

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 1(60): 4–13
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.004>

УДК 622.324:338.5

М.І. КАПЛІН, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-9328-4257

В.М. МАКАРОВ, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0003-1068-5923

М.О. ПЕРОВ, ORCID: 0000-0002-0654-5648

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ОПТИМІЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

У напрямку створення економіко-математичної моделі прогнозування розвитку нафтогазової галузі запропоновано математичну модель часової залежності обсягу видобутку родовища вуглеводнів протягом обмеженого періоду його розробки. Розроблено модель оптимізації розвитку видобувної галузі з вартісним критерієм для визначення доцільного часу введення в експлуатацію родовищ. Побудовано модель Л.В. Канторовича, що пов'язує в асортиментному векторі обсяги видобутку з обсягами виробництва видобувних запасів вуглеводнів. Проведено тестові розрахунки перспективних періодів розробки нових родовищ природного газу.

К л ю ч о в і с л о в а: нафтогазова промисловість, моделювання, оптимізація, прогнозування, розвиток, етапи розробки.

Розвиток паливних галузей економіки і збільшення частки вітчизняних паливних енергоресурсів у паливному балансі країни з поступовою відмовою від імпортного палива є гарантією енергетичної безпеки, що, в свою чергу призведе до зміцнення державної безпеки країни в цілому.

Вирішення проблеми підвищення ефективності функціонування паливних галузей економіки України та забезпечення подальшого їх розвитку потребує докорінного технологічного оновлення виробництва, переозброєння обладнанням нового технічного рівня і модернізації видобувних та переробних підприємств.

Актуальність цієї проблеми наразі зростає в зв'язку з ситуацією на сході України та анексією Криму, коли на непідконтрольній владі території опинилися практично всі шахти, що видобувають вугілля антрацитової групи, на якому працюють 50% ТЕС України. Також вийшли з під контроль держави газові та нафтові свердловини, розташовані на прибережному шельфі Криму. Анонсоване Росією будівництво газопроводів в обхід України зменшить надходження коштів у бюджет держави від транзиту газу через українську газотранспортну систему.

© М.І. КАПЛІН, В.М. МАКАРОВ, М.О. ПЕРОВ, 2020

Тому, разом з розробкою моделей технологічного переоснащення вугільної галузі, що враховують наявний наразі стан енергетичної безпеки країни [1–3], необхідним елементом цієї роботи є створення математичних моделей прогнозування розвитку нафтогазовидобувної промисловості для визначення перспективних напрямів забезпечення економіки країни нафтою і природним газом власного видобутку.

За останні 15 років суттєво погіршилася ресурсна база нафтогазового комплексу України, зменшилася його конкурентоздатність в сфері впровадження сучасних нафтогазових технологій, істотно скоротилися обсяги сейсмічних досліджень, пошуково-розвідувального буріння і, відповідно, приростів запасів вуглеводнів.

Нафтова промисловість України, як і у більшості нафтовидобувних країнах світу, пройшла період максимального обсягу видобутку, за яким неминуче настає спад. Максимальний рівень видобутку нафти з конденсатом (14,4 млн т – 1972 р.) забезпечувався введенням у розробку ряду крупних родовищ нафти і газу, розташованих у Дніпровсько-Донецькій западині. Їх роль не змінилася і тепер, коли біля 20% родовищ забезпечують 80% видобутку вуглеводнів, а решта 80%

– лише 20% видобутку [4]. Спроби зменшення темпу падіння видобутку відбувались, насамперед, завдяки збільшенню обсягів експлуатаційного буріння, виявлення раніше пропущених інтервалів та прошарків, мали епізодичний характер і, за різних причин, не змогли забезпечити нарощування видобутку нафти з конденсатом.

Структуру та основні показники роботи підприємств нафтогазової промисловості за 2013–2018 рр. представлено в табл. 1 [5–12].

Головною причиною зменшення видобутку нафти в Україні є закономірний перехід більшості основних за видобутком та запасами родовищ у пізню стадію розробки, що характеризується значним їх виснаженням після вилучення 80–85% нафти від затверджених початкових видобувних запасів [13, 14]. З другого боку, час відкриття великих родовищ, за рахунок яких забезпечувався приріст запасів, минув, а геологорозвідувальними роботами відкриваються, в основному, дуже дрібні, дрібні та середні родовища на глибинах 4,5–6 тис. м. Тому прирости розвіданих запасів не компенсують навіть поточний видобуток нафти. Порівняльний аналіз показує, що інтенсивність систем розробки нафтових родовищ України, особливо із значними величинами початкових запасів, відповідає досягнутому світовому рівню, а інколи і перевищує його, але дрібні родовища розробляються значно нижчими темпами, ніж це прийнято у світі [14].

Зниження обсягів видобутку газу в Україні також пов'язано з вичерпанням відкритих старих

родовищ та скороченням щорічного приросту запасів газу, що є наслідком зменшення обсягів розвідувального буріння.

Отже, основними причинами зменшення видобутку вуглеводнів в Україні є перехід більшості основних за видобутком та запасами родовищ у пізню стадію розробки, що характеризується значним їх виснаженням (80–85% від затверджених початкових видобувних запасів), а за результатами геологорозвідувальних робіт відкриваються, в основному, дуже дрібні, дрібні та середні родовища на значних глибинах залягання – 4,5–6 тис. м.

Внаслідок тривалої розробки із родовищ підприємствами НАК «Нафтогаз України» падають видобутки вуглеводневої сировини. Зокрема, у ПАТ «Укрнафта», уже видобуто понад 82% видобувних запасів нафти та 68% запасів природного газу, обводненість продукції нафтових свердловин досягла понад 87%. Структура запасів постійно погіршується. На даний час майже всі родовища знаходяться на пізній стадії розробки, переважаючи частку запасів яких можна віднести до категорій виснажених та важковидобувних.

Розробка родовищ нафти й газу ведеться як з використанням природних режимів роботи покладів, так і з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання води з поверхні (57 об'єктів розробки на 27 родовищах) та застосуванням гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення, за рахунок яких видобувається 26% від загального обсягу видобутку нафти.

Таблиця 1. Видобуток нафти, газового конденсату та природного газу в Україні у 2013–2018 рр.

Показник	2013 р.	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.
Видобуток нафти і газового конденсату, тис. т, в т. ч.	3050,880	2728,860	2461,670	2236,600	2067,448	2150,234
НАК «Нафтогаз України»:	2746,800	2421,080	2181,840	2000,400	1847,900	1894,630
ПАТ «Укргазвидобування»	644,720	533,250	511,660	482,400	469,280	446,750
ПАТ «Укрнафта»	2028,880	1887,83	1670,180	1518,000	1378,620	1447,880
ДАТ «Чорноморнафтогаз»	73,200	–	–	–	–	–
Інші підприємства	304,080	307,780	279,830	236,200	219,548	255,604
Видобуток нафти, тис. т, в т. ч.	2158,100	2024,800	1805,590	1596,700	1435,685	1511,214
НАК «Нафтогаз України»:	2006,380	1884,550	1695,120	1546,400	1403,650	1472,620
ПАТ «Укргазвидобування»	147,200	121,600	118,000	н.д.	80,370	73,640
ПАТ «Укрнафта»	1850,710	1762,950	1577,120	н.д.	1323,280	1398,980
ДАТ «Чорноморнафтогаз»	8,470	–	–	–	–	–
Інші підприємства	151,720	140,250	110,470	50,300	32,035	38,594
Видобуток природного газу, млрд м³, в т. ч.	21,441	20,510	19,896	19,987	20,791	20,900
НАК «Нафтогаз України»:	18,670	17,300	16,032	15,900	16,353	16,500
ПАТ «Укргазвидобування»	15,113	15,217	14,529	14,603	15,243	15,400
ПАТ «Укрнафта»	1,906	1,740	1,503	1,297	1,101	1,100
ДАТ «Чорноморнафтогаз»	1,651	0,343	–	–	0,009	0,010
Інші підприємства:	2,771	3,210	3,864	4,087	4,438	4,400

На всіх родовищах виконуються гідродинамічні дослідження свердловин з метою контролю за їх розробкою, а на родовищах, розробка яких ведеться із застосуванням різних модифікацій заводнення, додатково проводяться дослідження з використанням методів контролю за рухом води в продуктивних покладах за допомогою індикаторних речовин.

У структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка важковидобувних. За 30-річний період їх кількість в Україні збільшилася майже втричі і перевищила 68% від загальних запасів. Структура залишкових запасів нафти погіршується через те, що переважаючий відбір вуглеводнів здійснюється з активної частини запасів.

Виснаженість родовищ України супроводжується зростанням обводненості продукції до 80–85% і більше. Так, з середнім значенням обводненості, більшим за 90%, розробляються 14 родовищ найбільшої в Україні нафтовидобувної компанії ПАТ «Укрнафта». Середнє значення коефіцієнта вилучення досягло 30% при проектному – 36,5%, в той час як світовий рівень для відповідних режимів розробки становить 40–50%. Наприклад, у Білорусі державною нафтогазовидобувною компанією «Беларуснефть» по основних об'єктах розробки досягнуті коефіцієнти вилучення нафти становлять 50–55%.

Розглядаючи сучасну ресурсну базу нафтових родовищ України, що перебувають у розробці, привертає увагу значна частка залишкової нафти, яка суттєво перевищує величину поточних видобувних запасів. Залишкові запаси родовищ, що перебувають на державному балансі, перевищують 740 млн т.

З метою раціонального використання надр та виконання планових завдань з видобутку вуглеводнів на родовищах впроваджуються геолого-технічні заходи:

- буріння нових свердловин;
- переведення видобувних свердловин після виснаження проектних покладів на інші горизонти;
- залучення до розробки покладів, які раніше розглядалися як промислово неперспективні;
- буріння бокових стволів;
- застосування методів інтенсифікації та ін.

Метою статті є розроблення економіко-математичних моделей прогнозування процесів розповсюдження ефективних технологій в нафтовій та газовій галузях енергокомплексу країни.

Моделювання розвитку видобувних галузей. Представлення об'єктів видобутку вуглеводнів.

Вирішення задачі прогнозування розвитку паливних галузей передбачає побудову формального представлення часової залежності продук-

тивності видобувного підприємства протягом його життєвого циклу. Це надає можливість визначення необхідних термінів початку промислової розробки джерела вуглеводнів, досяжних обсягів видобутку в прогнозованому періоді, а також планування інвестицій та операційних витрат на підтримання необхідних рівнів виробничої потужності. З цією метою в економіко-математичній моделі розвитку видобувного сектора паливної промисловості запропоновано використати лінійні на інтервалі функції, що відображають характерні для видобувного підприємства етапи змін обсягів видобутку.

Наприклад, на рис. 1 зображено лінійне наближення часової залежності обсягу видобутку родовища природного газу, яке містить інтервали підвищення видобутку на початковому етапі експлуатації, а також його поступового зниження внаслідок вичерпання запасу родовища. Якщо на осі часу визначити три множини бінарних змінних $\{\xi_{r,t}^1\}$, $\{\xi_{r,t}^2\}$, $\{\xi_{r,t}^3\}$, таким чином, що $\xi_{r,t}^1 = 1$ у час (рік) початку розробки родовища, $\xi_{r,t}^2 = 1$ у рік максимуму видобутку, а $\xi_{r,t}^3 = 1$ у точці завершення періоду його експлуатації, то промені, позначені на рис. 1, можна описати рівняннями:

$$X_{r,t}^{11} = X_r^{min} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 + \delta_r^1 \cdot \left[t \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 \right) - \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 \cdot \tau \right) \right]; \quad (1)$$

$$X_{r,t}^{12} = X_r^{max} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 + \delta_r^1 \cdot \left[t \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 \right) - \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 \cdot \tau \right) \right]; \quad (2)$$

$$X_{r,t}^{21} = X_r^{max} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 - \delta_r^2 \cdot \left[t \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 \right) - \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 \cdot \tau \right) \right]; \quad (3)$$

$$X_{r,t}^{22} = X_r^{min} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 - \delta_r^2 \cdot \left[t \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \right) - \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \cdot \tau \right) \right]; \quad (4)$$

$$X_{r,t}^{23} = X_r^{min} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \cdot \delta_{t\tau}. \quad (5)$$

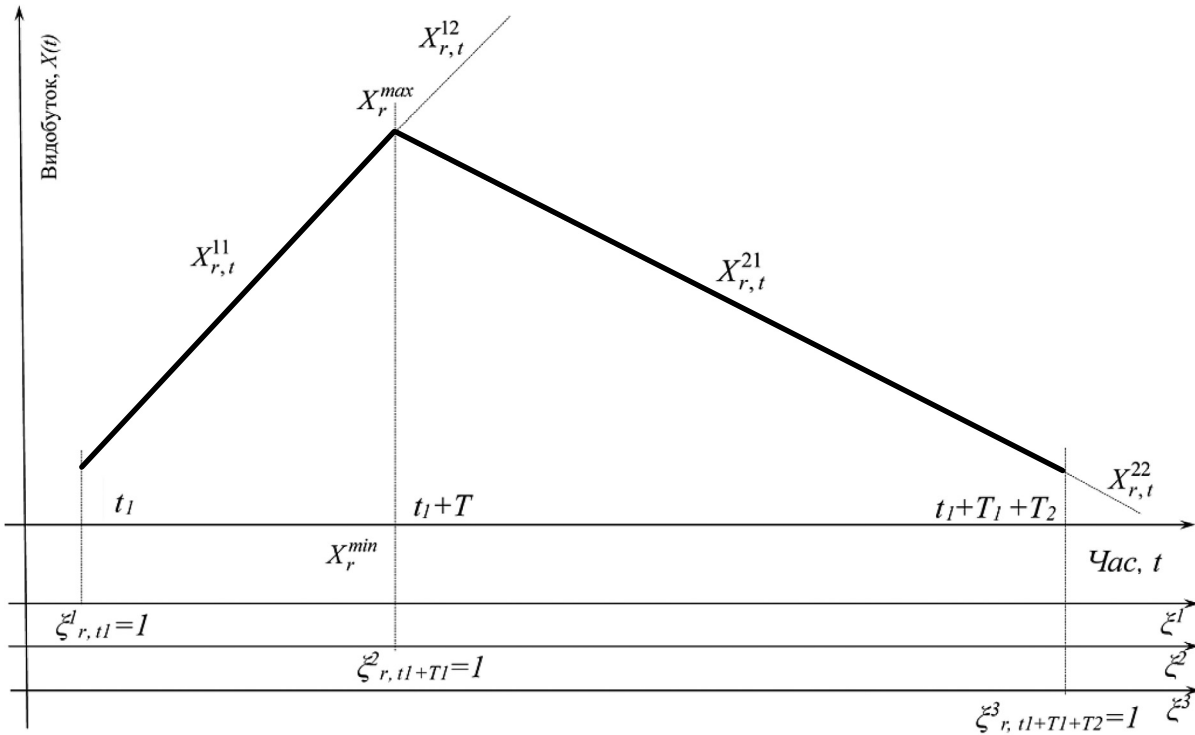


Рис. 1. Модель залежності обсягу видобутку родовища від часу періоду його промислової розробки

Легко бачити, що лінійна комбінація цих променів

$$X_{r,t} = X_{r,t}^{11} - X_{r,t}^{12} + X_{r,t}^{21} - X_{r,t}^{22} + X_{r,t}^{23} \quad (6)$$

є відмінною від нуля тільки на інтервалі $[t_1, t_1 + T_1 + T_2]$ (рис. 1) і утворює дві сторони трикутника, що визначають залежність видобутку від часу в періоди підвищення та зниження продуктивності родовища. Підстановка (1) – (5) в (6) дає

$$\begin{aligned} X_{r,t} = & X_r^{min} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \cdot \delta_{t\tau} + X_r^{min} \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \right) - \\ & - \left(\delta_r^1 + \delta_r^2 \right) \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 \cdot \tau \right] + \\ & + \delta_r^1 \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 \cdot \tau \right] + \\ & + \delta_r^2 \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \cdot \tau \right]. \end{aligned} \quad (7)$$

Залежність (7) є обмеженням у часі періодом промислової розробки родовища лінійною на інтервалі функцію, що містить ділянки підвищення й скорочення обсягу видобутку. Бінарні змінні $\xi_{r,t}^1, \xi_{r,t}^2, \xi_{r,t}^3$ є параметрами цієї залежності й визначають її критичні точки – час початку розробки, час досягнення максимуму

видобутку й завершення експлуатації родовища, відповідно. Інакше кажучи, ці змінні визначають розташування періоду його розробки на осі часу.

У термінах запропонованої таким чином моделі часової залежності продуктивності родовища вуглеводнів задачу прогнозування газовидобувного сектора паливної промисловості доцільно розглянути в контексті розробки певної програми розвитку галузі, що обумовлює необхідні рівні загального обсягу видобутку в країні на час завершення її етапів. Для кінцевої точки i -го етапу програми Θ_i цей обсяг утворюється як сума обсягів видобутку діючих та нових родовищ, що розраховуються за формулою (7). Як видно з рис. 2, внаслідок залежності обсягу видобутку кожного родовища від часу початку розробки, а також показників зміни продуктивності в часі, що задаються бінарними змінними $\xi_{r,t}^1, \xi_{r,t}^2, \xi_{r,t}^3$, загальний обсяг видобутку є функцією сукупності цих змінних для всіх родовищ в країні. Таким чином, застосування параметризованої, як пояснено вище, моделі часової залежності обсягу видобутку родовища, дозволяє розглянути задачу прогнозування розвитку галузі, як проблему оптимального за економічними критеріями розміщення періодів розробки родовищ з наперед заданими показниками зміни продуктивності в межах часового інтервалу прогнозування за

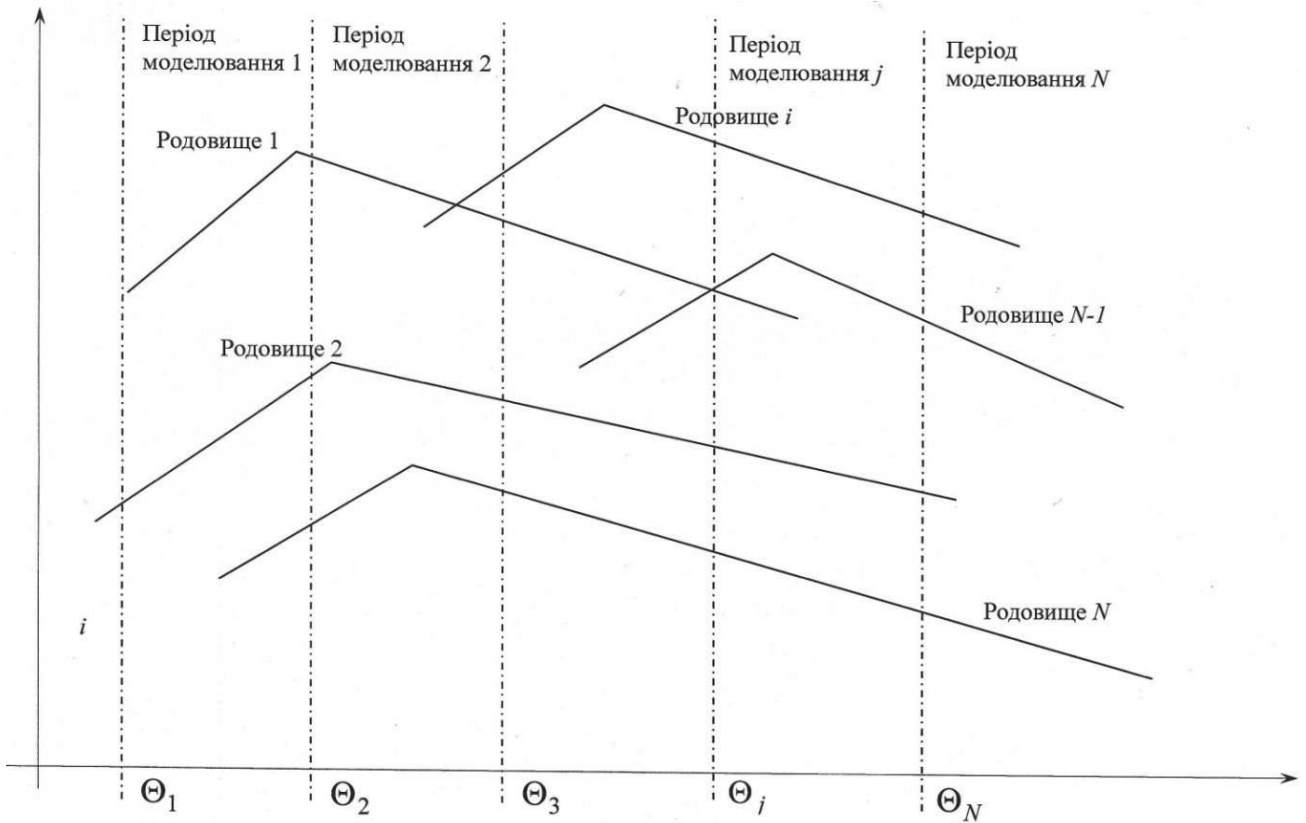


Рис. 2. Схема утворення загального обсягу видобутку на час завершення етапу програми розвитку галузі

умови задоволення загальним обсягом видобутку вимог досліджуваної програми розвитку на всіх етапах її виконання.

Нижче наведено дві моделі розвитку видобувних галузей, що використовують запропонований вище спосіб подання родовища вуглеводнів з наперед заданими показниками часової зміни обсягу видобутку і змінним часом початку періоду розробки. Перша з них використовує вартісний критерій оптимальності для оцінки повних витрат на постачання необхідних обсягів палива в країну із врахуванням можливості його імпортування. Тут постулюється наявність освоєних видобувних запасів, а витрати на їх створення на етапі пошуку та розвідки життєвого циклу родовища враховано у зведених витратах на видобуток природного газу. У другій моделі готовий до промислової розробки видобувний запас розглядається як окремий продукт, що виробляється в галузі, а обсяги його виробництва на етапі пошуку й розвідки узгоджуються з обсягами видобутку родовищ під час їх розробки. З метою такого узгодження модель будується за формою Л.В. Канторовича, що забезпечує необхідне співвідношення обсягів запасів і видобутку в асортиментному векторі її продуктів.

Модель з вартісним критерієм. Необхідно визначити такі множини бінарних параметрів $\{\xi_{r,t}^1\}, \{\xi_{r,t}^2\}, \{\xi_{r,t}^3\}$ лінійної на інтервалі моделі часової залежності продуктивності родовищ (13), а також обсяги імпортування $X_{imn,t}$, що надають мінімум сукупним витратам на постачання природного газу протягом періоду прогнозування розвитку газовидобувної галузі

$$\min_{\xi_{r,t}^1, \xi_{r,t}^2, \xi_{r,t}^3, X_{imn,t}} \left(\sum_{t=0}^{N_T} \left(\sum_{r=1}^{N_R} C_{rt} \cdot X_{r,t}(\xi_{r,t}^1, \xi_{r,t}^2, \xi_{r,t}^3) + C_{imn,t} \cdot X_{imn,t} \right) \right) \quad (8)$$

за умов:

– забезпечення річної потреби економіки на природний газ

$$\sum_{r=1}^{N_R} X_{r,t}(\{\xi_{r,\tau}^1\}, \{\xi_{r,\tau}^2\}, \{\xi_{r,\tau}^3\}) + X_{imn,t} - X_t^{nomp} \geq 0 \quad \Big|_{t=1, N_T} \quad (9)$$

– досягнення запланованих у програмі розвитку галузі рівнів обсягів власного видобутку природного газу на час завершення її етапів

$$\sum_{r=1}^{N_R} X_{r, \Theta_j} \left(\xi_{r, \Theta_j}^1, \xi_{r, \Theta_j}^2, \xi_{r, \Theta_j}^3 \right) - X_{\Sigma, \Theta_j}^{npoz} \geq 0 \Big|_{j=1, N_{\Theta}} ; \quad (10)$$

– обмеженого сукупного обсягу імпортування природного газу згідно з допустимим рівнем критерію енергетичної безпеки «частка власного видобутку в загальному надходженні палива в систему»

$$X_{imn, \Theta_j} - X_{imn}^{\Sigma, безп} \leq 0 \Big|_{t=1, N_{\Theta}} ; \quad (11)$$

– обмежених інвестицій на виконання всього комплексу робіт, що забезпечують початок етапу розробки нових родовищ протягом етапу j програми розвитку галузі

$$\sum_{r=1}^{N_R} I_{r, \Theta_j} \cdot \sum_{t=\Theta_{j-1}}^{\Theta_j} \xi_{r, t}^1 \leq K_j^{\Sigma} \Big|_{j=1, N_{\Theta}} ; \quad (12)$$

– використання лінійної на інтервалі моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\begin{aligned} & X_{r, t} - X_r^{min} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^3 \cdot \delta_{t\tau} - \\ & - X_r^{min} \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^3 \right) + \left(\delta_r^1 + \delta_r^2 \right) \cdot \\ & \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^2 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^2 \cdot \tau \right] - \\ & - \delta_r^1 \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^1 \cdot \tau \right] - \\ & - \delta_r^2 \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^3 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r, \tau}^3 \cdot \tau \right] = 0 ; \quad (13) \end{aligned}$$

– бінарності змінних параметрів моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\xi_{r, t}^1, \xi_{r, t}^2, \xi_{r, t}^3 \in \{0, 1\} \Big|_{t=1, N_T, r=1, N_R} ; \quad (14)$$

– єдиності точки початку розробки родовища в межах періоду прогнозування

$$\sum_{t=0}^{N_T} \xi_{r, t}^1 \leq 1 \Big|_{r=1, N_R} ; \quad (15)$$

– фіксованої наперед заданої тривалості періоду підвищення обсягу видобутку в моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\xi_{r, t}^2 = \xi_{r, t+T_{1,r}}^1 \Big|_{r=1, N_R} ; \quad (16)$$

– фіксованої наперед заданої тривалості періоду скорочення обсягу видобутку в моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\xi_{r, t}^3 = \xi_{r, t+T_{1,r}+T_{2,r}}^1 \Big|_{r=1, N_R} , \quad (17)$$

де $X_{r, t}$ – обсяг видобутку природного газу на родовищі r в рік t , тис. м³; $X_{imn, t}$ – загальний обсяг імпортування природного газу в країну у рік t , тис. м³; X_t^{nomp} – загальний обсяг потреби економіки на природний газ у рік t , тис. м³; C_{rt} – зведені витрати на видобуток природного газу на родовищі r в рік t , грн/тис м³; $C_{imn, t}$ – середньозважена за обсягами імпортування з різних джерел ціна імпортованого в країну природного газу у рік t , грн/тис м³; $\xi_{r, t}^1$ – бінарна змінна, що визначає початок періоду промислової розробки родовища r в рік t , а також періоду підвищення обсягу видобутку природного газу протягом життєвого циклу родовища, $\xi_{r, t}^1 = 1$, якщо розробка родовища починається у рік t і $\xi_{r, t}^1 = 0$ в протилежному випадку; $\xi_{r, t}^2$ – бінарна змінна, що визначає початок періоду скорочення обсягу видобутку родовища r в рік t протягом його життєвого циклу, $\xi_{r, t}^2 = 1$, якщо скорочення обсягу видобутку починається у рік t і $\xi_{r, t}^2 = 0$ в протилежному випадку; $\xi_{r, t}^3$ – бінарна змінна, що визначає закінчення періоду промислової розробки родовища r в рік t протягом його життєвого циклу, $\xi_{r, t}^3 = 1$, якщо видобуток припиняється у рік t і $\xi_{r, t}^3 = 0$ у протилежному випадку; N_t – кількість років розглядуваного періоду моделювання розвитку галузі, безрозм. од.; N_r – загальна кількість родовищ природного газу, діючих та тих, можливість початку промислової розробки яких розглядається в межах періоду моделювання розвитку галузі, безрозм. од.; Θ_j – рік початку етапу j програми розвитку галузі, для якого визначено планований загальний обсяг видобутку природного газу в країні на початок етапу j програми розвитку галузі, терміни якої співпадають з періодом моделювання, млрд м³; N_{Θ} – кількість етапів програми розвитку галузі, безрозм. од.; $X_{imn}^{\Sigma, безп}$ – гранично допустимий за критерієм енергетичної безпеки «частка власного видобутку у загальному надходженні палива в систему» обсяг імпортування природного газу в країну; I_{r, Θ_j} – обсяг інвестицій в родовище r протягом етапу j програми розвитку галузі, грн; K_j^{Σ} – загальний обсяг інвестицій у газовидобувну галузь протягом етапу j програми її розвитку, грн; δ_r^1 – показник швидкості середнього щорічного підвищення обсягу видобутку природного газу родовища r протягом часового інтервалу зростання його видобутку в

межа періоду розробки: $\delta_r^1 = (X_r^{max} - X_r^{min}) / T_{1,r}$, тис. м³ /рік; δ_r^2 – показник швидкості середнього щорічного скорочення обсягу видобутку природного газу родовища r протягом часового інтервалу спадання його видобутку в межах періоду розробки: $\delta_r^2 = (X_r^{max} - X_r^{min}) / T_{2,r}$, тис. м³/рік; X_r^{min} – передбачуваний мінімальний обсяг видобутку природного газу родовища r у рік початку його розробки, тис. м³; X_r^{max} – передбачуваний максимальний річний обсяг видобутку природного газу родовища r протягом його життєвого циклу, тис. м³; $T_{1,r}$ – тривалість періоду зростання видобутку природного газу родовища r протягом його життєвого циклу, роки; $T_{2,r}$ – тривалість періоду спадання видобутку природного газу родовища r протягом його життєвого циклу, роки; $\delta_{t\tau}$ – символ Кронекера (елемент одиничної матриці).

Модель Канторовича. Необхідно визначити такі множини бінарних параметрів $\{\xi_{r,t}^1\}, \{\xi_{r,t}^2\}, \{\xi_{r,t}^3\}$ лінійної на інтервалі моделі часової залежності продуктивності родовищ (23), що забезпечують максимум узгодженого виробництва річного обсягу видобутого природного газу, а також обсягу збільшення його запасів за мінімальних сукупних витрат на це виробництво шляхом сумісного використання розширеного критерію Канторовича (18) й умов узгодження обсягів (19)–(21)

$$\max_{\xi_{r,t}^1, \xi_{r,t}^2, \xi_{r,t}^3, X_{imn,t}} \sum_{r=1}^{N_R} \left[-C_r^Y \cdot Y_r^\Sigma + \sum_{t=0}^{N_T} -C_{rt}^X \cdot X_{r,t} \right] + z \cdot 1; \quad (18)$$

$$\sum_{r=1}^{N_R} X_{r,\theta_j} \left(\xi_{r,\theta_j}^1, \xi_{r,\theta_j}^2, \xi_{r,\theta_j}^3 \right) - z \cdot X_{\Sigma,\theta_j}^{npoг} \geq 0 \Big|_{j=1, N_\Theta}; \quad (19)$$

$$\sum_{r=1}^{N_R} Y_{r,\theta_j} \left(\xi_{r,\theta_j}^1, \xi_{r,\theta_j}^2, \xi_{r,\theta_j}^3 \right) - z \cdot Y_{\Sigma,\theta_j}^{npoг} \geq 0 \Big|_{j=1, N_\Theta} \quad (20)$$

$$Y_{\Sigma,\theta_j}^{npoг} - \delta_K \cdot X_{\Sigma,\theta_j}^{npoг} = 0. \quad (21)$$

Додатковими обмеженнями моделі є умови – забезпечення річної потреби економіки на природний газ

$$\sum_{r=1}^{N_R} X_{r,t} \left(\{\xi_{r,\tau}^1\}, \{\xi_{r,\tau}^2\}, \{\xi_{r,\tau}^3\} \right) + X_{imn,t} - X_t^{nomp} \geq 0 \Big|_{t=1, N_T} \quad (22)$$

– використання лінійної на інтервалі моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\begin{aligned} & X_{r,t} - X_r^{min} \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \cdot \delta_{t\tau} - \\ & - X_r^{min} \cdot \left(\sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \right) + (\delta_r^1 + \delta_r^2) \cdot \\ & \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^2 \cdot \tau \right] - \\ & - \delta_r^1 \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^1 \cdot \tau \right] - \delta_r^2 \cdot \\ & \cdot \left[t \cdot \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{r,\tau}^3 \cdot \tau \right] = 0; \quad (23) \end{aligned}$$

– зв'язку обсягу запасу родовища на початок періоду розробки з його загальним обсягом, визначеним протягом етапу пошуку і розвідки

$$Y_{r,t_0} - Y_r^\Sigma \cdot \sum_{\tau=0}^{t_0} \xi_{r,\tau}^0 = 0; \quad (24)$$

– скорочення обсягу запасу родовища в процесі його розробки на обсяг річного видобутку

$$Y_{r,t} = Y_{r,t_0} - \sum_{\tau=0}^t X_{r,\tau}; \quad (25)$$

– бінарності змінних параметрів моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\xi_{r,t}^0, \xi_{r,t}^1, \xi_{r,t}^2, \xi_{r,t}^3 \in \{0, 1\} \Big|_{t=1, N_T, r=1, N_R}; \quad (26)$$

– єдиності точки початку розробки родовища в межах періоду прогнозування

$$\sum_{t=0}^{N_T} \xi_{r,t}^1 \leq 1 \Big|_{r=1, N_R}; \quad (27)$$

– фіксованої наперед заданої тривалості періоду підвищення обсягу видобутку в моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\xi_{r,t}^2 = \xi_{r,t+T_{1,r}} \Big|_{r=1, N_R}; \quad (28)$$

– фіксованої наперед заданої тривалості періоду скорочення обсягу видобутку в моделі часової залежності продуктивності родовища

$$\xi_{r,t}^3 = \xi_{r,t+T_{1,r}+T_{2,r}} \Big|_{r=1, N_R}; \quad (29)$$

– віднесення періоду пошуку й розвідки до попереднього року відносно початку періоду розробки

$$\xi_{r,t}^0 = \xi_{r,t-1}^1 \Big|_{r=1, N_R}; \quad (30)$$

Таблиця 2. Параметри груп родовищ природного газу і розраховані терміни початку етапу їх розробки

Групи родовищ	Параметри лінійної моделі залежності продуктивності родовища від часу періоду розробки				Умовна питома вартість видобутку, дол США/млрд м ³	Розрахований рік початку розробки (відносно поточного року)
	Річний обсяг видобутку на початок періоду розробки, млрд м ³	Максимальний річний обсяг видобутку, млрд м ³	Період підвищення видобутку, роки	Період спадання видобутку, роки		
Діючі, зростаючий видобуток	6,22	11,57	13	52	2,4	-9
Діючі, спадний видобуток	5,152	15,768	3	62	1,7	-9
Нові, малі	2,218	5,619	10	16	12,6	21
Нові, середні	4,093	11,530	5	14	24,8	10
Нові, великі	2,082	16,225	15	28	120,5	25

– обмеженого сукупного обсягу імпортування природного газу згідно з допустимим рівнем критерію енергетичної безпеки «частка власного видобутку в загальному надходженні палива в систему»

$$X_{imn,t} - X_{imn}^{\Sigma, безп} \leq 0 \Big|_{t=1, N_T}; \quad (31)$$

– обмежених інвестицій на пошук і розвідку протягом етапу j програми розвитку галузі

$$\sum_{r=1}^{N_R} I_{r, \Theta_j} \cdot \sum_{t=\Theta_{j-1}}^{\Theta_j} \xi_{r,t}^0 \leq K_j^{\Sigma} \Big|_{j=1, N_{\Theta}}, \quad (32)$$

де позначення попередньої моделі з вартісним критерієм зберігають свій смисл і, крім того: δ_K – фіксований коефіцієнт співвідношення обсягів річного видобутку й наявного запасу природного газу у векторі Канторовича; $X_{\Sigma, \Theta_j}^{прог}$, $Y_{\Sigma, \Theta_j}^{прог}$ – заплановані програмою розвитку галузі загальні обсяги річного видобутку й готового запасу природного газу на кінець етапів її виконання, відповідно, млрд м³; Y_r^{Σ} – передбачуваний обсяг підвищення промислових запасів природного газу в країні, пов'язаний з потенційною розробкою родовища r на етапі пошуку й розвідки, млн м³; C_r^Y – зведені витрати на «виробництво» запасу родовища r на етапі пошуку й розвідки, грн/тис. м³; $Y_{r,t_0}^{\Sigma} \equiv Y_r^{\Sigma}$ – обсяг запасів родовища r у рік початку його розробки, млн м³; $Y_{r,t}$ – обсяг залишкових запасів родовища r у рік t , млн м³; $Y_{\Sigma, \Theta_j}^{прог}$ – загальний прогнозний обсяг промислових запасів природного газу в країні на початок етапу j програми розвитку галузі, млрд м³; $\xi_{r,t}^0$ – бінарна змінна, що визначає по-

чаток періоду пошуку й розвідки промислових запасів родовища r в рік t , $\xi_{r,t}^0 = 1$, якщо пошукові й розвідувальні роботи розпочинаються в рік t і $\xi_{r,t}^0 = 0$ в протилежному випадку; z – змінна Канторовича, оптимальне значення якої визначає гранично досяжні обсяги продуктів моделі, – річного видобутку і промислових запасів, що виробляються в пропорції елементів вектора Канторовича.

Тестові розрахунки перспективних періодів розробки нових родовищ природного газу.

За допомогою описаних моделей розвитку газовидобувного сектора паливних галузей виконано тестові розрахунки перспективних періодів розробки родовищ природного газу. Розглянуто три групи нових родовищ – з малими, середніми та великими обсягами запасів, а також діючі родовища, які наразі знаходяться на стадіях підвищення та спадання річних обсягів видобутку. Параметри лінійної моделі залежності їх продуктивності від часу, які використовуються для розрахунку коефіцієнтів (13), вміщено до табл. 2. В обмеженнях (10), що задають необхідні прогнозні обсяги загального видобутку, взято показники деякої умовної програми розвитку галузі, наведені в табл. 3.

Виконані за таких умов розрахунки доцільних термінів початку етапів розробки нових родовищ (рис. 3), також вміщені до табл. 2, свідчать про те, що для забезпечення прогнозних загальних обсягів видобутку згідно наведених показників програми розвитку галузі, вже на початкових її етапах необхідно розпочати введення в експлуатацію родовищ як з ма-

Таблиця 3. Прогнозні загальні обсяги видобутку за умовною програмою розвитку галузі

Рік	0 (поточний рік)	10	20	30	40
Видобуток, млрд м ³	20,5	28,0	28,0	28,7	34,1

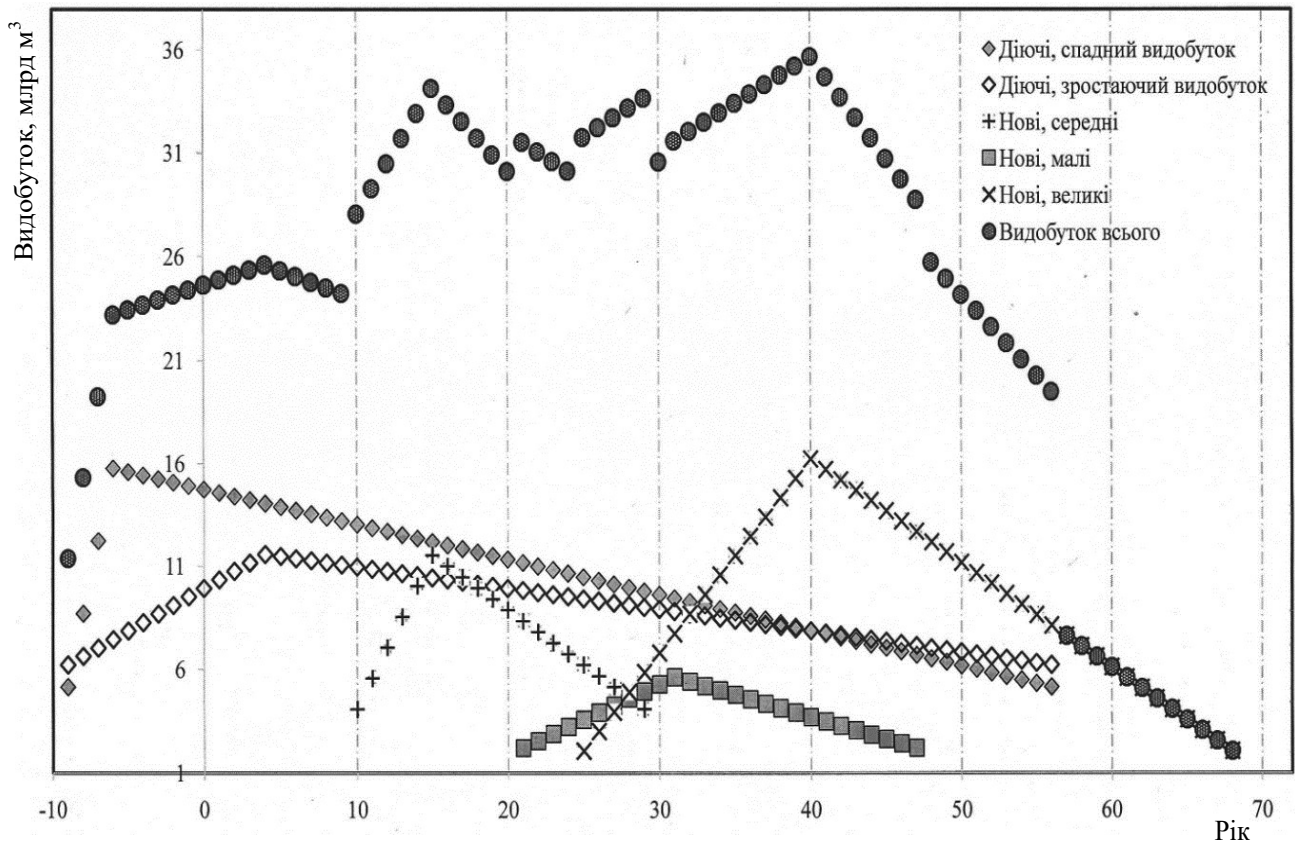


Рис. 3. Періоди розробки нових родовищ природного газу, розраховані із застосуванням лінійних на інтервалі моделей часової залежності продуктивності нових і діючих родовищ

лими, так і середніми обсягами запасів, що за поточної структури промислових запасів вимагає значних інвестицій у виконання пошукових і розвідувальних робіт.

ВИСНОВКИ

1. У напрямку створення методичних та програмних засобів прогнозування розвитку нафто-видобувної та газовидобувної галузей запропоновано математичну модель часової залежності обсягу видобутку родовища вуглеводнів протягом обмеженого періоду його розробки, що використовує бінарні змінні для визначення критичних точок такої залежності, і у такий спосіб дозволяє вирішувати задачі оптимального планування відкриття й розробки родовищ нафти і природного газу.

2. Розроблено модель оптимізації розвитку видобувної галузі з вартісним критерієм для визначення доцільного часу введення в експлуатацію родовищ із наперед заданими показниками часової залежності обсягу видобутку. Наведено результати тестового розрахунку для 3-х типів нових родовищ, розробка яких задовольняє показники обсягів видобутку за етапами періоду прогнозування розвитку галузі.

3. На основі моделі з вартісним критерієм вперше побудовано модель Л.В. Канторовича, що на відміну від наявних пов'язує в асортиментному векторі обсяги видобутку з обсягами «виробництва» видобувних запасів вуглеводнів, збільшення яких є необхідною умовою підвищення видобутку в країні і потребує врахування в оцінках інвестиційних аспектів розвитку видобувних галузей.

1. Стогній О.В., Каплін М.І., Макаров В.М., Білан Т.Р. Математична модель розвитку вугільної промисловості України в умовах міжнародної конкуренції. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. Вип. 1(36). С. 24—32.
2. Макаров В.М. Математична модель оптимізації технологічного розвитку вуглевидобування в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 1(48). С. 16—23. <https://doi.org/10.15407/pge2017.01.016>
3. Makarov V. Optimization of technological development of coal mining in Ukraine. Economic system development trends: the experience of countries of Eastern Europe and prospects of Ukraine: monograph / edited by authors. Riga, Latvia: Baltija Publishing, 2018. P. 345—363. <https://doi.org/10.30525/978-9934-571-28-2>
4. Дорошенко В.М. Тенденції розвитку методів видобутку нафти в Україні. *Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України*. Львів, 1995. С. 84—85.
5. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2014. № 3/841. С. 33.
6. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2014. № 5/845. С. 32.
7. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2015. № 3/892. С. 29—33.
8. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2016. № 3/943. С. 37—40.
9. Дольник В. Видобуток-2016: галузь контрастів. *НефтеРинок*. URL: <http://www.nefterynok.info/uk/statti/vidobutok-2016-galuz-kontrastv> (дата звернення: 19.12.2019).
10. Видобуток нафти в Україні впав на 12% – Мінерго. *Слово і діло*. URL: <https://www.slovoidilo.ua/2017/01/17/novyna/ekonomika/vydobutok-naftyv-ukrayini-vrav-na-12-minenerho> (дата звернення: 19.12.2019).
11. Видобуток газу в Україні за 2017 рік збільшився на 4%. *Mind*. URL: <https://mind.ua/news/20181103-vidobutok-gazu-v-ukrayini-za-2017-rik-zbilshivsya-na-4> (дата звернення: 05.12.2019).
12. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2019. № 5/1097. С. 33—34.
13. Дорошенко В.М., Прокопів В.Й. Проблеми та перспективи видобування нафти на родовищах ВАТ «Укрнафта». *Нафтова і газова промисловість України: на шляху до євроінтеграції: міжнар. конф. 9-10 лист. 2005 р.: тези допов.* К.: Нафтогаз України. С. 47—52.
14. Карп І.М., Єгер Д.О., Зарубин Ю.О. та ін. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. К.: Наук. думка, 2006. 310 с.

Надійшла до редколегії: 24.12.2019