

# МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy. 2017, 3(50): 5-14  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2017.03.005>

УДК 656.56 + 622.324.5

**І.Ч. ЛЕЩЕНКО**, канд. техн. наук, ст. наук. співр.,  
Інститут загальної енергетики НАН України,  
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## СИСТЕМА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРСПЕКТИВ ФУНКЦІОНУВАННЯ І РОЗВИТКУ ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ В СУЧАСНИХ УМОВАХ

*Для дослідження перспектив розвитку газової галузі запропоновано систему математичних моделей, яка враховує суттєві невизначеності зовнішніх та внутрішніх умов її функціонування, терміни експлуатації основного технологічного обладнання, обмеження на інвестиційні ресурси. Оптимізаційна математична модель розвитку газової галузі реалізована мовою моделювання MathProg, яка дозволяє достатньо прозоро описати логіку математичної моделі, використовуючи бінарні змінні, що є достатньо проблематичним при використанні інших оптимізаторів. Встановлено, що застосування оптимізатора GLPK дозволяє розв'язувати задачі великої розмірності з бінарними змінними, до яких відноситься задача прогнозування функціонування і розвитку газової галузі, у прийнятних часових рамках.*

**Ключові слова:** газова галузь, газотранспортна система, математична модель, бінарна змінна, математичне програмування.

Природний газ є одним з найважливіших енергоресурсів, обсяг світової торгівлі яким за останні 10 років зріс майже на 30%. У звіті МЕА «Газ 2017» прогнозується, що до 2022 року попит на газ буде щорічно зростати на 1,6%, однак, майже 90% очікуваного зростання припаде на країни, що розвиваються (Китай, Індію, інші країни Азії) та на країни, що мають власні джерела поставок газу на Близькому Сході й в Африці. Водночас, намітились нові тенденції, які суттєво впливають на умови функціонування світових ринків природного газу. В останнє десятиріччя поставки трубопровідного газу в світі зросли на 45%, а зрідженого природного газу (ЗПГ) – на 110% [1], у 2016 році близько 30% обсягу торгівлі газом припало саме на ЗПГ. В умовах зростання конкуренції на ринках газу, що має місце останніми роками, значні обсяги ЗПГ почали вироблятися за відсутності довгострокових контрактів з фіксованими пунктами

призначення, узгодженими обсягами й цінами. Як наслідок, має місце зростання обсягів «вільного» ЗПГ, які торгуються на спотових і короткострокових ринках, що становило у 2016 році 28% від загального обсягу торгівлі [2]. А перенасичення ринку ЗПГ стимулюватиме подальше зростання короткострокових і середньострокових поставок або приведе до скорочення його виробництва. Завдяки успішній розробці родовищ сланцевого газу в США з'явилися нові проекти з постачання на експорт зрідженого газу, умови функціонування яких є значно привабливішими за рахунок того, що майже всі вони базуються на існуючій інфраструктурі терміналів, побудованих для імпорту ЗПГ, та працюють в умовах сформованого ринку газу, а не на базі окремих родовищ. Це скорочує витрати і час будівництва потужностей із зрідження, а у не вигідних ринкових умовах дозволяє не виробляти ЗПГ. Крім того, останніми роками при виробництві електроенергії має місце жорстка конкуренція природного газу з вугіллям у зв'язку

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, 2017

з низькими цінами останнього та зростаюча конкуренція з боку відновлюваних джерел енергії через зниження їх вартості та розвиток технологій зберігання електроенергії.

Означені процеси сприяють трансформації світових ринків природного газу, змінюючи традиційну систему їх функціонування. У 2016 році за даними Міжнародного газового союзу (The International Gas Union) 45% природного газу торгувалось за цінами, сформованими на ринку, як співвідношення попиту та пропозиції (Північна Америка, частково Європа та країни колишнього СРСР, Латинська Америка), 20% – за контрактами з прив'язкою ціни на газ до цін на нафту (країни Азіатсько-Тихоокеанського регіону, Азії та частково Європи), 31% – за регульованими цінами (в основному, країни колишнього СРСР) [3]. Наслідком трансформаційних процесів є перенаправлення традиційних газових потоків, збільшення пропозиції газу на ринках, посилення тенденції до відокремлення цін на газ від цін на нафту, а також зменшення кількості довгострокових контактів з фіксованою ціною. Цього року була прийнята заборона для майбутніх проектів включати в договори на постачання ЗПГ умову стосовно фіксованого пункту призначення, що дозволяє покупцям реекспортувати надлишки газу.

Процеси, що відбуваються на світових газових ринках, підвищують для багатьох країн актуальність розробки довгострокових планів найбільш ефективного розвитку видобутку, споживання і використання газу, реалізації проектів з реконструкції та будівництва нових систем транспортування трубопровідного та зрідженого газу. Тому математичні моделі прогнозування розвитку систем газопостачання різних регіонів, країн та груп країн, оцінки обсягів необхідних інвестицій у газову галузь для забезпечення безперебійного покриття попиту на цей важливий енергоресурс широко представлені в літературі [4–8]. При цьому, як правило, моделі враховують особливості функціонування газової галузі країни, для якої вони розробляються.

В Інституті загальної енергетики НАН

України у 2000-х роках було запропоновано математичну модель прогнозування розвитку газової промисловості. В цей час в Україні почали розвиватись ринкові відносини, посилились екологічні вимоги до енергетичних об'єктів, а газотранспортна система (ГТС) України, ставши незалежною від єдиної системи постачання газу Росії, почала надавати послуги з транзиту російського газу до країн Європи. Виникла необхідність визначити вплив від впровадження у різних обсягах окремих технологій видобування, зберігання та транспортування природного газу на техніко-економічні показники газової галузі в цілому, її екологічну ефективність. Тому створена математична модель була побудована з урахуванням вимог ринкової економіки, в ролі критерію оптимізації використовувався мінімум вартості послуг з постачання газу для споживачів країни та забезпечення транспорту газу на експорт. Для визначення вартісних оцінок послуг, які надаються галуззю, було побудовано спеціальні моделі, які дозволяли визначити середню за життєвий цикл собівартість та ціну послуг з транспортування, видобування та зберігання природного газу [9].

У даний час розвиток і функціонування газотранспортної системи України відбувається під впливом багатьох різнопланових факторів – економічних, технологічних, політичних, екологічних, які пов'язані між собою. У першу чергу це фактори, зумовлені процесами інтеграції світового газового ринку, який активізувався останніми роками, станом світової економіки, можливостями розвитку та впровадження нових технологій видобутку і транспортування газу. Не менш важливими є й політичні фактори, зокрема, політика ЄС щодо диверсифікації джерел поставок газу та початку робіт з видобутку нетрадиційних газів, політика Росії щодо диверсифікації ринків збуту та маршрутів транспортування газу. Наслідком дії означених факторів є поступове зниження залежності країн Європи від трубопровідного російського газу. А за умов, коли єдиним постачальником, що використовує транзитні потужності української ГТС, є ВАТ

«Газпром», критичними стають обсяги газу і маршрути їх транспортування нашою територією. Газовидобувний сектор України також суттєво залежить від стану світових газових ринків, яким зумовлюються ціни на цей енергоресурс, наявність на ринку вільних обсягів природного газу та сучасних технологій видобутку традиційних і нетрадиційних газів. Суттєвими є внутрішньополітичні рішення стосовно створення повноцінного ринку газу, оподаткування діяльності з його видобутку та ін. З екологічних факторів, у першу чергу, необхідно виділити зміни жорсткості екологічних вимог, впровадження сценаріїв декарбонізації європейської енергетики тощо. Отже, функціонування і розвиток газової галузі України відбувається за суттєвої невизначеності зовнішніх умов. Водночас, невизначеними є й 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 використовуються або тільки розробляються.

Для врахування сучасних умов на ринках природного газу сформовано методичний під-

хід дослідження довгострокового розвитку та функціонування газової галузі країни, який відрізняється від існуючих використанням системи взаємоузгоджених математичних моделей трьох типів – моделей життєвого циклу (МЖЦ) основних технологічних об'єктів видобування, транспортування та зберігання газу у детерміновано-стохастичній постановці, імітаційної моделі формування транзитних потоків через ГТС України та оптимізаційної моделі прогнозування розвитку газової галузі на тривалу перспективу (див. рисунок).

Розглянемо докладно усі математичні моделі, які входять до складу запропонованої системи. На відміну від існуючих, у нових моделях життєвого циклу основних технологічних об'єктів газової галузі країни – компресорного цеху і прилеглої лінійної ділянки, підземного сховища газу (ПСГ) та типового родовища газу, врахування технологічних особливостей роботи об'єктів галузі, нормативно-правових умов та екологічних обмежень поєднано із застосуванням детерміновано-стохастичного методу, що дозволило визначати діапазони ймовірного оптимально-

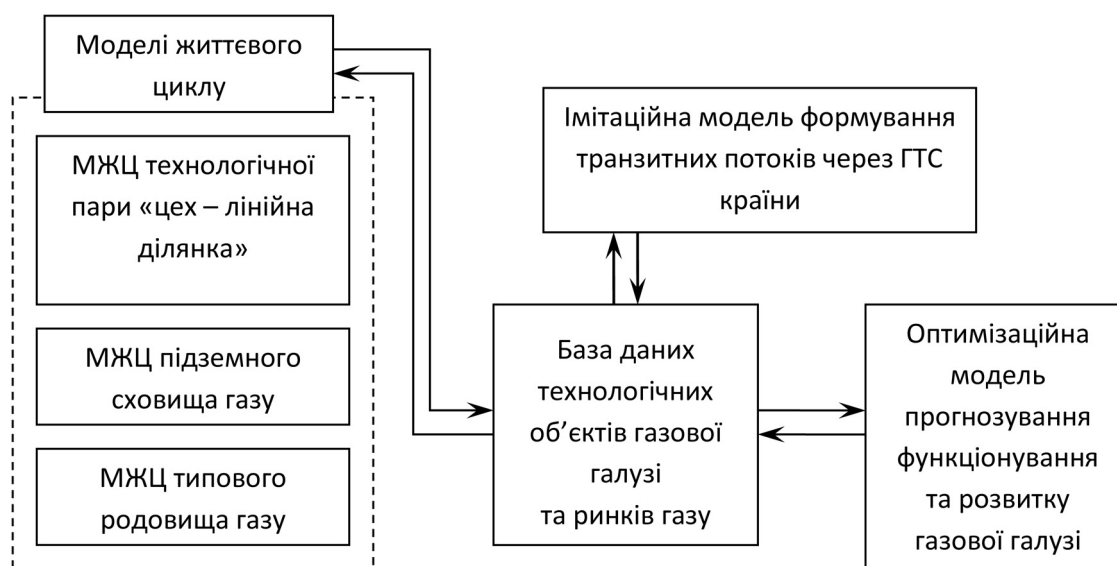


Рис. Структура системи математичних моделей прогнозування розвитку газової галузі в сучасних умовах

го значення середньозважених умовно-постійних та умовно-змінних витрат, собівартості та ціни послуг для цих об'єктів, визначені для всього життєвого циклу [10]. Такий підхід, по-перше, дозволив порівнювати технологічно різні об'єкти видобутку, транспортування та зберігання природного газу. По-друге, використання детерміновано-стохастичного методу дозволило отримати економічні показники роботи технологій газової галузі за суттєвої невизначеності зовнішніх та внутрішніх умов їх функціонування. Результати роботи моделей життєвого циклу використовуються як вихідна інформація для оптимізаційної моделі прогнозування функціонування та розвитку газової галузі.

Необхідність включення до системи імітаційної моделі формування транзитних потоків через ГТС України зумовлена тим, що на сьогодні частка довгострокових контрактів на постачання трубопровідного газу та ЗПГ до європейських країн зменшується, із зміною стану ринків природного газу суттєво оновлюються прогнози щодо його власного видобутку та споживання в різних регіонах. Крім того, в існуючому контракті на транзит російського газу до Європи через ГТС нашої країни чітко не зафіксовано напрями подачі та обсяги транспортування, а дія цього контракту закінчується у 2019 році. Нова імітаційна модель формування транзитних потоків через ГТС України є балансовою моделлю, побудованою на базі табличного процесора MS Excel. В ролі вхідної інформації в ній використовуються прогнози міжнародних енергетичних та наукових організацій (наприклад, MEA, BP plc, Eurogas, International Gas Union, Інституту енергетичних досліджень РАН та ін.) щодо обсягів власного видобутку та споживання газу в країнах Європи, перспектив розвитку газовидобутку та формування нових напрямів постачання газу Російської Федерації, будівництва нових газопроводів та терміналів з приймання ЗПГ у Європі, перспектив розвитку світового ринку ЗПГ, прогнозів цін на природний газ і т. ін. В результаті аналізу означених прогнозів формуються

набори сценаріїв щодо транзитних потоків через ГТС України, які також використовуються як вихідна інформація оптимізаційної моделі.

Оптимізаційна модель прогнозування розвитку газової галузі [9] була удосконалена для врахування сучасних умов її функціонування. Адже на сьогодні для надійного покриття потреб споживачів у природному газі з урахуванням вимог енергетичної безпеки необхідно не тільки забезпечити стабільне зростання його власного видобутку, а й враховувати можливості диверсифікації джерел і шляхів надходження газу в Україну, чому сприяє ситуація, яка склалась на світових ринках природного газу.

Для врахування обмежень інфраструктури оптимізаційна модель газової галузі формалізована на базі загальних принципів моделювання виробничо-транспортних систем. Всі об'єкти галузі розбито на дві множини – множину вузлів  $U$  та множину лінійних ділянок  $M$ , які зв'язують вузли між собою. Множина вузлів  $U$  формується з підмножин, які мають певні специфічні особливості: газовидобувні підприємства –  $U_g$ ; вузли надходження імпортного газу в систему –  $U_{imn}$ ; вузли розташування ПСГ –  $U_p$ ; вузли споживання газу –  $U_c$ ; транспортні вузли, в яких розташовані компресорні цехи –  $U_m$ ; вузли передачі газу за межі ГТС –  $U_{mp}$ . У моделі враховано можливість побудови терміналу з регазифікації ЗПГ, який з урахуванням особливостей роботи моделюється як вузол з множини  $U_{imn}$  з постійним обсягом постачання. Кожна пара вузлів  $i \in U$  та  $j \in U$  визначає лінійну ділянку магістрального газопроводу  $(i, j) \in M$ , направлену з вузла  $i$  до вузла  $j$ .

Для врахування динаміки розвитку системи розрахунковий період  $T$  розбивається на декілька часових етапів  $t$ . Приймається, що технологічні об'єкти розвиваються дискретно, тобто впродовж одного часового етапу їх стан і параметри залишаються постійними і можуть змінюватися при переході від одного часового етапу до іншого. Для врахування сезонної нерівномірності газоспоживання на

кожному етапі  $t$  виділено опалюваний та неопалюваний сезони  $s \in S$ .

У моделі введено множину технологій  $TH$ , яка формується з підмножин, що мають специфічні особливості: технології транспортування  $TT$ , видобування  $TV$  та зберігання газу  $TZ$ . Кожен елемент  $k \in TH$  описує певну технологію з цих підмножин. Для газовидобувних підприємств обсяги капіталовкладень та експлуатаційні витрати залежать від типу родовища газу, кожен з яких розглядається як окрема технологія з множини  $TV$ . У моделі, зокрема, представлено: видобуток традиційного газу на старих родовищах, які вже експлуатуються, та на нових родовищах, які тільки планується вводити в експлуатацію; видобуток сланцевого газу, газу щільних колекторів та газу на мілководному й глибоководному шельфі.

Кожний технологічний об'єкт газової галузі, розташований у вузлі  $i \in U$ , на кожному етапі  $t$  характеризується виробничою потужністю  $x_{ikt}$  і фактичною продуктивністю  $y_{ikst}$ . Виробнича потужність об'єктів є параметром, який задається поетапно на основі технічних характеристик об'єкта, а для нових перспективних технологій – на базі експертних оцінок.

Вузли з множин  $U_{imn}$  характеризуються технічно можливою кількістю газу, що може надійти до української ГТС з певного напрямку, а з множини  $U_{mp}$  – кількістю газу, що транспортується до інших країн згідно з контрактами.

Коли завантаження ГТС було близьким до проектного, у математичній моделі прогнозування функціонування й розвитку газової галузі в ролі критерію оптимізації використовувався мінімум сукупних витрат на послуги галузі [9]. Зменшення обсягів транспортування газу до європейських країн та значне скорочення його споживання в Україні привело до суттєвого зниження завантаження основних магістральних газопроводів. Адже ГТС, спроектована для транзиту до Європи 140 млрд м<sup>3</sup> газу, у 2015 році транспортувала лише 62,5 млрд м<sup>3</sup>, у 2016 році – 82,2 млрд м<sup>3</sup>,

а внутрішнє споживання скоротилось від 118,2 млрд м<sup>3</sup> у 1991 році до 33,2 млрд м<sup>3</sup> у 2016 році. Але умовно-постійні витрати (амортизація основних засобів, заробітна плата, управлінські та загальногосподарські витрати і т. ін.) не залежать від обсягів транспортування. Отже, при зниженні завантаження газопроводу відбувається суттєве погіршення показників економічної ефективності його роботи, що було показано у [10]. Для коректного врахування поточних умов функціонування ГТС у цільовій функції моделі замість сукупної вартості послуг газової галузі було запропоновано використати окремо умовно-постійні витрати, які залежать від встановленої потужності об'єкта, та умовно-змінні витрати, які визначаються його фактичною продуктивністю. Значення цих витрат розраховуються із застосуванням моделей життєвого циклу відповідних об'єктів у детерміновано-стохастичній постановці. Крім того, важливим чинником є ціна природного газу, яка утворюється на внутрішньому ринку з урахуванням ціни та обсягів газу власного видобутку й імпортованого з різних джерел. Таким чином, цільова функція моделі формується як згортка двох критеріїв – мінімізація вартості послуг з видобування, трубопровідного транспортування і зберігання газу та мінімізація вартості природного газу для внутрішніх споживачів, що описується виразом

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i \in U_m} \sum_{k=1}^{TT} \left( CP_{ik}^m x_{ikt}^m z_{ikt}^m + \sum_{s=1}^S CZ_{ik}^m y_{iskt}^m \right) + \right. \\ & + \sum_{i \in U_3} \sum_{k=1}^{TZ} \left( CP_{ik}^3 x_{ikt}^3 z_{ikt}^3 + \sum_{s=1}^S CZ_{ik}^3 y_{iskt}^3 \right) + \\ & + \sum_{i \in U_6} \sum_{k=1}^{TV} \left( CP_{ik}^6 x_{ikt}^6 z_{ikt}^6 + \sum_{s=1}^S CZ_{ik}^6 y_{iskt}^6 \right) + \\ & \left. + \sum_{i \in U_c} \left( C_{gas_t} Q_{it}^{cn} \right) \right) \rightarrow \min, \quad (1) \end{aligned}$$

де  $CP_{ik}^m$ ,  $CP_{ik}^3$ ,  $CP_{ik}^6$ ,  $CZ_{ik}^m$ ,  $CZ_{ik}^3$ ,  $CZ_{ik}^6$  – відповідно, середні за життєвий цикл умовно-постійні та умовно-змінні витрати транспор-

тування, зберігання та видобутку газу;  $Q_{it}^{cn}$  – обсяги використання газу кожним споживачем в етап  $t$ ;  $C_{gas_t}$  – ціна газу, що сформува- лась на ринку в етап  $t$ , яка розраховується без урахування вартості його транспортування за формулою

$$C_{gas_t} = \left( \sum_{i \in U_{im}} \sum_{s=1}^S C_{it}^{imn} (y_{ist}^{imn} - Q_{ist}^{mp}) + \sum_{i \in U_e} \sum_{k=1}^{TV} \sum_{s=1}^S C_{ik}^e y_{ikst}^e \right) / \left( \sum_{i \in U_{im}} \sum_{s=1}^S (y_{ist}^{imn} - Q_{ist}^{mp}) + \sum_{i \in U_e} \sum_{k=1}^{TV} \sum_{s=1}^S y_{ikst}^e \right) \quad (2)$$

де  $y_{ist}^{imn}$  – об’єм імпорту газу через  $i$ -й вузол за сезон  $s$ ;  $Q_{ist}^{mp}$  – обсяги газу, які надходять через  $i$ -й вузол для транзиту до інших країн;  $C_{it}^{imn}$  – ціна газу, що імпортований через вузол  $i$ ;  $C_{ik}^e$  – ціна газу типу  $k$ , видобутого на родовищі у вузлі  $i$ .

У цільову функцію входять бінарні змінні  $z_{ikt}$ , де  $k$  – технологія у множині технологій  $TH_i$ , які є припустимими для реконструкції (розвитку) об’єкта, розташованого у вузлі  $i$ . Ці змінні визначаються у такий спосіб:

$$z_{ikt} = \begin{cases} 1, & \text{якщо вибрано технологію } k \\ 0, & \text{у протилежному випадку} \end{cases}$$

при цьому  $\sum_{k=1}^{TH_i} z_{ikt} = 1, i \in U_e, U_m, U_3$ , що описує

умови вибору лише одного варіанта реконструкції для кожного технологічного об’єкта галузі.

Система обмежень математичних моделей включає обмеження кількох видів. По-перше, це класичні обмеження транспортної задачі – балансові обмеження, що задають умови рівності вхідних та вихідних потоків для системи у цілому та кожного її вузла з урахуванням їх особливостей. Зокрема, у балансах газу для вузлів видобутку, надходження до системи з інших країн, передачі газу за межі країни враховується сезонна нерівномірність видобування, внутрішнього споживання, імпорту та

поставок газу до інших країн. Для вузлів, що відповідають газовим сховищам, балансові обмеження залежать від сезону (закачування або відбір газу). Крім того, для цих вузлів застосовується умова, що весь газ, закачаний до сховища влітку, повинен бути повністю вибраний взимку. Ці обмеження докладно описані у [9] і не зазнали суттєвих змін.

Інша група обмежень накладає умови на величину фактичної продуктивності об’єктів транспортування та зберігання газу, які не можуть перевищувати їх встановлену виробничу потужність. За сучасних умов експлуатації ГТС України при малих обсягах транзиту газу критичним стає обмеження знизу на продуктивність компресорного цеху, адже газоперекачувальні агрегати (ГПА) не можуть працювати, коли через них перекачується кількість газу, що менша за певне мінімально припустиме значення. Для недопущення такої ситуації для компресорних цехів обмеження на величину фактичної продуктивності об’єкта формалізується виразом

$$x_{min}^m_{ik} z_{ikt} \leq y_{ikt}^m \leq x_{max}^m_{ik} z_{ikt}; \quad i \in U_m, U_3, \quad (3)$$

де  $x_{min}^m_{ik}$ ,  $x_{max}^m_{ik}$  – відповідно, мінімальна та максимальна продуктивність компресорного цеху, розташованого у вузлі  $i$  при встановленій технології  $k$ .

У попередній версії оптимізаційної моделі була формалізована вимога, що на газовидобувному підприємстві має видобуватись весь доступний обсяг газу. Але у сучасних умовах, особливо, коли розглядається можливість видобування традиційного газу з великих глибин або нетрадиційних газів, може виникнути ситуація, коли цей газ не знайде споживача через надто високу ціну. Тому в обмеженні умову строгої рівності замінено на умову не перебільшення значення можливого видобутку газу певного типу, що формалізується виразом

$$\sum_{s=1}^S y_{ikst}^e \leq Q_{ikt}^e, \quad i \in U_e, k \in TV, \quad (4)$$

де  $Q_{ikt}^s$  – максимальна річна продуктивність газовидобувного підприємства, розташованого у вузлі  $i$ , на якому видобувається газ типу  $k$ .

Важливою проблемою української ГТС є високий ступінь зношеності основного технологічного обладнання. У 2007 році було прийнято «Програму модернізації та реконструкції газотранспортної системи України на 2007 – 2010 роки» загальною вартістю 4,6 млрд дол. США, у 2009 році розпорядженням Кабінету Міністрів України була затверджена «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009–2015 роки», загальною вартістю 2,571 млрд дол. США, але обидві програми не були виконані. У 2014 році між Україною та Європейським банком реконструкції та розвитку була підписана Кредитна угода (Газопровід «Уренгой–Помари–Ужгород» (Проект «Реконструкція, капітальний ремонт та технічне переоснащення магістрального газопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород»), ратифікована у 2015 році Верховною Радою України. Виконання цієї угоди дозволило залучити кредит у 150 млн євро для термінової заміни лише чотирьох ділянок української частини газопроводу загальною протяжністю 120 км та двох ГПА на компресорній станції Ромни [11]. З іншого боку, на сьогодні в галузі склалася ситуація, коли термін експлуатації ГПА компресорних станцій не є визначальною підставою для їх реконструкції, адже у ПАТ «Укртрансгаз» приділяється багато уваги технічному діагностуванню обладнання магістральних газопроводів протягом життєвого циклу. У березні 2003 року, коли напруження основної кількості ГПА магістральних газопроводів «Союз» і «Уренгой–Помари–Ужгород» досягло свого паспортного ресурсу – 100 тис. мотогодин, була створена комісія ДК «Укртрансгаз» та фірми «Нуово Піньон» (Nuovo Pignone, Італія), яка свого часу постачала ГПА для цих газопроводів. У результаті обстеження стану ГПА комісією було розроблено низку рекомендацій із заміни та модернізації критичних компонентів їх механічного обладнання, які дозволяють продовжити ресурс агре-

гатів ще на 100 тис. мотогодин [12]. Нинішнє неповне завантаження ГТС також сприяє подовженню ресурсу обладнання.

Оскільки запропонована математична модель описує функціонування галузі на тривалу перспективу, горизонт моделювання становить 30 років і більше, то у моделі введено параметр – термін подовження ресурсу ГПА, але передбачається, що після заміни працюючих нині агрегатів, оновлення обладнання буде відбуватись своєчасно, без продовження терміну його експлуатації. Крім того, у моделі розглядаються технології, які будуть доступними для впровадження у певний період часу в майбутньому. З урахуванням сказаного вище, умова заміни обладнання на нове формалізується умовою

$$z_{ikt} = \begin{cases} 0, & \text{якщо } t_{ik}^0 + t_{ik}^{екс} + t_{ик}^{подоовж} \leq t, \\ \text{якщо } t \leq t_k^D \\ 1, & \text{якщо } t_{ик}^0 + t_{ик}^{екс} + t_{ик}^{подоовж} > t, \\ \text{якщо } t > t_k^D \end{cases}, \quad (5)$$

де  $t_{ик}^0$  – рік вводу технології в експлуатацію;  $t_{ик}^{екс}$  – термін експлуатації технології;  $t_{ик}^{подоовж}$  – термін подовження ресурсу технології;  $t_k^D$  – етап, з якого технологія  $k$  доступна до впровадження.

Ще одним важливим моментом є незбалансованість схемної структури ГТС України, що формувалася як частина Єдиної системи газопостачання СРСР. Схема розподілу потоків газу, яка склалася на сьогодні, та тиски газу на вході в систему не відповідають проектним значенням, це призводить до виникнення неprojektних режимів роботи газопроводів, внаслідок чого зменшується ефективність використання встановлених потужностей компресорних станцій. Крім того, ГТС працює у режимі неповного завантаження і, як показують проведені дослідження, у перспективі вона навряд чи вийде на проектні значення транзиту до європейських країн. Тому актуальним є моделювання зміни схеми газопроводів, зокрема, виведення одного з них з експлуатації. Моделювання відключення певної ділянки

газопроводу відбувається таким чином. Вводиться умовна технологічна пара «лінійна ділянка – компресорний цех», яка має умовно-постійні витрати, що дорівнюють вартості зняття її з експлуатації, але має нульові умовно-змінні витрати та нульову пропускну здатність.

Модернізація об'єктів галузі може відбуватися за рахунок власних коштів (інвестиційних надбавок, прибутку, амортизаційних відрахувань), кредитних коштів або акціонерного капіталу. Для ринкових умов одним з основних джерел інвестиційних ресурсів є кредитні кошти, тому ретельне врахування особливостей використання цього виду фінансового ресурсу та визначення його впливу на собівартість і ціну послуг об'єктів газової галузі є необхідним. Відповідно до «Податкового кодексу України» вартість залучених кредитних коштів (відсотків за кредитом) враховується в собівартості виробленої продукції, а основна сума («тіло») кредиту може бути повернуте з прибутку підприємства. Таким чином залучення кредитів збільшує і собівартість, і ціну виробленої продукції. Це враховано у моделях життєвого циклу у детерміновано-стохастичній постановці [10].

У свою чергу, в оптимізаційну модель введено обмеження на доступні інвестиції для кожного етапу, що дозволяє більш коректно моделювати зовнішні умови розвитку галузі та формувати вимоги до необхідного фінансового забезпечення. Екзогенно з експертних міркувань задаються можливі сумарні витрати на реконструкцію і розвиток галузі на етапі  $t$ . Для технологій, термін працездатності яких не вичерпався, заміну заборонено, що враховано в обмеженні (5). Інвестиційні обмеження для кожного етапу горизонту прогнозування формалізуються виразом

$$InvS_t \geq \begin{cases} \sum_{i \in U_g, U_m, U_s} \sum_{k=1}^{TH_i} (z_{ikt} - z_{ikt-1}) Inv_{ik}, & \text{якщо } t > 1; \\ \sum_{i \in U_g, U_m, U_s} \sum_{k=1}^{TH_i} z_{ikt} Inv_{ik}^k, & \text{якщо } t = 1; \end{cases} \quad (6)$$

де  $Inv_{ik}$  – інвестиції, необхідні для вводу в роботу технології  $k$  у вузлі  $i$ ;  $InvS_t$  – загальна сума коштів, які можуть бути інвестовані у реконструкцію галузі на етапі  $t$ .

Таким чином, математична модель прогнозування функціонування і розвитку газової галузі являє собою задачу математичного програмування зі змішаними змінними.

Для рішення описаної задачі було використано оптимізатор GLPK [13], а оптимізаційну модель реалізовано на мові MathProg [14]. Вибір саме MathProg зумовлений тим, що ця мова дозволяє достатньо прозоро описати логіку математичної моделі, безпосередньо використовувати бінарні змінні, що є достатньо проблематичним при використанні інших оптимізаційних пакетів, дає можливість постійно розвивати модель як за рахунок її модифікації, такі зміни вихідних даних.

Для формування бази даних був використаний MS Excel оскільки він, фактично, є стандартом представлення та аналітичної обробки числових даних для багатьох державних і наукових установ. Для пошуку рішень оптимізаційної моделі використовується оптимізатор GLPK, який дозволяє розв'язувати задачі достатньо великої розмірності з бінарними змінними. А задача прогнозування функціонування і розвитку газової галузі відноситься саме до таких задач, хоча її характерною особливістю є слаба заповненість матриці. Зокрема, для одного із сформованих сценаріїв, в якому розглядалось три етапи прогнозування і пропонувався один можливий варіант заміни компресорного обладнання, згідно з даними пакета GLPK, згенерована модель має 8138 рядків, 6868 стовпчиків, ненульових елементів – 23296, 898 бінарних змінних. Час знаходження оптимального рішення становив від десятка секунд до години залежно від складності заданих вихідних умов.

З використанням описаних математичних моделей було сформовано та досліджено серію характерних сценаріїв функціонування і розвитку газової галузі України на період до 2040 року, які будуть описані у подальших публікаціях.



## ВИСНОВКИ

1. Запропоновано новий методичний підхід для дослідження довгострокового розвитку та функціонування системи газопостачання країни, який відрізняється від існуючих використанням взаємоузгоджених математичних моделей трьох типів – моделей життєвого циклу основних технологічних об'єктів видобування, транспортування та зберігання газу у детерміновано-стохастичній постановці, імітаційної моделі формування транзитних потоків через ГТС України та оптимізаційної моделі прогнозування розвитку газової галузі.

2. В оновленій оптимізаційній моделі дослідження довгострокового розвитку та функціонування газової галузі запропоновано використати згортку критеріїв – мінімізації вартості послуг із забезпечення країни природним газом з урахуванням того, що частина витрат залежить від обсягів діяльності технологічних об'єктів галузі, а інша – від їх встановленої потужності, та мінімізації вартості газу для внутрішніх споживачів. Введенням додаткових обмежень, які не використовувались раніше, в оновленій моделі враховано умови неповного завантаження газотранспортної системи, реверсні поставки газу, можливе будівництво регазифікаційного терміналу, зміни у структурі ГТС та видобуток нетрадиційних газів в Україні.

3. Підтверджено доцільність реалізації оптимізаційної моделі мовою моделювання MathProg, яка дозволяє достатньо прозоро описати логіку математичної моделі, безпосередньо використовувати бінарні змінні, що є достатньо проблематичним в інших оптимізаторах. Практично доведено, що застосування оптимізатора GLPK дозволяє розв'язувати задачі великої розмірності з бінарними змінними, до яких відноситься задача прогнозування функціонування і розвитку газової галузі, у прийнятних часових рамках.

1. Сайт International Group of Liquefied Natural Gas Importers. URL: <http://www.giignl.org/lng->

markets-trade-0.

2. Бредшоу М. Глобальный рынок СПГ: Революция в замедленном темпе. Опубликовано 15.09.2017. URL:

[http://www.sakhalin-oil-gas.com/ru/blog/oil-gas-sakhalin-russia/post/id/7851\\_](http://www.sakhalin-oil-gas.com/ru/blog/oil-gas-sakhalin-russia/post/id/7851_) Глобальный-рынок-СПГ-Революция-в-замедленном-темпе-Майкл-Бредшоу-Профессор-глобальных-энергоресурсов-Бизнес-школа-Варвика-Великобритания.

3. IGU Releases 2017 Wholesale Gas Price Survey. July 5, 2017. URL: <https://www.igu.org/news/igu-releases-2017-wholesale-gas-price-survey>.

4. Rios-Mercado R.Z., Borraz-Sanchez C. Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy*. 147 (2015). 536—555. URL: [http://yalma.fime.uanl.mx/~roger/ftp/paicyt-CE331-15/Products/papers\\_JCR/2015%20apen%20reprint.pdf](http://yalma.fime.uanl.mx/~roger/ftp/paicyt-CE331-15/Products/papers_JCR/2015%20apen%20reprint.pdf).

5. Plummer J., Schreider S., McInnes D. Optimisation modelling for gas supply in Eastern Australia. *20th International Congress on Modelling and Simulation*, Adelaide, Australia, 1-6 December 2013. URL: [www.mssanz.org.au/modsim2013](http://www.mssanz.org.au/modsim2013).

6. Gunes, Ersin Fatih. Optimal design of a gas transmission network: A case study of the Turkish natural gas pipeline network system. 2013. *Graduate Theses and Dissertations*. Paper 13294. URL: <http://lib.dr.iastate.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4301&context=etd/>.

7. Zheng Q.P., Rebennack S., Pliadis N.A., Pardalos P.M. Optimization Models in The Natural Gas Industry. URL: <http://www.rebennack.net/files/papers/ZheRebIliPar10.pdf>.

8. Русакова В.В. Разработка научно-методологических основ формирования стратегии развития газовой отрасли: автореф. дис. ...канд. техн. наук. Москва, 2010. 43 с.

9. Костюковський Б.А., Лещенко І.Ч. Прогнозування розвитку газової промисловості в умовах ринкових та екологічних обмежень. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. Вип. 2 (18). С. 24—28.

10. Лещенко І.Ч. Оцінка вартісних показників технологічних об'єктів газової галузі за невизначеності умов їх функціонування. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. Вип. 4 (35). С. 24—32.

11. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 31.05.2017 № 365-р. Техніко-економічне обґрунтування «Реконструкція компресорної станції «Ромни» магістрального газопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород». URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/365-2017-p/print1443425445586744>.
12. Павлык В.В., Концур З.И., Вовк И.М., Дыхнилкин В.В. Модернизация ГТС. Сделано в Украине. *Мир Автоматизации*. 2012. №3. С. 50—54.
13. GLPK Wikibook. URL: <https://en.wikibooks.org/wiki/GLPK>.
14. Modeling Language GNU MathProg. Language Reference for GLPK Version 4.45 (DRAFT, December 2010). URL: <http://cedric.cnam.fr/~porumbed/rcp104/doc.pdf>.

*Надійшла до редколегії 18.09.2017.*