

# ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

---

УДК 621.64; 656.56

І.Ч. ЛЕЩЕНКО, канд. техн. наук  
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

---

## ОЦІНКА ВАРТІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ ЗА НЕВИЗНАЧЕНОСТІ УМОВ ЇХ ФУНКЦІОНУВАННЯ

*Описано математичні моделі визначення вартісних показників ефективності роботи технологічних об'єктів газової галузі за невизначеності умов їх функціонування, в яких врахування технічних особливостей об'єктів, нормативно-правових умов, ресурсних та екологічних обмежень поєднано із застосуванням детерміновано-стохастичного методу, що дозволило визначити діапазони, в яких з певною ймовірністю знаходяться значення показників, визначених для життєвого циклу технологій. Наведено результати тестових розрахунків із застосуванням розроблених моделей.*

*Ключові слова:* газовидобувна галузь, системи транспортування природного газу, детерміновано-стохастичні методи, технологія.

---

На даний час процеси інтеграції ринків газу, посилення конкурентних відносин на них стають найбільш впливовими факторами, під дією яких відбуваються зміни умов функціонування і розвитку газової галузі не тільки України, а й усіх країн світу. Серед чинників, які впливають на функціонування газотранспортної системи (ГТС) України в умовах, коли єдиним постачальником, що використовує її потужності, є ВАТ «Газпром», найбільш важливими є обсяги газу і маршрути їх транспортування українською територією, а також політичні рішення стосовно утворення газотранспортного консорціуму або передачі ГТС в довгострокову оренду іншій країні, реалізація

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, 2013

планів щодо будівництва терміналу з приймання зрідженого природного газу, реверсних поставок трубопровідного газу в Україну з Європи та створення східноєвропейського газового хабу. Серед факторів, які впливають на функціонування газовидобувної галузі України, найбільш суттєвими є можливі обсяги й ціна видобутку традиційного і нетрадиційного газу в Україні та умови залучення до цієї діяльності закордонних компаній з їх технологіями та інвестиціями.

Отже, функціонування газової галузі відбувається за суттєвої невизначеності зовнішніх умов. Водночас, також невизначеними є техніко-економічні показники як старих технологічних об'єктів, які вже давно експлуатуються, і

характеристики яких суттєво відрізняються від паспортних, так і нових технологій, які ще широко не експлуатувались або тільки розробляються. Означене вимагає удосконалення математичних моделей прогнозування функціонування і розвитку газової галузі країни, оскільки використання традиційних підходів та критеріїв, які були розроблені для сталих умов діяльності [1], стає неможливим за суттєвої невизначеності зовнішніх та внутрішніх факторів впливу на умови її функціонування у перспективі.

Для порівняння технологічно різних об'єктів видобутку, транспортування та зберігання природного газу запропоновано використовувати показники, які базуються на собівартості послуг, що надають об'єкти галузі. Даний підхід було обґрунтовано для об'єктів електроенергетичного комплексу в роботах [2, 3], які виконано в Інституті загальної енергетики НАН України.

У загальному випадку будь-який технологічний об'єкт  $k$ ,  $k = 1 - K$ , характеризується такими показниками, як стан (працює, законсервований, реконструйований), встановлена потужність, коефіцієнт готовності, потужність, що фактично використовується, питомі витрати ресурсів, питоме виробництво продукції та питомі викиди у довкілля шкідливих речовин і парникових газів, необхідний обсяг інвестицій для впровадження в роботу, собівартість виробництва продукції та її ціна. Для трубопровідного транспортування природного газу в ролі технологічного об'єкта запропоновано використати компресорний цех (КЦ) магістрального газопроводу з прилеглою лінійною ділянкою (ЛД), при аналізі видобутку природного газу – середньостатистичне родовище, оскільки у відкритому доступі відсутня докладна інформація про детальний стан окремих родовищ, кількість свердловин на них, геолого-фізичні показники кожної свердловини тощо. Такі параметри технологічного об'єкта, як встановлена потужність та потужність, що фактично використовується, мають для газової галузі специфічну інтерпретацію: для магістральних газопроводів – це, відповідно, максимальна пропускна здатність і величина потоку газу в певний проміжок часу; для газового сховища – його активний об'єм і поточний обсяг газу, що зберігається, для родовищ – максимально можлива і фактична продуктивність видобутку.

Останніми роками при визначенні вартісних показників об'єктів газової галузі використовується поняття «життєвий цикл» – період, протягом якого здійснюється їх проектування, будівництво, експлуатація, реконструкція, капітальний ремонт, консервація (розконсервація), ліквідація. Оскільки собівартість послуг технологічного об'єкта суттєво залежить від умов роботи, часу введення в експлуатацію, цін на матеріальні та трудові ресурси, для усунення цього недоліку використовується середньозважена собівартість послуг технологічного об'єкта саме за життєвий цикл [2].

У загальному випадку собівартість послуг технологічного об'єкта газової галузі складається з трьох головних статей витрат:

– капітальні витрати, пов'язані з основними фондами (з інвестиціями в основні фонди), які під час експлуатації об'єкта через амортизаційні відрахування впливають на собівартість послуг. Обсяг амортизаційних відрахувань для будь-якої технології при сталих умовах роботи виробничого обладнання, як правило, є постійним, тому амортизаційні витрати включено до групи умовно-постійних витрат;

– умовно-постійні експлуатаційні витрати, які пов'язані із забезпеченням виробництва необхідними трудовими ресурсами, матеріалами, технічним та ремонтним обслуговуванням виробничих засобів і т. ін., тобто витрати на підтримку технологічного об'єкта у працездатному або законсервованому стані, які не залежать від режимів його роботи. До цієї групи витрат віднесено також податки на прибуток, капітал та інші обов'язкові платежі, не пов'язані безпосередньо з виробництвом продукції;

– умовно-змінні експлуатаційні витрати – це витрати на технологічні потреби, тобто на придбання матеріальних ресурсів для забезпечення виробництва основної продукції (надання основних послуг), виплати податкових зобов'язань. Ця складова залежить від режиму роботи технологічного об'єкта. Від режиму роботи також залежать обсяги викидів шкідливих речовин і пов'язані з ними обсяги грошових відшкодувань за них.

Середньозважені річні умовно-постійні витрати для кожного технологічного об'єкта визначаються як сума кількох середньозважених річних за життєвий цикл річних показників за формулою

$$\begin{aligned}
 C_{UP_k} &= C_{AM_k} + C_{L_k} + CP_{V_k} + \\
 &+ CP_{S_k} + C_{J_k} = \\
 &\left\{ \sum_{t=1}^{T_{ексk}} \left[ \frac{KAP_k}{T_{ексk} (1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1}} + \right. \right. \\
 &+ \frac{RL_k L_k (1+z_{L_k})^t}{(1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1}} + \\
 &+ \frac{UP_{V_k} \cdot KAP_k (1+z_{uv_k})^t}{(1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1}} + \\
 &\left. \left. + \frac{UP_{S_k} \cdot KAP_k (1+z_{us_k})^t}{(1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1}} \right] + \right. \\
 &\left. + \sum_{t=1}^{T_{инек} - T_{\delta y\delta k}} \frac{a_{J_{kt}}}{(1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1}} \right\} CRF_k,
 \end{aligned} \tag{1}$$

де  $C_{AM_k}$  – амортизаційні відрахування;  $C_{L_k}$  – середньозважені річні відрахування на зарплату;  $CP_{V_k}$ ,  $CP_{S_k}$  – відповідно, умовно-постійні власні витрати та витрати за надані (сторонні) послуги;  $C_{J_k}$  – щорічна виплата процентів за кредитом;  $KAP_k$  – питомі капіталовкладення у технологію;  $L_k$ ,  $z_{L_k}$  – заробітна плата персоналу та коефіцієнт її збільшення з часом;  $UP_{V_k}$ ,  $z_{uv_k}$  – частка умовно-постійних власних витрат у капіталовкладеннях у технологію та коефіцієнт їх збільшення з часом;  $UP_{S_k}$ ,  $z_{us_k}$  – частка умовно-постійних власних витрат за надані послуги у капіталовкладеннях в технологію та коефіцієнт їх збільшення з часом;  $RL_k$  – штатний коефіцієнт;  $T_{\delta y\delta k}$ ,  $T_{ексk}$ ,  $T_{инек}$  – терміни будівництва, експлуатації об'єкта та надання кредиту;  $a_{J_{kt}}$  – щорічна виплата процентів за кредитом;  $r$  – дисконт;  $CRF_k$  – темп повернення капіталу, який визначається за виразом

$$CRF_k = \frac{r}{1 - (1+r)^{-T_{ексk}}}. \tag{2}$$

Розрахунок ціни послуг можна забезпечити, виходячи з прийнятної для інвесторів норми прибутковості капіталу для проектів реконструкції та нового будівництва, тому для розра-

хунку інвестиційної привабливості проекту модернізації (будівництва) технологічного об'єкта використовується формула

$$\begin{aligned}
 C_{IP_k} &= [KAP_k (1 - a_{i_k})(a_{r_k} + r) \times \\
 &\times \sum_{t=1}^{T_{ексk}} (1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1} + \\
 &+ \sum_{t=1}^{T_{инек} - T_{\delta y\delta k}} \frac{a_{C_{kt}}}{(1+r)^{t+T_{\delta y\delta k} - 1}}] \times \\
 &\times CRF_k / (1 - PP),
 \end{aligned} \tag{3}$$

де  $a_{i_k}$  – частка кредитних коштів у капіталовкладеннях;  $a_{r_k}$  – кредитна ставка;  $PP$  – податок на прибуток;  $a_{C_{kt}}$  – щорічна виплата частки тіла кредиту.

Звичайно, розрахунок умовно-постійних експлуатаційних витрат для конкретного технологічного об'єкта може відрізнитися своїми складовими, які враховують специфіку його функціонування. Для технологічного об'єкта «компресорний цех–лінійна ділянка» розрахунок  $CP_k$  здійснюється за формулою (1), при цьому необхідні капіталовкладення задаються окремо для лінійної ділянки (із розрахунку на одиницю довжини ЛД) та компресорного цеху (із розрахунку на 1 МВт встановленої потужності газоперекачувальних агрегатів). Аналогічно окремо для ЛД і КЦ задаються штатні коефіцієнти, частки умовно-постійних витрат на власні та сторонні послуги.

При визначенні умовно-постійних витрат для підземного сховища газу (ПСГ) береться до уваги, що існує вимога до наявності буферного газу, обсяг якого становить від 60 до 140% робочого газу і використовується тільки для підтримки стійкості підземного резервуара. Як правило, вартість буферного газу включається до амортизаційних витрат, тому у моделі життєвого циклу ПСГ ці витрати додано до умовно-постійних витрат.

При визначенні середньозваженої собівартості видобутку газу в ролі технологічної одиниці розглядається середньостатистичне українське родовище. До умовно-постійних витрат родовища віднесено обов'язкові платежі, пов'язані з підготовкою, освоєнням та експлуатацією родовищ (у тому числі, плата за користування надрами), витрати на забезпечення виробництва необхідними трудовими ресурса-

ми, допоміжними матеріалами, на технічне, ремонтне обслуговування виробничих засобів і т. ін. Для задачі прогнозування розвитку газової галузі розглядаються як окремі технології:

– видобуток традиційного газу на родовищах, які вже експлуатуються і, що типово для України, знаходяться у режимі спадаючого видобутку. Це зумовлює необхідність додаткових витрат на впровадження технологій інтенсифікації видобутку;

– видобуток традиційного газу на нових родовищах, які тільки планується вводити в експлуатацію;

– видобуток сланцевого газу;

– видобуток газу щільних колекторів;

– видобуток газу на шельфі.

Наведений розподіл родовищ за групами є достатньо умовним і зумовлений тим, що для кожної з них характерна своя потреба в інвестиційних, трудових та матеріальних ресурсах. Але приймається, що у середині групи ці витрати будуть однаковими.

Розрахунок умовно-змінних витрат також суттєво залежить від специфіки технологічного об'єкта. Так, до цієї групи витрат для технологічної пари «компресорний цех–лінійна ділянка» крім обсягів споживання паливного газу та електричної енергії на роботу газоперекачувального агрегату (ГПА) та цеху в цілому відносяться також технологічні витрати та втрати газу. При розрахунку змінних витрат для КЦ береться до уваги схема його роботи та сезон року, адже у літній період питома споживання газу для роботи газотурбінних агрегатів вища за рахунок високої температури оточуючого повітря.

Для ПСГ до групи змінних витрат відносяться витрати на придбання технологічного газу, електроенергії та інших ресурсів, які мають місце під час експлуатації ПСГ.

При видобуванні газу до змінних витрат відносяться витрати, безпосередньо пов'язані з виробництвом продукції, зумовлені технологіями видобутку зі свердловини, поділу на газ і газовий конденсат, очищення і осушку газу на технологічних установках комплексної підготовки газу, збору сухого газу і передачі його до магістрального газопроводу безпосередньо або через дотискувальну компресорну станцію.

Для компресорного цеху річні умовно-змінні витрати для технології визначаються за формулою

$$C_{UZ_{ikS}} = \sum_p C_{F_{pk}} \cdot S_{ik} + \sum_v C_{O_{kv}} \cdot S_{i,k} + \sum_m C_{M_{mk}} \cdot S_{ik}, \quad (4)$$

де  $S_{ik}$  – допустимі схеми роботи компресорного цеху;  $C_{F_{pk}}$ ,  $C_{O_{kv}}$ ,  $C_{M_{mk}}$  – відповідно, річні середньозважені витрати на енергоносії, плата за викиди ПГ та витрати на матеріали для одного ГПА цеху.

Середньозважені витрати на енергоносії визначаються з виразу

$$C_{F_{ikp}} = C_{F_p} \cdot Q_{kp} \times \sum_{t=1}^{T_{ексk}} \frac{(1+z_{F_p})^t}{(1+r)^{t+T_{бюдk}-1}} CRF_k, \quad (5)$$

$p = газ, e/e$

де  $C_{F_p}$  – вартість відповідного енергоносія  $p$ ;  $z_{F_p}$  – частка збільшення його вартості з часом,  $Q_{kp}$  – споживання певного енергоносія одним ГПА.

Для газотурбінних ГПА  $Q_{kp}$  включає паливний газ з урахуванням завантаження агрегату і температури атмосферного повітря, витрати газу на технічне обслуговування ГПА, технологічні втрати та витрати на пуски-зупинки ГПА, для електроприводного ГПА виключається лише споживання паливного газу. До витрат електроенергії віднесено її споживання як електроприводними, так і газотурбінними ГПА. До екологічних платежів віднесено плату за технологічні викиди метану при технічному обслуговуванні та втратах, при пусках-зупинках ГПА. Для електроприводного ГПА враховуються лише викиди природного газу при технічному обслуговуванні та витоках. Річні викиди інших парникових газів ( $NO_x$ ,  $CO$ ,  $N_2O$  та  $CO_2$ ) ГПА з газотурбінним приводом визначаються залежно від обсягів спожитого паливного газу.

Розрахунок середньозваженої річної собівартості послуг з транспортування газу виконується за формулою

$$Cost_{ikS} = (C_{UZ_{ikS}} + C_{UP_{ik}} + C_{UZ_{ik}^{ПД}}) / (q_{ik} \cdot S_{ik}), \quad (6)$$

де  $q_{ik}$  – кількість газу, що транспортується у рік  $t$  парою «компресорний цех–лінійна ділянка» при схемі роботи  $S_{ik}$ ,  $C_{UZ}^{ЛД}_{ik}$  – умовно-змінні витрати на ЛД.

Ціна транспортування природного газу компресорним цехом з технологією  $k$  та прилеглою лінійною ділянкою розраховується за виразом

$$Price_{ikS} = \left( C_{UP}_{ik} + C_{UZ}_{ikS} + C_{UZ}^{ЛД}_{ik} + C_{IP}_{ik} \right) / (q_{ik} \cdot S_{ik}). \quad (7)$$

Аналогічно (з урахуванням особливостей формування умовно-постійних та умовно-змінних витрат) визначаються середньозважена річна собівартість та ціна зберігання природного газу в ПСГ і середньозважена річна собівартість та ціна видобутку газу на родовищах різних типів.

Зовнішні та внутрішні фактори, які враховують в моделях життєвого циклу для технологічних об'єктів газової галузі, розподіляють на кілька груп логічно-споріднених параметрів. Однак, як зазначалося вище, ряд вхідних параметрів моделей життєвого циклу є суттєво невизначеними. Для врахування невизначеності вхідної інформації запропоновано використовувати стохастичний метод, суть якого полягає у такому. Для тих вхідних параметрів, які вважаються детермінованими, в ролі вхідних використовуються їх базові, найбільш імовірні значення. Вхідні параметри, які є невизначеними, задаються діапазоном можливих значень – від можливого мінімального до можливого максимального. Діапазони для кожного параметра визначаються експертно з використанням усіх доступних джерел інформації.

Наприклад, для технологічного об'єкта «компресорний цех–лінійна ділянка» можна виділити такі групи логічно-споріднених параметрів:

– економічно-правові, які описують зовнішнє нормативне середовище і мають безпосередній або опосередкований вплив на умови життєдіяльності технології: частка кредитних коштів при інвестуванні, дисконт, термін та ставка банківського кредиту, заробітна платня персоналу та коефіцієнт її збільшення, податок на прибуток підприємств, вартості енергоресурсів і матеріалів та коефіцієнти їх збільшення, відшкодування за викиди ПГ та коефіцієнти їх збільшення. Усі параметри цієї групи є невизначеними, отже задаються діапазонами

можливих значень;

– технічні, що характеризують особливості здійснення основної діяльності кожною технологією: потужність приводу та його ефективний ККД, коефіцієнт впливу температури атмосферного повітря на витрату паливного газу, норматив потреби в електроенергії для газотурбінного ГПА, питомі витрати газу на пуски-зупинки та технічне обслуговування КЦ і ЛД, транспорт газу КЦ за проектом, кількість ГПА, встановлених у цеху, та максимальна кількість одночасно працюючих ГПА, довжина ЛД. Частина цих параметрів є невизначеними як для старих ГПА (внаслідок їх зношування), так і для нових агрегатів, особливо таких, що лише проектується. Тому ряд параметрів цієї групи задаються діапазонами можливих значень;

– техніко-економічні: терміни будівництва та експлуатації, питомі капіталовкладення у технологію, частка умовно-постійних власних витрат на підтримку технології у працездатному стані, частка умовно-постійних витрат на послуги сторонніх організацій та коефіцієнти їх збільшення з часом, штатний коефіцієнт. Ці параметри є невизначеними, тому задаються можливими діапазонами значень;

– екологічні, що враховують вплив технологій на оточуюче середовище: питомі викиди метану за рахунок технічного обслуговування та при експлуатаційних випусках на КЦ і ЛД, питомі викиди ПГ під час роботи газотурбінних ГПА. Більшість цих параметрів є невизначеними як для старих, так і для нових ГПА, отже задаються діапазонами значень.

Далі відповідно до заданої кількості експериментів (від 10 000 до 100 000) із визначеного діапазону випадковим чином вибираються значення кожного вхідного параметра  $x_n$ , з яких формуються масиви для подальших розрахунків. Для кожного експерименту виконується розрахунок середньозваженої собівартості та ціни послуг, після чого визначається середнє значення кожного з цих параметрів, яке є оцінкою математичного сподівання цього значення, що описується залежністю

$$\bar{x} = \sum_{n=1}^N x_n / N, \quad (8)$$

де  $n$  – номер експерименту,  $N$  – їх кількість.

За умови відомого закону розподілу випадкової величини середньоквадратичне відхилен-

ня, яке є оцінкою дисперсії, розраховується за формулою

$$\bar{\sigma} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (x_n - \bar{x})^2}. \quad (9)$$

Діапазон, в якому з відомою ймовірністю для певного закону розподілу знаходяться значення параметрів, що досліджуються, описується виразом

$$x \in [\bar{x} - \bar{\sigma}; \bar{x} + \bar{\sigma}]. \quad (10)$$

Розрахунки проводились із застосуванням оновленої підсистеми «Матриця» програмно-інформаційного комплексу «Піраміда-V», який створений і постійно удосконалюється в Інституті загальної енергетики НАН України. Засобами «Матриці» виконується підготовка вхідних даних, обробка результатів та управління розрахунками з використанням стохастичних методів, забезпечується обчислення статистичних характеристик результатів розрахунків та їх передача до інформаційно-довідкової системи для подальшого використання в оптимізаційних моделях дослідження

функціонування і розвитку газової галузі України. Для програмної реалізації моделей життєвого циклу технологічного об'єкта «компресорний цех–лінійна ділянка» та родовища традиційного газу були написані спеціальні програми, які були інтегровані до підсистеми «Матриця».

Для тестування розроблених програмно-інформаційних засобів було виконано розрахунки для кількох компресорних цехів різних магістральних газопроводів. Зокрема, для лінійної ділянки та цеху КС Первомайськ газопроводу «Союз» було виконано розрахунок середньозваженої собівартості та ціни транспортування природного газу при таких варіантах обладнання КЦ: старий ГПА з газотурбінним приводом типу ГТК-10І, новий газотурбінний ГПА та новий ГПА з електроприводом (див. табл. 1).

Результати статистичної обробки розрахованих вартісних показників транспортування газу для технологічної пари «компресорний цех–лінійна ділянка» КС Первомайськ при п'яти працюючих ГПА з семи, встановлених у цеху, наведено у табл. 2.

**Таблиця 1 – Розрахована середньозважена собівартість та ціна (без ПДВ) транспортування природного газу для технологічного об'єкта «компресорний цех–лінійна ділянка» КС Первомайськ МГ «Союз»**

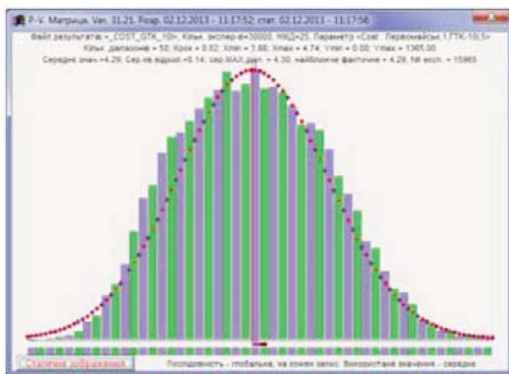
Показник	Кількість одночасно працюючих ГПА цеху	Тип ГПА		
		старий газотурбінний	новий газотурбінний	новий електроприводний
Собівартість, дол. США/тис.м <sup>3</sup>	1	7,97	6,85	7,20
	2	5,67	4,74	5,67
	3	4,91	4,04	5,16
	4	4,52	3,69	4,90
	5	4,29	3,48	4,75
Ціна, дол. США/тис.м <sup>3</sup>	1	<b>8,25</b>	<b>10,06</b>	10,24
	2	<b>5,81</b>	<b>6,35</b>	7,19
	3	<b>5,00</b>	<b>5,11</b>	6,17
	4	4,59	4,50	5,66
	5	4,35	4,13	5,36

**Таблиця 2 – Результати статистичної обробки розрахованих вартісних показників транспортування газу для технологічного об’єкта «компресорний цех–лінійна ділянка» КС Первомайськ**

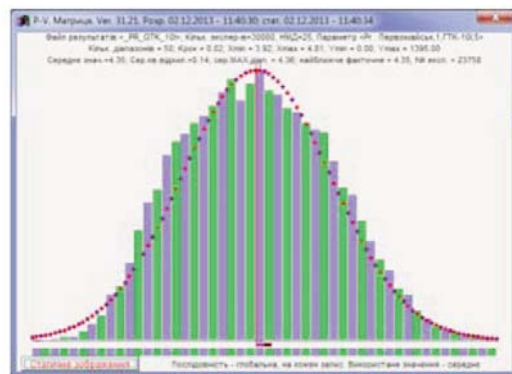
Тип ГПА	Показник	Значення (без ПДВ), \$/тис.м <sup>3</sup>			Середньо-квадратичне відхилення	Частка від середнього значення, %
		середнє	мін.	макс.		
Старий газотурбінний	собівартість	4,29	3,88	4,74	0,14	3,26
	ціна	4,35	3,92	4,81	0,14	3,22
Новий газотурбінний	собівартість	3,48	3,08	4,00	0,14	4,02
	ціна	4,13	3,47	4,97	0,23	5,57
Новий електроприводний	собівартість	4,75	4,37	5,18	0,12	2,53
	ціна	5,36	4,82	6,07	0,17	3,17

На рисунку наведено гістограми, побудовані підсистемою «Матриця» при статистичній обробці результатів тестових розрахунків для

КЦ Первомайськ при роботі п’яти старих ГПА з семи, встановлених у цеху.



а)



б)

**Рисунок** – Статистичний розподіл середньозваженої собівартості (а) та ціни (б) транспортування газу КЦ Первомайськ із старими газотурбінним ГПА

**Таблиця 3 – Результати тестового розрахунку собівартості та ціни (без ПДВ) видобутку традиційного газу на старих та нових родовищах**

Показник	Старі родовища	Нові родовища
Середньозважена собівартість, дол. США/тис. м <sup>3</sup>	60,4	105,51
Ціна, дол. США/тис. м <sup>3</sup>	69,6	142,36
Прогнозний видобуток газу за рік, млрд м <sup>3</sup>	13,00	5,00

На рисунку за віссю ординат надано розподіл частоти значень середньозваженої собівартості (ціни), за віссю абсцис – значення середньозваженої собівартості (ціни), які отримані в результаті моделювання (виконано 30 000 експериментів). Столпчики різної висоти відповідають значенням, які отримані в результаті моделювання, а пунктирна лінія – нормальному розподілу випадкової величини, в ролі коефіцієнтів для побудови якої використані середнє значення собівартості (ціни) та їх середньоквадратичні відхилення.

Виконані розрахунки показали, що статистичний розподіл середньозваженої собівартості та ціни послуг з трубопроводного транспортування газу наближається до нормального закону. Теорія ймовірностей стверджує, що випадкова величина, розподілена за нормальним законом, з ймовірністю 68% потрапляє в інтервал, описаний залежністю (10).

Крім того, розрахунки показали, що заміна старих газотурбінних ГПА на нові дає зменшення ціни транспортування газу тільки при роботі на проектних схемах цеху ГПА (п'ять або чотири працюючих агрегати з семи встановлених), на які розраховувався газопровід «Союз». При роботі на непроєктних схемах навіть за умови, що ККД нового газотурбінного приводу ГПА становить 35%, а старого – 25%, ціна транспортування газу для цеху з новим обладнанням буде вищою за рахунок того, що при цих схемах вже привалюють умовно-постійні витрати, які більші для нового обладнання (за рахунок амортизаційних відрахувань та сплати відсотків за кредитом).

При розрахунках вартісних показників ефективності функціонування технологічних об'єктів видобування газу в Україні, як це було обґрунтовано вище, розглядалися окремо

видобуток традиційного газу старих і нових родовищ, сланцевого газу, газу щільних колекторів, газу мілководного та глибоководного шельфів. При формуванні вхідних параметрів для виконання тестових розрахунків було використано результати досліджень, проведених компаніями Baker Tilly International, IHS CERA, дані, закладені в Оновленій енергетичній стратегії України до 2030 року, озвучені експертами на засіданні круглого столу «Видобуток природного газу в Україні: проблеми та перспективи» у квітні 2013 р. [4] та наведені у [5].

Результати розрахунків для двох типових родовищ традиційного газу – старого і перспективного, наведено у табл. 3.

Статистичний розподіл середньозваженої собівартості та ціни видобутку традиційного природного газу на нових родовищах теж наближається до нормального закону.

## ВИСНОВКИ

Для технологічних об'єктів газової галузі розроблено нові математичні моделі визначення вартісних показників ефективності їх функціонування протягом життєвого циклу. На відміну від існуючих, у нових моделях врахування технологічних особливостей роботи об'єктів галузі, нормативно-правових умов та екологічних обмежень поєднано із застосуванням детерміновано-стохастичного методу, який дозволяє визначити діапазони ймовірного оптимального значення середньозваженої собівартості та ціни послуг цих об'єктів, визначені для всього життєвого циклу.

Зокрема, для оцінки ефективності трубопроводного транспортування газу запропоновано модель життєвого циклу технологічного об'єкта «компресорний цех–прилегла лінійна



ділянка», в якій враховано витрати протягом життєвого циклу на будівництво та обслуговування як компресорного цеху, так і лінійної ділянки, та розглядаються не тільки проектні, а й всі можливі схеми роботи компресорного обладнання. Останнє особливо актуально для сучасних умов функціонування ГТС України, коли її магістральні газопроводи є суттєво недовантаженими.

Запропоновано нові моделі життєвого циклу підземного сховища газу та типового родовища з видобутку природного газу.

Розроблені моделі життєвого циклу технологічних об'єктів газової галузі мають самостійне значення, оскільки дозволяють співставляти не тільки технологічно подібні, а й технологічно різні об'єкти транспортування та видобутку природного газу. Крім того, ці моделі будуть використовуватись у подальших дослідженнях при підготовці вхідної інформації для оптимізаційної моделі прогнозування функціонування і розвитку газової галузі України до 2040 року.

1. *Костюковський Б.А.* Прогнозування розвитку газової промисловості в умовах ринкових та екологічних обмежень / Б.А. Костюковський, І.Ч. Лещенко // Проблеми загальної енергетики. – 2008. – № 18. – С. 24–28.
2. *Шульженко С.В.* Особливості розрахунку вартісних показників у задачах прогнозування розвитку електроенергетичних систем за

ринкових умов їх функціонування / С.В. Шульженко // Проблеми загальної енергетики. – 2008. – № 18. – С. 16–20.

3. *Шульженко С.В.* Показники ефективності функціонування та розвитку електричних станцій в умовах ринку / С.В. Шульженко // Проблеми загальної енергетики. – 2009. – № 20. – С. 7–13.

4. *Крупський Б.Л.* Видобування традиційного та нетрадиційного природного газу в Україні: стан, проблеми та перспективи (матеріали до круглого столу щодо перспектив видобутку природного газу в Україні 23.04.2013) // Форум нафтогазового комплексу України. – Режим доступу: [http://ngbi.com.ua/Ekspertna%20Rada/strukt\\_ER.htm](http://ngbi.com.ua/Ekspertna%20Rada/strukt_ER.htm).

5. *Загороднюк П.* Природний газ в Україні. Традиційні джерела // Сайт Українська енергетика. – Режим доступу: [http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo\\_Zagorodniuk\\_Presentation\\_Ua.pdf](http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo_Zagorodniuk_Presentation_Ua.pdf).

*Надійшла до редколегії 13.12.2013*

*Рецензент*

*Заступник директора*

*ІЗЕ НАН України з наукової роботи, канд. техн. наук, ст. наук. співр.*

*В.Д. Білодід*