишковий ресурс, оптимізація режиму, технологічна схема, модернізація, сценарії роботи.

We have considered the problem of determining the volume of the Ukrainian GTS modernization depending on the scenario of its workload. The solution obtained by the simulation and optimization of the scenario of operating mode taking into account the remaining life. Simulation conducted on the detailed process flow diagram and input data appropriated each scenario for all consumers and suppliers of gas. The remaining life of pipelines is estimated based on the results of research set out in the existing methods. Optimum modes of GTS cause to estimate the minimum power necessary for the operation mode of the scenario.

**Key words:** transmission system, remaining life, operating mode optimization, piping diagram, modernization, operation scenarios.

### Вступ

Обсяги модернізації об’єктів газотранспортної системи (ГТС) України переважно визначаються її технічним, технологічним станом та енергоємністю приводів, задіяних у режимі компресорних станцій. Надалі необхідно вивчити вплив динаміки розвитку факторів, які безпосередньо пов’язані із ГТС та впливають на її режимні параметри. Магістральні газопроводи з компресорними станціями та іншими технологічними об’єктами являють собою єдину технологічну систему, всі параметри якої є взаємопов’язаними. Зміна режиму роботи окремого об’єкта системи змінює режим всієї системи. Розрахунок параметрів роботи таких систем є складною математичною проблемою.

В останні роки завантаження основних магістральних газопроводів значно впало. Крім того, експлуатується ГТС України в непроектних режимах реверсних поставок газу. Вказані причини та постійна деградація системи транспортування газу потребують модернізації та реконструкції ГТС. Слід зазначити, що прогнозувати завантаження системи на найближчі роки доволі складно. І тому важливо встановити об’єми та послідовність модернізації в такий спосіб, щоб вона не суттєво залежала від точності прогнозу її завантаженості. Для цього необхідно максимально врахувати об’єми внутрішнього споживання, за умов різних джерел надходження газу в ГТС та розглянути всі можливі варіанти, пов’язані із об’ємами транзиту і реверсного постачання газу в Україну. Оцінка вартості модернізації ГТС має містити дві складові: перша складова – максимально постійна і повинна враховувати повільні деградаційні процеси, які пов’язані переважно із часом експлуатації та підвищення енергоефективності експлуатації ГТС при мінімальній завантаженні газопроводів, а інша змінна залежала від джерел

надходження газу в систему та об'ємів зміни транзиту і імпорту газу. Задача оцінки залишкового ресурсу газопроводів сьогодні повною мірою є ще нерозв'язаною [1–12]. Метод прогнозування залишкового ресурсу роботи трубопроводу ґрунтується на спостереженні процесу її експлуатації, визначенні механічних параметрів стану труб та встановленні відхилення від нормативних параметрів, які можуть значно порушити встановлені норми безпеки систем транспортування газу. Визначають механічні параметри експериментально на зразках для визначення їх втоми. Маючи криві втоми, можна провести розрахунок для визначення залишкового ресурсу роботи трубопроводів.

Необхідність модернізації та технічного переоснащення об'єктів газотранспортної системи України визначається: моральним та фізичним зносом технологічного обладнання та устаткування у разі, якщо моральний та фізичний знос обладнання не дає змоги виконувати його основні функції; негативними результатами діагностики за результатами обстеження технологічного та допоміжного обладнання; неможливістю продовження ресурсу експлуатації технологічного обладнання та устаткування, передбаченого паспортом заводу-виготовлювача; зниженням показників надійності та ефективності транспортування газу; будівництвом нових енергогенеруючих потужностей у районі розташування газотранспортного об'єкта чи поява надлишку електроенергії, достатнього для функціонування об'єкта ГТС в енергосистемі відповідного району; можливістю підвищення надійності та ефективності обладнання на вітчизняних підприємствах із мінімальними затратами. На стан ділянок магістральних газопроводів впливають величини, які пов'язані з: появою пошкоджень на етапі виробництва, транспортування, укладання (якість зварних швів) та експлуатації; впливом параметрів середовища та умов експлуатації; старінням металу, яке залежить від часу експлуатації ділянки; різним типом навантаження, зокрема циклічним за тиском, тепловим, механічним тощо.

Об'єми коштів на модернізацію лінійних ділянок газопроводів розраховують, враховуючи [1, 12] те, що: активний процес старіння металу починається через 30–35 років і він буде прискорюватися; прискорюються корозійні процеси (середньорічні темпи 2,5–3 %); середня нормативна зношеність основних експортних магістралей перевищила 60 %; фактори впливу на аварійність магістральних газопроводів стрімко наростають; ділянки, як і частини ділянок газопроводів, знаходяться в неоднакових умовах зовнішнього впливу (це насамперед стосується ділянок на виходах КС – різко змінний температурний та вібраційний фактори, відкриті ділянки); різко змінний рельєф траси прокладання ділянок газопроводів створює значні механічні навантаження; відхилення від середніх параметрів стану окремих ділянок газопроводів може досягати значних величин. Сценарії експлуатації та реконструкції ГТС оцінено за розробленою системою (рисунок), функціональні можливості окремих модулів якої описано в роботах [13–16].



Система оцінювання сценаріїв розвитку та реконструкції ГТС

### Система моделювання та оптимізації

Модель системи транспортування газу [13] містить модель структури, моделі об'єктів та балансові рівняння. Планували режими за умов того, що процеси в ГТС є стаціонарними. У цьому випадку параметри поточкорозподілу повинні задовольняти два закони Кірхгофа. В моделях використано такі позначення:  $(i, j) \in A$  – ребро графу  $G(V, A)$  ( $i, j \in V$  – номери вершин),  $Q_i^+, Q_i^-, T_i, P_i, q_{ij}, r_0, \{m_i\}$  – джерело (витрата), відбір (витрата), температура, тиск газу, витрата газу на ребрі, густина газу за нормальних умов, масовий склад газу, відповідно.

Повністю математичні моделі газових потоків наведено у [13–16]. До моделей газових потоків в технологічних об'єктах належать режимні, параметри стану та керування.

#### 1. Модель газового потоку в трубі

$$\Phi_{ij}(P, T, q, \rho, A_1, \lambda, K_t, x, t) = 0, \quad x \in [0, L], \quad (i, j) \in M; \quad (1)$$

1.1. Обмеження:  $P_{\min}(x) \leq P(x) \leq P_{\max}(x); \quad T_0 \leq T_{\max};$

1.2. Параметри стану:  $I(x), K_T(x)$  – коефіцієнт гідравлічного опору і коефіцієнт теплопередачі від газу до зовнішнього середовища, відповідно.

#### 2. Модель газового потоку, який проходить через компресорну станцію (КС)

$$P_{ij} = \Phi_3(q_{ij}, T_i, P_i, A_3, G, \bar{n}), T_j = \Phi_4(T_i, P_i, P_j, A_4, \eta), Q_i^- = \Phi_5(P_j, T_j, A_5, K_s) \quad (i, j) \in L; \quad (2)$$

2.1. Обмеження:  $q_{\min} \leq q_{ij} \leq q_{\max}; \quad n_{\min} \leq n \leq n_{\max}; \quad T_j \leq T_{\max}, \quad N \leq N_{\max}.$

2.2. Параметри стану:  $h, K_s$  – коефіцієнт політропічного к.к.д. стиску газу ВН і коефіцієнт технічного стану приводу ГПА.

2.3. Параметри керування: витрата  $q_{ij}$ , оберти відцентрового нагнітача (ВН)  $n$ , температура на виході КС  $T_j$ , технологічна схема КС (схема з'єднання ГПА)  $G$ .

#### 3. Рівняння балансу масової витрати

$$\sum_i m_{ij} + \sum_k m_{jk} = 0, \quad j \in V; \quad (3)$$

#### 4. Рівняння теплового балансу

$$T_j \sum_k q_{jk} - \sum_i q_{ij} T_i = 0, \quad j \in V; \quad (4)$$

#### 5. Рівняння стану суміші газу

$$P \sum_k V_k = \sum_i x_i (PV)_i + \sum_j \sum_k x_j x_k F_{jk}(T, \rho), \quad PV = Rf(T, \rho), \quad (5)$$

де  $A_i (i = \overline{1, 7})$  – набори відповідних коефіцієнтів, характеристик, обмежень тощо;  $f_{ij}$  – деякі функції, представлення яких залежить від вибраної моделі газового потоку для заданого об'єкта;  $Q_i^-$  – затрати паливного газу;  $x_i$  – мольні частки компонент газу;  $F_{ik}$  – функція взаємодії компонент газу, які визначають експериментально.

Ще слід додати рівняння, які забезпечують виконання другого закону Кірхгофа (сума зміни тисків із своїм знаком за кожним замкнутим контуром дорівнює нулю).

Розглянемо задачу планування оптимальних режимів роботи ГТС. У поставленій задачі заданими вважають математичні моделі всіх технологічних об'єктів і ГТС загалом.

#### Задано:

- $G(X, Y)$  граф-схема ГТС і граф-схеми всіх КС;
- джерела газу із значеннями величин  $(Q_i^+, T_i)$ , або  $(Q_i^+, T_i, r_{i0})$ , або  $(P_i, Q_i^+, T_i, r_{i0}, T_{ir}, \{m_i\})$ ;
- відбори газу із значеннями величин  $Q_j^-$ ;

- $D(\bar{r})$  – допустима множина режимів роботи ГТС та обмеження на режимні параметри  $\bar{r}$  ;
- $D(\bar{u})$  – допустима множина керувань та обмеження на параметри керування  $\bar{u}$  .

**Знайти:**

- стан регулювальної і запірної арматури;
- $P_i, T_i (i = 1, 2, \dots, n_G)$  у всіх вершинах графів  $G, G_k$  ;
- $q_{ij}, T_r(i, j), r(i, j)$  – витрату, точку роси і густину суміші газу за нормальних умов для всіх ребер  $(i, j) \in G(X, Y)$  ;
- $Q_k^-, n, N, e, d, W, W_z$  – витрату паливного газу, кількість ГПА, оберти ВН, ступінь стиснення, віддаленість від зони помпажу, сумарна продуктивність, залишкова продуктивність для всі задіяних у режимі КС.

**При виконанні умови** сумарні паливні та енергетичні затрати набувають мінімального значення  $\sum_j Q_j^- \rightarrow \min$  при заданій віддаленості від зони помпажу відцентрових нагнітачів.

Оптимізація режимів за паливно-енергетичним критерієм полягає у виборі компресорних станцій та оптимального набору ГПА за типами в багатоцехових КС з різнотипними ГПА, які необхідно задіяти в режимі роботи системи. Проведені дослідження [16] показали, що за певних параметрів поточкорозподілу газу в багатониткових системах важливою є її топологія, яка формується зміною станів запірної арматури. Крім сказаного, на оптимальність системи впливає і розподіл тиску в системі. Він повинен бути максимально високим, чого досягають у випадках максимального обсягу газу, акумульованого на всіх ділянках газопроводів.

Слід зазначити, що автоматизація процесу зміни топології для забезпечення оптимального поточкорозподілу як математична задача повною мірою для такої складної системи, як ГТС України, є не розв’язною. Сьогодні проведені числові експерименти дали можливість автоматизувати процес формування топології для багатониткових газопроводів. Один із прогнозованих сценаріїв вимагав максимального відключення від режиму транспортування газу ділянок магістральних газопроводів. Відомо, що кожна ділянка газопроводу, відключена від процесу транспортування газу, зменшує пропускну спроможність системи, що впливає на збільшення сумарної потужності задіяних у режимі КС і відповідно збільшує паливно-енергетичні затрати на режим. У результаті моделювання оптимального режиму роботи ГТС отримуємо вхідні дані для визначення обсягів та термінів модернізації ГТС залежно від різних сценаріїв її завантаження.

Моделюють прогнозовані сценарії за реальними технологічними схемами ГТС України. Перед моделюванням, як правило, ідентифікували термогідравлічний стан лінійних ділянок та ГПА КС. Пошук оптимального режиму пов’язаний із значними цілеспрямованими переборами можливих варіантів функціонування ГТС [13]. Універсальних методів для розв’язування такого класу оптимізаційних задач немає.

### **Система оцінювання сценаріїв розвитку та реконструкції ГТС.**

#### **Розрахунок обсягів та вартості модернізації ГТС**

Алгоритм розрахунку обсягів та вартості модернізації ділянок газопроводів складається з таких кроків: моделюванню оптимального режиму роботи ГТС передують встановлення топології технологічної схеми транспортування газу для кожного із сценаріїв; підсумовуються довжини ділянок з однаковими діаметрами для всієї схеми транспортування газу за цим сценарієм; визначається середня зношеність газопроводів по діаметрах (вона залежить від року введення ділянки в дію та методики її оцінювання).

Проведені дослідження показують, що властивості міцності металів із часом експлуатації трубопроводів зростають, а опірність до крихкого руйнування і корозії зменшуються. В роботі [див. ст. 113–116, ст. 196–199. Нефтегазовое Дело, №2, Т. 6, 2008 г.] запропоновано метод визначення залишкового ресурсу металу труб із врахуванням старіння металу. Цей метод враховує комплекс фізичних процесів, які проходять у металах. Розрахунки залишкового ресурсу металу труби із

різних марок сталей показали, що термін безпечної експлуатації газопроводів становить близько 61 року. Більшість існуючих методик дають, як правило, нижні оцінки залишкового ресурсу.

На етапі проектування нормативний строк життя, на який розраховувалася ГТС, становить 50 років. Граничний термін експлуатації не повинен перевершувати 20 років нормативного. У табл. 1 наведено значення коефіцієнтів зношеності газопроводів, розраховані за нормативним та розрахунковим методами.

Таблиця 1

**Значення коефіцієнтів зношеності газопроводів, розраховані за нормативним та розрахунковим методами**

№ з/п	Діаметри ділянок МГ, включені в групу (мм)	Загальна довжина МГ однієї групи	Середньозважена зношеність за нормативним періодом експлуатації станом	
			на 2020 р.	на 2030 р.
1	1200, 1400	9 329.0	<b>0.70</b> (0.60)	1.0 (0.92)
2	1000, 820, 720	6 584.0	0.80 (0.66)	1.0 (0.82)
3	менше дорівнює 530	19 837.00	0.70 (0.57)	0.9 (0.74)

Існує і дещо інший підхід до оцінювання вартості модернізації ділянок газопроводу. Вважаємо, що процес повільного руйнування металу за законом, близьким до лінійного, відбувається на інтервалі часу 28–48 років [див. ст.114, Нефтегазовое Дело, №2, Т. 6, 2008 г.]. За експертними даними [1, 2] вартість будівництва на території Східної та Центральної Європи одного кілометра магістральних газопроводів великого діаметра (1420 мм) становить у середньому 2.5 млн. дол. США. За даними ПАТ “Укртрансгаз”, середня вартість будівництва одного кілометра магістрального газопроводу територією України становить від 1,9 до 2,1 млн. дол. США. Враховуючи тенденції зростання заробітної плати, матеріалів і пального в довгостроковій перспективі, в розрахунки включено середню вартість будівництва – 2,2 млн. дол. США (станом на початок 2014 р. – 18 000 грн./м.п.). З іншого боку, визначаючи обсяги проведення ремонтних робіт або робіт із заміни ділянок газопроводів, вважають доцільним [3] будувати новий газопровід у випадку, якщо заміни потребують понад 20 % від загальної довжини газопроводу. Така умова є економічно обгрунтованою. Отже, розраховано середню вартість робіт з модернізації ділянок лінійної частини газопроводів за існуючими діаметрами. Результати розрахунків наведено в табл. 2.

Таблиця 2

**Оцінка середньої вартості модернізації газопроводів**

№ з/п	Діаметри (мм)	Експертна оцінка середньої вартості заміни $C_z$ (грн./м.п.)	Експертна оцінка середньої вартості капітального ремонту $C_p$ (грн./м.п.)	Середня вартість модернізації $C_m$ (грн./м.п.)	Довжина (км)
1	≤ 530	4860,0	1548,0	2210,0	19837,0
2	530 – 1020	9360,0	2808,0	4118,0	6584,0
3	1220 - 1420	18000,0	5400,0	7920,0	7329,0

Експертну оцінку середньої вартості капітального ремонту  $C_p$  визначено як 20 відсотків від експертної оцінки середньої вартості заміни ділянки  $C_z$ . Значення середньої вартості модернізації газопроводів розраховують за формулою

$$C_m = 0,2C_z + 0,8C_p.$$

На підставі вищевизначених даних та експертної середньої оцінки вартості модернізації одного погонного метра газопроводу відповідного діаметра розраховуємо вартість модернізації лінійної частини ГТС за формулою:

$$K = LQJ,$$

де  $L$  – довжина даної групи діаметрів сценарію;  $Q$  – значення вартості модернізації 1 погонного метра ділянки газопроводу відповідного діаметра;  $J$  – значення коефіцієнтів зношеності газопроводів.

Результати розрахунку вартості модернізації ділянок газопроводів з урахуванням їх загальної протяжності за групами діаметрів і врахування коефіцієнтів середньої зношеності наведено в табл. 3.

Таблиця 3

### Вартість модернізації газопроводів

№ з/п	Діаметри (мм)	Середня вартість модернізації (грн./м.п.)	Довжина (км)	Середньозважена зношеність за ступенем процесу повільного руйнування металу, нормативним, розрахунковим періодами експлуатації		Вартість модернізації станом на 2014 р. (млрд. дол.)	
				Станом на 2020 р.	Станом на 2030 р.	Станом на 2020 р.	Станом на 2030 р.
1	≤ 530	2138,0	19837,0	0.35, 0.70, 0.57	0.85, 0.9, 0.74	1.86, 3.71, 3.02	4.52, 4.77, 3.92
2	720 – 1020	4118,0	6584,0	0.60, 0.80, 0.66	1.00, 1.0, 0.82	2.03, 2.71, 2.24	3.83, 3.39, 2.78
3	1220 – 1420	7920,0	7329,0	0,44, 0.70, 0.60	1.00, 1.0, 0.92	3.19, 5.08, 4.35	7.26, 7.26, 6.68
РАЗОМ						7.08, 11.5, 9.61	15,61, 5.42, 13.38

Однією із основних проблем, які виникають при експлуатації ГТС України, є зменшення затрат на паливно-енергетичні затрати. Можна виділити два способи: оптимізація роботи компресорних станцій та модернізація компресорних станцій. З огляду на технічний стан компресорного обладнання на більшості магістральних газопроводах (в реальних умовах експлуатації КС ККД його ГПА становить близько 20 %, що значно менше ніж у сучасного обладнання, яке становить 36–40 %). Як бачимо, парк ГПА потрібно практично повністю поновлювати.

Дані щодо завантаженості ГТС, визначені проектом енергетичної стратегії України до 2030 року, наведено в табл. 4. В Україні, як і в більшості європейських країн, суттєва відмінність є між літнім та зимовим режимами. Будемо вважати, що зимовий та літній режими тривають рівно половину року. Основна відмінність між вказаними сезонами полягає в об'ємах споживання газу. Ця різниця в споживанні компенсується об'ємами газу, які відбирають із підземних газосховищ.

Таблиця 4

### Сценарій роботи ГТС України

Тип джерела/відбору	Об'єми газу млрд. м <sup>3</sup> /рік)	Літній сценарій (квітень-вересень) млрд.м <sup>3</sup> /сезон	Зимовий сценарій (жовтень-березень) млрд.м <sup>3</sup> /сезон
Надходження в систему	60.5	30.25	30.25
Власний видобуток	25.5	12.75	12.75
ПСГ відбір	10	-	10
Споживання	51	15.5	35.5
ПСГ нагнітання	10	10	-
Транзит	35	17.5	17.5

Режими розраховано на детальних технологічних схемах (ТС). За одним із варіантів сформовано режим відключенням частини ділянок газопроводів так, щоб не створити проблем для

користувачів газу. Сумарна довжина ділянок газопроводів всіх діаметрів на технологічній схемі становить 36 511 478,43 м. Сума довжин ділянок, які не брали участі при реалізації 3-го режиму, становила 1 957,143 км.

Таблиця 5

**Режими роботи КС при відключенні максимальної кількості ділянок газопроводів у літньому прогнозі**

Назва КС	Режим	Q <sub>fuel</sub> , млн. м <sup>3</sup> /добу	P <sub>omp</sub>	Q, млн. м <sup>3</sup> /добу	СЕ
КС “Зіньків”	[1]1,2,3:235-21-1[4969]	0,25	1,5522	59,39	1,3000
КС “Решетилівка”	[1]1,2,3:235-21-1[4446]	0,23	1,5198	59,30	1,2369
КС “Кіровоградська”	[1]1,2,3:235-21-1[3608]	0,15	1,2330	41,99	1,2000
КС “Богородчани”	[2]1,2:PCL804-2/36[3261]	0,17	1,3901	45,73	1,2127
КС “Голятин УПУ”	[1]1:PCL804-2/36[3360]	0,14	1,9421	35,81	1,2000
КС “Тираспіль 2”	[1]1:Н-16-76/1,44[5248]	0,09	1,7552	34,82	1,2000
КС “Гребінка”	[1]1,2:650-21-2[3672]	0,24	1,1210	58,54	1,3500
КС “Софіївка”	[1]1,2:PCL804-2/36[3599]	0,27	1,1993	58,67	1,3000
КС “Іллінці”	[2]4,5:235-21-1[5192]	0,00	1,6859	53,95	1,3000
КС “Диканька”	[1]1,2,3,4,5:6,3ГЦ2-206/24-43[8619]	0,24	1,9182	31,36	1,4742
КС “Лубни”	[1]1,2,3:370-17-1[5523] - [1]6,7:370-17-1[6226]	0,23	1,7100	34,19	1,3820
КС “Яготин”	[2]5,6:370-18-1[5256] - [2]2,3:370-18-1[4608]	0,17	2,0596	34,55	1,4000
КС “Боярка”	[1]1,2,3:280-11-6[8539]	0,00	1,3372	26,70	1,2603
КС “Бердичів”	[1]1:520-12-1[3686] - [1]4:520-12-1[3610]	0,09	1,7390	23,73	1,2625
КС “Красилів”	[1]2:520-12-1[3409] - [1]3:520-12-1[3259]	0,08	1,3597	22,71	1,2930
КС “Долина”	[3]13:16ГЦ2-395/53-76С[5191]	0,09	1,3163	20,52	1,4425

Основні колонки – об’єми паливного газу на режим (**Q<sub>fuel</sub>**), режим ([1]1:520-12-1[3686] - [1]4:520-12-1[3610]), об’єми паливного газу (**P<sub>omp</sub>**), витрата газу через КС (**Q**), коефіцієнт стиску газу (**СЕ**), тиск газу на вході ГПА (**P<sub>in</sub>**), тиск газу на виході ГПА (**P<sub>out</sub>**), температура газу на вході ГПА (**T<sub>in</sub>**), (**T<sub>out</sub>**).

Структура рядка режим [2]9,10:НЦ-16/56[4692],11:НЦ-16/41[4872] – [2]12,13:НЦ-16/56[4562],14:НЦ-16/76[4564], [4]24,25:Ц-6,3В/29[6086] – [4]27,28:Ц-6,3В/41[6511] є такою – [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти] – [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти], [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти] – [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти], де „-” – роз’єднує ступені, а “;” – працюють паралельно.

Таблиця 6

**Мінімальні об’єми фінансування на модернізацію КС**

№ з/п	Варіанти	Кількість задіяних у режимі КС, ДКС	Сумарна потужність КС і ДКС (Мвт)	Вартість модернізації 1 Мвт потужності в (дол.)	Загальна вартість модернізації (дол.)
1	Зимовий режим	10	234.0	928 564.0	339 508 000.0
2	Зимовий режим (реверс)	13	290.0	928 564.0	420 758 000.0
3	Літній (з мінімальною кількістю ділянок газопроводів)	16	375.0	928 564.0	544 078 000.0

При розрахунку загальної вартості модернізації КС вважається, що середня завантаженість ГПА в режимі близька до 80 %, а також добавлено 25 % резервної потужності ГПА на КС.

Мінімальну вартість модернізації технологічних об'єктів ГТС (табл. 7) розраховували за різними методиками оцінювання залишкового ресурсу (див. табл. 3). Третій варіант за вартістю відрізняється від першого об'ємами модернізації лінійних ділянок та КС. Третій варіант вимагає додаткових затрат на паливний газ в сумі 172.5 млн. дол. на рік.

Таблиця 7

**Мінімальні об'єми фінансування на модернізацію ГТС**

№ з/п	Технологічні об'єкти	Вартість модернізації (млрд. дол.)					
		1-й варіант		2-й варіант		3-й варіант	
		до 2020 р.	до 2030 р.	до 2020 р.	до 2030 р.	до 2020 р.	до 2030 р.
1	Лінійні ділянки газопроводів	7.08	13.38	7.08	13.38	5.14	11.44
2	Компресорні станції	0.34	0.34	0.42	0.42	0.54	0.54
3	Разом	7.82	14.12	7.90	14.20	6.08	12.38

**Висновки**

Реконструкція ГТС країни має сенс у випадку закріплених у довгострокових контрактах обсягів та напрямів транзиту природного газу територією України. Зважаючи на важливість розв'язання проблеми модернізації ГТС України, результати досліджень дають відповідь на частину питань та відкривають шлях до глибшого розуміння проблеми модернізації, постановки нових системних оптимізаційних задач, розв'язання яких забезпечить оптимальне використання наявних матеріальних та фінансових затрат з максимальною ефективністю для надійного та оптимального функціонування газотранспортної системи України. Модернізація ГТС повинна супроводжуватися проведенням впровадження енергоощадних ефективних технологій.

1. Бут В. С., Олійник О. І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Ін-т електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. – С. 491–496.  
 2. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3 (12). – С. 31–34.  
 3. Андрейків О. Є., Кушнір Р. М., Цирульник О. Т. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Ін-т електрозварки ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. – С. 328–331.  
 4. Розрахунок на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. ВБН В.2.3.-00018201.04-2000 – К., 2000. – 57 с.  
 5. American Nation Standard Institute (ANSI)/American Society of Mechanical Engineers (ASME). Manual for determining strength of corroded pipelines. ASME B31G, 1984.  
 6. ASME B31G-1991: Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York: The American Society of Mechanical Engineers, 1991.  
 7. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. – Det Norske Veritas, 1999.  
 8. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, B. K. Goo, J. C. Kima et al. // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – 80, № 2. – P. 121–128.  
 9. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – № 1. – С. 119–127. (Pluvinage G., Pipe-Defect Assessment Based on the Limit Analysis, Failure-Assessment Diagram, and Subcritical Crack Growth // Materials Science. – 2006. – № 1. – P. 127–139.)  
 10. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426. – Rotherham: British Steel, 1999.  
 11. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / О. Цирульник, Г. Никифорчин, З. Слободян та ін. // Проблеми корозії та протикорозійного захисту.



Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. № 5. – С. 284–290. 12. Дмитрах І. М., Панасюк В. В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. – Львів: Національна академія наук України; Фіз.-мех. ін-т ім. Г. В. Карпенка, 1999. – 341 с. 13. Притула Н. М. Задачі оптимізації потокорозподілу в газотранспортних системах // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”: Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – 2007. – № 604. – С. 220–227. 14. Притула Н. М. Розрахунок параметрів потокорозподілу в газотранспортній системі (стаціонарний випадок) // Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології. 2007. – Вип. 5. – С. 146–157. 15. Притула Н. М., Притула М. Г., П’янило Я. Д. Розрахунок параметрів усталеного руху газу в магістральних газопроводах // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”: Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – 2006. – С. 139–143. 16. Про оптимальні режими роботи багато ниткових магістральних газопроводів / Н. Притула, М. Притула, В. Ямнич, А. Дацюк, С. Гладун, О. Химко // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. Комп’ютерні науки та інформаційні технології. – 2011. – № 719. – С. 256–261.

УДК 004.942

Я. Соколовський, О. Герасимчук  
Національний лісотехнічний університет України

## МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОСТОРОВОГО ТЕПЛОМАСОПЕРЕНОСЕННЯ В АНІЗОТРОПНИХ КАПІЛЯРНО- ПОРИСТИХ МАТЕРІАЛАХ

© Соколовський Я., Герасимчук О., 2016

Сформульовано тривимірну математичну модель неізотермічного вологоперенесення у капілярно-пористих матеріалах з врахуванням анізотропії теплофізичних властивостей. Побудовано алгоритм методу скінченних елементів для реалізації математичної моделі зв’язаного тепломасоперенесення. У рамках об’єктно-орієнтованого підходу розроблено прикладне програмне забезпечення для чисельної реалізації та аналізу математичної моделі. Створений графічний інтерфейс дозволяє автоматизувати процес скінченно-елементного розбиття 3D-області та прогнозувати динаміку просторових полів тепловологоперенесення.

**Ключові слова:** математична модель, тепломасоперенесення, метод скінченних елементів, прикладне програмне забезпечення, дискретизація області.

We have formulated a three-dimensional mathematical model of non-isothermal moisture transfer in capillary-porous materials taking into account the anisotropy of thermal properties. The algorithm of finite element method for implementing a mathematical model linked isothermal heat and mass transfer is constructed. Within object-oriented approach software for numerical implementation and analysis of mathematical models is developed. Created GUI automates the process of finite-element splitting 3D-area and predicts the dynamics of temperature and humidity fields.

**Key words:** mathematical model, heat and mass transfer, finite element method, software, discretization.

### Актуальність досліджень

З метою розроблення нових та вдосконалення існуючих технологій сушіння існує потреба проведення досліджень нестационарних взаємозв’язаних температурно-вологісних полів у висушуваних капілярно-пористих матеріалах. Сьогодні побудовано одновимірні, двовимірні лінійні та нелінійні математичні моделі тепловологоперенесення з врахуванням анізотропії теплофізичних