

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 4(63): 4–13  
doi: <https://doi.org/10.15407/page2020.04.004>

УДК 004.942:620.9

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

**Т.Р. БІЛАН**, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0002-0280-6716

**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

## МОДЕЛЬ РОЗВИТКУ ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ ЗА НЕВИЗНАЧЕНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ЩОДО ПЕРСПЕКТИВ РОЗРОБКИ РЕСУРСІВ І ЗАПАСІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

*Запропоновано модель прогнозування розвитку газовидобувної галузі в умовах невизначеної інформації щодо перспектив розробки ресурсів і запасів природного газу. Модель заснована на представленні варіантів розробки діючих родовищ апроксимаційними залежностями обсягу потенційного річного видобутку від здійснюваних заходів та технологій підвищення ефективності газовилучення, а також статистичною інформацією щодо розподілу нових родовищ за обсягами запасів та глибинами залягання з відповідними витратами на освоєння.*

*К л ю ч о в і с л о в а:* нафтогазова промисловість, прогнозування, видобуток, технологія, модель оптимізації розвитку.

Досягнутий наразі в Україні рівень вдосконалення систем розробки родовищ нафти й природного газу, низька результативність пошуку та розвідки потенційних ресурсів цих вуглеводнів неспроможні забезпечити необхідне країні зростання обсягів щорічного видобутку, а дозволяють лише до певної міри стабілізувати цей показник, запобігаючи його зменшенню внаслідок природних причин. Зокрема у 2019 р. видобуток природного газу в Україні становив 20,6 млрд м<sup>3</sup>, що на 280 млн м<sup>3</sup> або на 1,3% менше, ніж в 2018 р. Спад зафіксовано вперше за чотири роки. При цьому видобуток нафти і газового конденсату збільшився на 6% – до 2,4 млн т [1].

Структуру та основні показники роботи підприємств нафтогазової промисловості за 2013–2019 роки представлено в табл. 1 і 2 [2–9].

Як показує ґрунтовний аналіз обсягів і структури видобувних запасів природного газу, наведений в [10], для забезпечення сталого підвищення щорічного видобутку необхідно розробити комплексну програму розвитку галузі, яка має передбачати як відносно маловитратні заходи стабілізації його обсягів, так і, в першу чергу, значну інтенсифікацію геолого-розв

дувальних робіт, підготовки, пошуку і введення в експлуатацію нових родовищ для розробки традиційних і нетрадиційних покладів. Зокрема ПАТ «Укргазвидобування» (УГВ) планує використовувати вже створені, законсервовані об'єкти видобувної інфраструктури – браунфілди, і в операції, пов'язані з цим напрямком, має намір інвестувати близько 3 млрд грн за період 2019–2021 рр. Це дасть можливість видобути додатково 2 млрд м<sup>3</sup> протягом 10 років. Прикладом комплексної стратегії нарощування газовидобутку УГВ може слугувати стратегія «Тризуб» [11], в межах якої передбачається надглибоке буріння, в першу чергу, на Шебелинському родовищі, видобуток газу щільних порід, освоєння шельфу Чорного моря. У 2019 р. була закладена свердловина № 888 Шебелинського родовища проектною глибиною 5750 м, буріння дійшло до глибини 2 км. Оскільки запаси виснажуються повільніше, ніж очікувалося, серед геологів існує теорія, що під родовищем існує інше родовище, з можливо більшими запасами. Другий напрямок – видобуток газу щільних порід. Перші спроби робіт в цьому напрямку в Україні викликали протести у тих регіонах, де передбачався видобуток. Зараз компанія має намір освоїти Святогорське родовище, запаси якого оцінюються в 50–70 млрд м<sup>3</sup>.

© М.І. КАПЛІН, Т.Р. БІЛАН, В.М. МАКАРОВ, М.О. ПЕРОВ, 2020

**Таблиця 1.** Видобуток природного газу в Україні у 2013–2019 рр., млрд м<sup>3</sup>

Показник	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Видобуток природного газу, в т. ч.:</b>	<b>21,441</b>	<b>20,510</b>	<b>19,896</b>	<b>19,987</b>	<b>20,791</b>	<b>20,910</b>	<b>20,670</b>
<b>НАК «Нафтогаз України»:</b>	<b>18,670</b>	<b>17,300</b>	<b>16,032</b>	<b>15,900</b>	<b>16,353</b>	<b>16,510</b>	<b>16,070</b>
- ПАТ «Укргазвидобування»	15,113	15,217	14,529	14,603	15,243	15,400	14,900
- ПАТ «Укрнафга»	1,906	1,740	1,503	1,297	1,101	1,100	1,160
- ДАТ «Чорноморнафтогаз»	1,651	0,343	–	–	0,009	0,010	0,010
<b>Інші підприємства</b>	<b>2,771</b>	<b>3,210</b>	<b>3,864</b>	<b>4,087</b>	<b>4,438</b>	<b>4,400</b>	<b>4,600</b>

– видобуток відсутній

**Таблиця 2.** Видобуток нафти і газового конденсату в Україні у 2013–2019 рр., тис. т

Показник	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019.
<b>Видобуток нафти і газового конденсату (разом) в т. ч.:</b>	<b>3050,880</b>	<b>2728,860</b>	<b>2461,670</b>	<b>2236,600</b>	<b>2067,448</b>	<b>2150,234</b>	<b>2086,901</b>
- НАК «Нафтогаз України»	2746,800	2421,080	2181,840	2000,400	1847,900	1894,630	1951,484
- Інші підприємства	304,080	307,780	279,830	236,200	219,548	255,604	135,425
<b>Видобуток нафти, в т. ч.:</b>	<b>2158,100</b>	<b>2024,800</b>	<b>1805,590</b>	<b>1596,700</b>	<b>1435,685</b>	<b>1511,214</b>	н.д.**
- НАК «Нафтогаз України»	2006,380	1884,550	1695,120	1546,400	1403,650	1472,620	н.д.**
- Інші підприємства	151,720	140,250	110,470	50,300	32,035	38,594	н.д.**

\*\* на момент написання статті відомості відсутні.

Частина родовища знаходиться під територією заповідника, отримати дозвіл на видобуток там вкрай складно, і компанія має намір вести буріння на сусідній приватній ділянці. Всього передбачається пробурити 30–60 свердловин і провести понад 200 гідророзривів. Третій напрям – видобуток на шельфі, розробка родовища «Дельфін», оціночні ресурси якого становлять 286 млн т н.е. У цьому році компанія планує провести конкурс з укладення угоди про розподіл продукції. Про успіх нового конкурсу можна буде говорити тільки в разі, якщо в ньому будуть брати участь іноземні компанії, які мають значний досвід і відповідні технології. Очевидно, що всі перелічені напрями «Тризуба» є досить складними як з точки зору фінансування, так і соціальних й екологічних проблем, які виникатимуть під час його здійснення. Тому всебічне дослідження тривалих у часі програм (стратегій) розвитку нафто- й газовидобувної галузей, що одночасно враховує техніко-економічні показники проектів інтенсифікації видобутку і відкриття нових родовищ, характерні періоди часу для їх реалізації є необхідною умовою стабільного підвищення обсягів власного видобутку природного газу в Україні, за умови забезпечення поточної потреби на ці енергетичні ресурси, і має надати обґрунтовані оцінки варіантів розвитку галузі. З цією метою у даному дослідженні запропоновано математичну модель і спосіб визначення доцільних варіантів

модернізації діючих та відкриття нових родовищ природного газу на етапах деякої програми розвитку галузі, що передбачає мінімум питомих витрат на видобуток після завершення програми й за обмежених інвестицій на окремих етапах її реалізації.

Спосіб моделювання розвитку нафтової та газової галузей, що пропонується у цій роботі, спирається на математичну модель оптимізації варіантів відкриття і розробки нових родовищ, а також інтенсифікації діючих родовищ, створену згідно з принципами побудови і подання інформації відповідної моделі вугільної галузі [12].

Таким чином забезпечується єдиний підхід до вирішення задачі створення алгоритмів та програмних засобів моделювання розвитку паливних галузей, що передбачає різні рівні наявної вихідної інформації щодо впровадження новітніх технологій і узагальнює цю інформацію шляхом визначення можливих варіантів підвищення обсягів видобутку та інтенсифікації роботи видобувних підприємств.

Модель розвитку газової галузі дозволяє розглядати варіанти відкриття нових родовищ з укрупненою статистичною інформацією щодо їх запасів і глибини залягання, а також відповідних даних стосовно витрат на різних стадіях розробки [13]. Крім того, вона передбачає можливість задання уточненої інформації про можливі варіанти запровадження нових

комплексних технологічних рішень для підвищення інтенсивності діючих родовищ на основі визначення їх впливу на обсяги щорічного видобутку.

Модель передбачає два етапи розрахунків досліджуваної програми розвитку галузі. На першому етапі розв'язується задача оптимізації варіантів розробки нових родовищ та інтенсифікації діючих протягом всього запланованого періоду цієї програми за критерієм загальних витрат на 1 м<sup>3</sup> видобутого газу. Отримані на цьому етапі розв'язки, зокрема кількісні показники нових родовищ та варіанти розвитку діючих використовуються для визначення множини можливого вибору на наступній стадії розрахунку програми – визначення варіантів (заходів), що здійснюються на окремих послідовних її етапах.

Необхідно надати мінімум загальним витратам на видобуток 1 м<sup>3</sup> природного газу, які матимуть місце після завершення періоду виконання програми

$$\sum_{t=1}^{N^T} \sum_{k=1}^{N_{обс\ зан}} \sum_{m=1}^{N_{глиб}} C_{kl,t}^{m3} \cdot q_{kl} \cdot x_{kl,t} + \sum_{t=1}^{N^T} \sum_{i=1}^{N_{окр\ род}} C_{i,t}^{m3} \cdot q_i \cdot x_{i,t} \rightarrow \min \quad (1)$$

за умови забезпечення запланованого значення щорічного обсягу видобутку

$$\sum_{k=1}^{N_{обс\ зан}} \sum_{m=1}^{N_{глиб}} q_{kl} \cdot x_{kl} - Q_T \geq 0 \quad (2)$$

шляхом підготовки, пошуку та розвідки родовищ з числа попередньо розвіданих запасів

$$x_{kl} \leq x_{kl}^{max(0)} \quad (3)$$

та розроблених апріорі варіантів модернізації окремих діючих родовищ

$$x_{i,t} \in X_I \quad (4)$$

Розв'язками задачі (1) – (4) першого етапу моделювання є кількість нових родовищ з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$ , а також сукупність варіантів модернізації окремих родовищ

$$x_{kl,0}, \quad k=1, N_{обс\ зан}, \quad l=1, N_{глиб}, \quad x_{i,0} \in X_I \quad (5)$$

Другий етап моделювання полягає у встановленні меж на кількісні показники розробки родовищ за їх типами

$$x_{kl}^{max(1)} = x_{kl,0}, \quad (6)$$

– послідовному вирішенні задач оптимізації вибору варіантів розвитку за критерієм максимуму обсягу щорічного видобутку на етапі  $t$  за обмежених витрат на підготовку, пошук і розвідку етапу  $t-1$ .

Тобто необхідно надати максимального значення критерію (7.1) за умови забезпечення витрат та здійснення робіт щодо підготовки, пошуку та розвідки на попередньому етапі виконання програми (7.2), за обмежених кількостей

розвіданих родовищ (7.3). Отримані на кожному етапі кількості родовищ за їх типами віднімаються від встановлених меж цих показників попереднього етапу (7.4).

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=1}^{N_{обс\ зан}} \sum_{m=1}^{N_{глиб}} q_{kl} \cdot x_{kl,t} + \sum_{i=1}^{N_{окр\ род}} q_i \cdot x_{i,t} \rightarrow \max \\ \sum_{k=1}^{N_{обс\ зан}} \sum_{m=1}^{N_{глиб}} (C_{kl}^{nidz} + C_{kl}^{nou, rozvid}) \cdot x_{kl,t} - Z_{\Sigma, t-1}^{nidz, nou, rozvid} \leq 0 \\ x_{kl,t} \leq x_{kl}^{max(t)} \\ x_{kl}^{max(t)} = x_{kl}^{max(t-1)} - x_{kl,t-1} \end{array} \right. \quad \left. \begin{array}{l} (7.1-7.4) \\ t=1, N^T \end{array} \right.$$

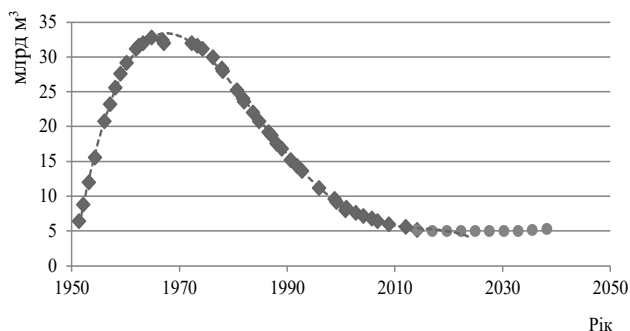
У моделі (1) – (7):  $x_{kl,t}$  – кількість нових родовищ з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$  на етапі розвитку  $t$ ;  $q_{kl}$  – обсяг річного видобутку родовища з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$  при відсотку щорічного відбору 6,5% від обсягу запасу;  $x_{i,t}$  – показник дії родовища  $i$  з відомою деталізованою інформацією щодо варіантів модернізації/інтенсифікації видобутку або варіанту його модернізації на етапі розвитку  $t$ ;  $q_i$  – обсяг річного видобутку родовища  $i$  з відомою деталізованою інформацією щодо варіантів модернізації/інтенсифікації видобутку або варіанту його модернізації на етапі розвитку  $t$ ;  $C_{kl,t}^{m3}$  – витрати на 1 тис. м<sup>3</sup> родовища з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$  на етапі розвитку  $t$ , \$ США;  $N^T$  – кількість етапів програми розвитку галузі, од.;  $N_{обс\ зан}$  – кількість типів родовищ за обсягами запасів, од.;  $N_{глиб}$  – кількість типів родовищ за глибиною залягання, од.;  $N_{окр\ род}$  – кількість окремих родовищ з відомою деталізованою інформацією щодо варіантів модернізації/інтенсифікації видобутку тощо, од.;  $Q_T$  – щорічний необхідний обсяг видобутку в галузі на час завершення програми розвитку, млн м<sup>3</sup>;  $x_{kl}^{max(t)}$  – максимальна досяжна кількість нових родовищ з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$  на етапі розвитку  $t$ ;  $C_{kl}^{nidz}$  – витрати на підготовку родовища з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$  на етапі розвитку  $t$ , \$ США;  $C_{kl}^{nou, rozvid}$  – витрати на пошук та розвідку родовища з обсягом запасів  $k$  і глибиною залягання  $l$  на етапі розвитку  $t$ , \$ США;  $Z_{\Sigma, t-1}^{nidz, nou, rozvid}$  – загальні витрати на підготовку, пошук та розвідку родовищ на попередньому етапі модернізації та витрати на інтенсифікацію видобутку діючих родовищ з відомою деталізованою інформацією щодо можливих варіантів підвищення ефективності видобутку.

З метою врахування у моделі деталізованих проектів модернізації діючих родовищ, заходів з підвищення рівня вилучення вуглеводневої сировини, підвищення точності визначення щорічного обсягу їх видобутку використано апроксимаційні залежності цього показника від часу. Як показа-

ли дослідження фактичної зміни обсягів відбору з часом для багатьох діючих родовищ, такі залежності з величиною достовірності апроксимації, що перевищує 99%, подаються поліноміальними функціями 4-го порядку

$$q(t) = a_4 \cdot t^4 + a_3 \cdot t^3 + a_2 \cdot t^2 + a_1 \cdot t + a_0. \quad (8)$$

Наприклад, для Шебелинського родовища фактичний графік відбору зображено на рис. 1.



**Рис. 1.** Фактичний графік відбору Шебелинського родовища протягом періоду експлуатації, млрд м<sup>3</sup>

Параметри поліноміальної функції 4-го порядку отримуються з задачі мінімізації суми квадратів відхилення від фактичних значень видобутків (9)

$$\min_{a_0, a_1, a_2, a_3, a_4} G(\vec{a}) = \sum_{i=1}^{N_{(t_i, y_i)}} (y_i - a_4 \cdot t_i^4 + a_3 \cdot t_i^3 + a_2 \cdot t_i^2 + a_1 \cdot t_i + a_0)^2. \quad (9)$$

Умова мінімуму (10)

$$\frac{\partial G(\vec{a})}{\partial a_i} = 0, \quad i = 1, 4 \quad (10)$$

дає наступні значення коефіцієнтів (11):

$$a_0 = 243212117,84; a_1 = 486642,33; a_2 = 365,12; a_3 = 0,12; a_4 = 0,000015. \quad (11)$$

За допомогою запропонованого способу і моделей розвитку газової галузі, виконано розрахунки заходів щодо нарощування щорічного видобутку природного газу в Україні до 5 та 12 млрд м<sup>3</sup>. Вихідними даними для цих розрахунків взято результати аналізу обсягів та структури видобувних запасів природного газу в Україні, наведені в [10]. Кількість родовищ, розподілених відповідно до

запасів та глибини залягання, було визначено за даними [14]. Отримані співвідношення їх видобувних запасів наведені у табл. 3.

Крім того, передумовами для проведення розрахунків були наступні припущення: загальна кількість родовищ  $N$ , що можуть бути залучені до видобутку 5 млрд м<sup>3</sup> газу, становить від 50 до 100; до видобутку 12 млрд м<sup>3</sup> газу, становить від 140 до 200.

У зв'язку з тим, що розподіл нових родовищ за глибинами залягання вуглеводнів є достатньо важко передбачуваним показником, розрахунки виконано, і, відповідно, витрати за етапами та в цілому в межах програми розвитку визначено на основі цих показників для родовищ з найбільшими глибинами залягання. Крім того, включення до переліку можливих варіантів різних типів родовищ за обсягами видобувних запасів моделювалось шляхом збільшення їх загальної кількості, проте у пропорції обсягів концепції [14].

Дослідження розподілу нових родовищ за обсягами видобувних запасів у випадку сумарної величини підвищення щорічного видобутку на 5 млрд м<sup>3</sup> виконане як одноетапний розрахунок за даними табл. 2 в [10] і з використанням моделі (1) – (3). Результати наведено у табл. 4 та на рис. 2.

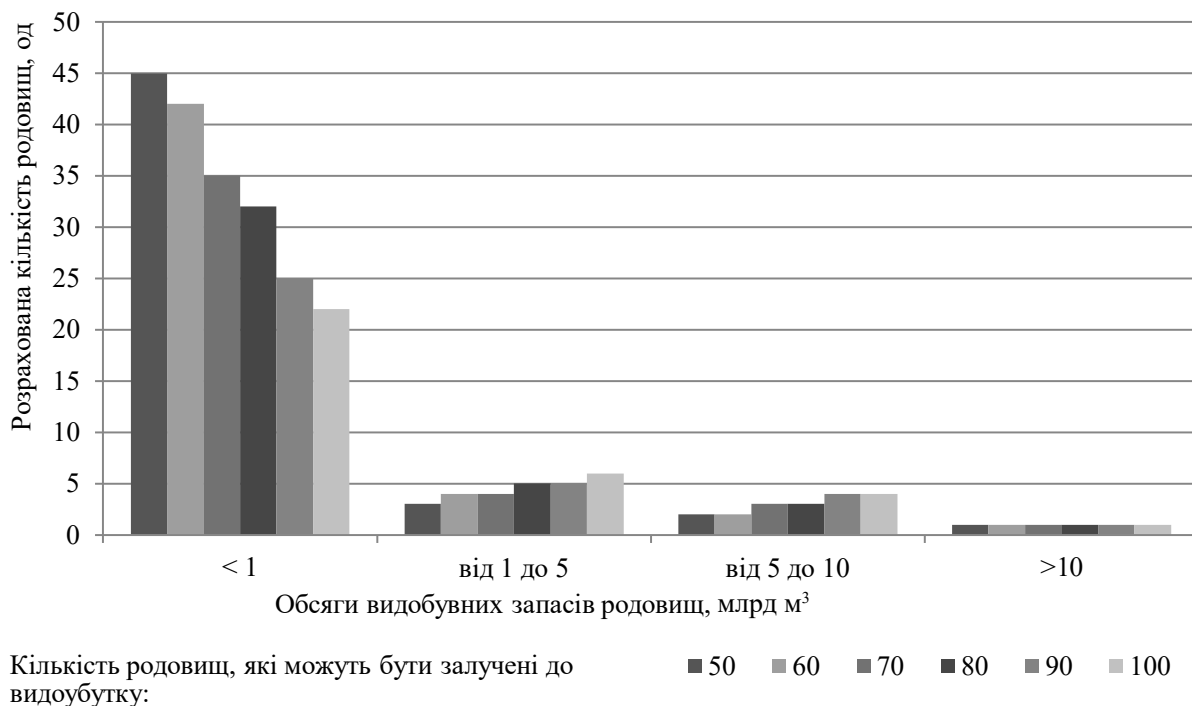
З табл. 4 видно, що при збільшенні кількості родовищ, які можуть бути залучені до видобутку природного газу, питомі витрати на видобуток 1 тис. м<sup>3</sup> зменшуються, при цьому зменшується кількість родовищ внаслідок появи у множині наявних варіантів (розвіданих запасів) родовищ із більшими обсягами запасів.

Другий розрахунок можливої програми розвитку газовидобувної промисловості виконано для випадку підвищення щорічного видобутку на 12 млрд м<sup>3</sup> трьома етапам згідно з алгоритмом і моделями, що подаються (1)–(7). Результати наведено у табл. 5 та на рис. 3.

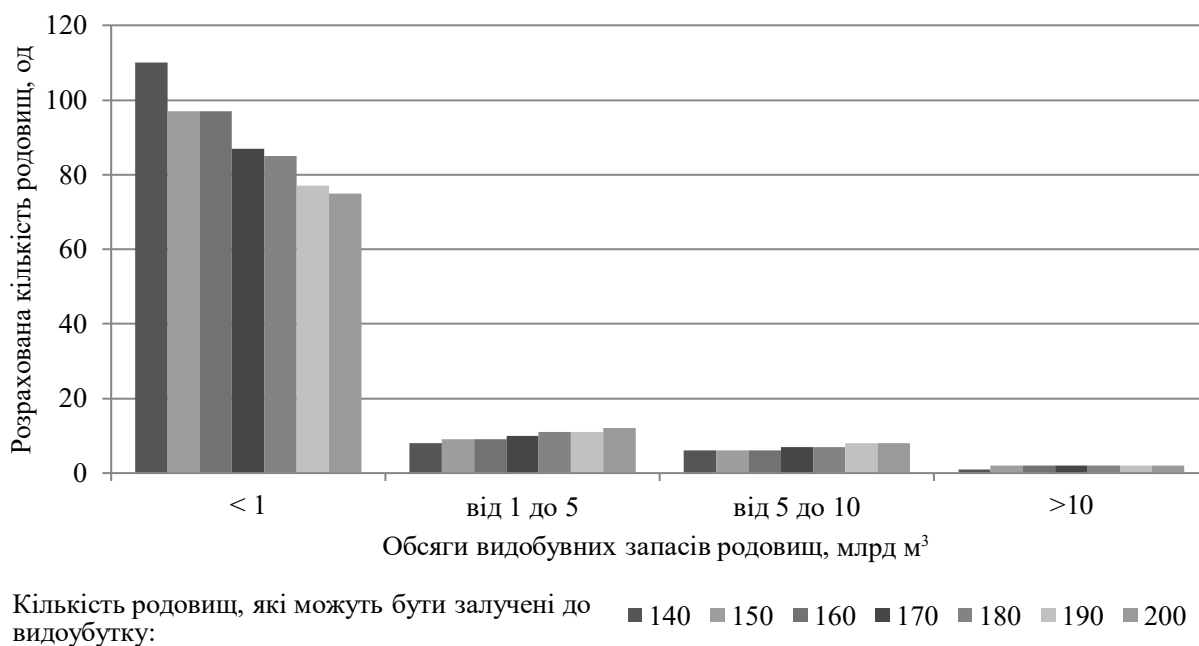
Для варіанту видобутку 12 млрд м<sup>3</sup> газу із 150 родовищ було розраховано два варіанти поетапного розроблення родовищ, а саме варіант із рівномірним розподіленням капіталовкладень впродовж трьох етапів та варіант розподілу капіталовкладень у обсягах 700 млн \$ США на першому етапі, 800 млн \$ США на другому етапі та 1560 млн \$ США на третьому етапі («від меншого до більшого»).

**Таблиця 3.** Частка родовищ за обсягами запасів та глибиною залягання

Запаси, млрд м <sup>3</sup>	< 1				1–5				5–10				>10			
	<3	3–4	4–5	>5	<3	3–4	4–5	>5	<3	3–4	4–5	>5	<3	3–4	4–5	>5
Глибина, км	<3	3–4	4–5	>5	<3	3–4	4–5	>5	<3	3–4	4–5	>5	<3	3–4	4–5	>5
Частка від загальної кількості родовищ, %	89				6				4				1			



**Рис 2.** Розподіл нових родовищ за обсягами видобувних запасів (5 млрд м³)



**Рис 3.** Розподіл нових родовищ за обсягами видобувних запасів (12 млрд м³)

За результатами розрахунків видно, що за умови рівномірного розподілу капіталовкладень (табл. 6) на першому етапі обираються родовища з більшими запасами, а на другому та третьому етапах дефіцитні обсяги газу видобуваються із родовищ з меншими запасами (рис. 4).

У варіанті розподілу капіталовкладень «від меншого до більшого» (табл. 7) так само, як і

у попередньому випадку, на першому етапі необхідні обсяги газу покриваються максимально можливим залученням родовищ із запасами більше 1 млрд м³. При цьому, капіталовкладень, виділених на першому етапі, недостатньо для залучення всіх родовищ із запасами 1–5 млрд м³. Одне родовище зазначеної потужності починає функціонувати на другому етапі. На третьому

**Таблиця 4.** Варіантні розрахунки забезпечення дефіциту 5 млрд м<sup>3</sup> газу з нових родовищ

Загальна кількість родовищ	Запаси, млрд м <sup>3</sup>	< 1	1–5	5–10	>10	Разом
	Глибина, км	>5				
50	Витрати на підготовку, млн \$ США	450	30	40	20	540
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	630	42	76	50	798
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	2925	489	976	650	<b>5040</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	186322,5	17163,9	22057,6	14170	239714
	Кількість родовищ, максимальна, од.	45	3	2	1	51
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>45</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>51</b>
60	Витрати на підготовку, млн \$ США	420	40	40	20	520
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	588	56	76	50	770
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	2730	652	976	650	<b>5008</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	173901	22885,2	22057,6	14170	233013,8
	Кількість родовищ, максимальна, од.	53	4	2	1	60
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>42</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>49</b>
70	Витрати на підготовку, млн \$ США	350	40	60	20	470
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	490	56	114	50	710
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	2275	652	1464	650	<b>5041</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	144917,5	22885,2	33086,4	14170	215059,1
	Кількість родовищ, максимальна, од.	62	4	3	1	70
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>35</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>43</b>
80	Витрати на підготовку, млн \$ США	320	50	60	20	450
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	448	70	114	50	682
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	2080	815	1464	650	<b>5009</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	132496	28606,5	33086,4	14170	208358,9
	Кількість родовищ, максимальна, од.	71	5	3	1	80
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>32</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>41</b>
90	Витрати на підготовку, млн \$ США	250	50	80	20	400
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	350	70	152	50	622
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	1625	815	1952	650	<b>5042</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	103512,5	28606,5	44115,2	14170	190404,2
	Кількість родовищ, максимальна, од.	80	5	4	1	90
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>25</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>35</b>
100	Витрати на підготовку, млн \$ США	220	60	80	20	380
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	308	84	152	50	594
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	1430	978	1952	650	<b>5010</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	91091	34327,8	44115,2	14170	183704
	Кількість родовищ, максимальна, од.	89	6	4	1	100
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>22</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>33</b>

**Таблиця 5.** Варіантні розрахунки забезпечення дефіциту 12 млрд м<sup>3</sup> газу з нових родовищ

Загальна кількість родовищ	Запаси, млрд м <sup>3</sup>	< 1	1–5	5–10	>10	Разом
	Глибина, км	>5				
140	Витрати на підготовку, млн \$ США	1100	80	120	20	1320
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1540	112	228	50	1930
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	7150	1304	2928	650	<b>12032</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	455455	45770,4	66172,8	14170	581568,2
	Кількість родовищ, максимальна, од.	125	8	6	1	140
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>110</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>125</b>
150	Витрати на підготовку, млн \$ США	970	90	120	40	1220
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1358	126	228	100	1812
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	6305	1467	2928	1300	<b>12000</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	401629	51491,7	66172,8	28340	547633
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	9	6	2	151
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>97</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>114</b>
160	Витрати на підготовку, млн \$ США	970	90	120	40	1220
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1358	126	228	100	1812
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	6305	1467	2928	1300	<b>12000</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	401629	51491,7	66172,8	28340	547633
	Кількість родовищ, максимальна, од.	142	10	6	2	160
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>97</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>114</b>
170	Витрати на підготовку, млн \$ США	870	100	140	40	1150
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1218	140	266	100	1724
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	5655	1630	3416	1300	<b>12001</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	360224	57213	77201,6	28340	522978,1
	Кількість родовищ, максимальна, од.	151	10	7	2	170
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>87</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>106</b>
180	Витрати на підготовку, млн \$ США	850	110	140	40	1140
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1190	154	266	100	1710
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	5525	1793	3416	1300	<b>12034</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	351943	62934,3	77201,6	28340	520418,4
	Кількість родовищ, максимальна, од.	160	11	7	2	180
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>85</b>	<b>11</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>105</b>
190	Витрати на підготовку, млн \$ США	770	110	160	40	1080
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1078	154	304	100	1636
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	5005	1793	3904	1300	<b>12002</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	318819	62934,3	88230,4	28340	498323,2
	Кількість родовищ, максимальна, од.	169	11	8	2	190
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>77</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>98</b>
200	Витрати на підготовку, млн \$ США	750	120	160	40	1070
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1050	168	304	100	1622
	<b>Середньорічний видобуток, млн м<sup>3</sup></b>	4875	1956	3904	1300	<b>12035</b>
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	310538	68655,6	88230,4	28340	495763,5
	Кількість родовищ, максимальна, од.	178	12	8	2	200
	<b>Кількість діючих родовищ, од.</b>	<b>75</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>97</b>

**Таблиця 6.** Розрахункові варіанти етапів введення в експлуатацію родовищ за рівномірного розподілу капіталовкладень

Етап	Запаси, млрд м <sup>3</sup>	< 1	1–5	5–10	>10	Разом	Капітало- вкладення
	Глибина, км	>5					
Перший	Витрати на підготовку, млн \$ США	120	90	120	40	370	<b>1011</b>
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	168	126	228	100	622	
	<b>Середньорічний видобуток</b> , млн м <sup>3</sup>	780	1467	2928	1300	<b>6475</b>	
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	49686	51491,7	66172,8	28340	195690,5	
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	9	6	2	151	
	<b>Кількість діючих родовищ</b> , од.	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>29</b>	
Другий	Витрати на підготовку, млн \$ США	420	0	0	0	420	<b>1030</b>
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	588	0	0	0	588	
	<b>Середньорічний видобуток</b> , млн м <sup>3</sup>	2730	0	0	0	<b>2730</b>	
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	173901	0	0	0	173901	
	Кількість родовищ, максимальна, од.	122	0	0	0	122	
	<b>Кількість діючих родовищ</b> , од.	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>42</b>	
Третій	Витрати на підготовку, млн \$ США	430	0	0	0	430	<b>1033</b>
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	602	0	0	0	602	
	<b>Середньорічний видобуток</b> , млн м <sup>3</sup>	2795	0	0	0	<b>2795</b>	
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	178041,5	0	0	0	178041,5	
	Кількість родовищ, максимальна, од.	80	0	0	0	80	
	<b>Кількість діючих родовищ</b> , од.	<b>43</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>43</b>	
	<b>Кількість родовищ разом за етапами</b>	<b>97</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>		
	<b>Середньорічний видобуток після третього етапу</b>					<b>12000</b>	

**Таблиця 7.** Розрахункові варіанти етапів введення в експлуатацію родовищ за розподілу капіталовкладень «від меншого до більшого»

Етап	Запаси, млрд м <sup>3</sup>	< 1	1–5	5–10	>10	Разом	Капітало- вкладення
	Глибина, км	>5					
Перший	Витрати на підготовку, млн \$ США	0	80	120	40	240	<b>700</b>
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	0	112	228	100	440	
	<b>Середньорічний видобуток</b> , млн м <sup>3</sup>	0	1304	2928	1300	<b>5532</b>	
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	0	45770,4	66172,8	28340	140283,2	
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	9	6	2	151	
	<b>Кількість діючих родовищ</b> , од.	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>16</b>	
Другий	Витрати на підготовку, млн \$ США	320	10	0	0	330	<b>800</b>
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	448	14	0	0	462	
	<b>Середньорічний видобуток</b> , млн м <sup>3</sup>	2080	163	0	0	<b>2243</b>	
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	132496	5721,3	0	0	138217,3	
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	1	0	0	135	
	<b>Кількість діючих родовищ</b> , од.	<b>32</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>33</b>	
Третій	Витрати на підготовку, млн \$ США	650	0	0	0	650	<b>1560</b>
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	910	0	0	0	910	
	<b>Середньорічний видобуток</b> , млн м <sup>3</sup>	4225	0	0	0	<b>4225</b>	
	Витрати на 1 тис. м <sup>3</sup> , \$ США	269132,5	0	0	0	269132,5	
	Кількість родовищ, максимальна, од.	102	0	0	0	102	
	<b>Кількість діючих родовищ</b> , од.	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>65</b>	
	<b>Кількість родовищ разом за етапами</b>	<b>97</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>2</b>		
	<b>Середньорічний видобуток після третього етапу</b>					<b>12000</b>	



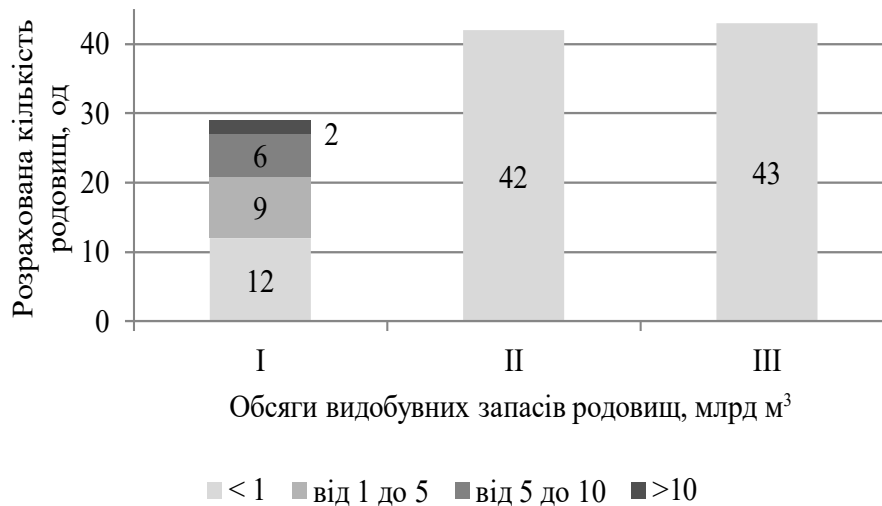


Рис. 4. Розподіл родовищ за обсягами запасів за умови рівномірного розподілу капіталовкладень

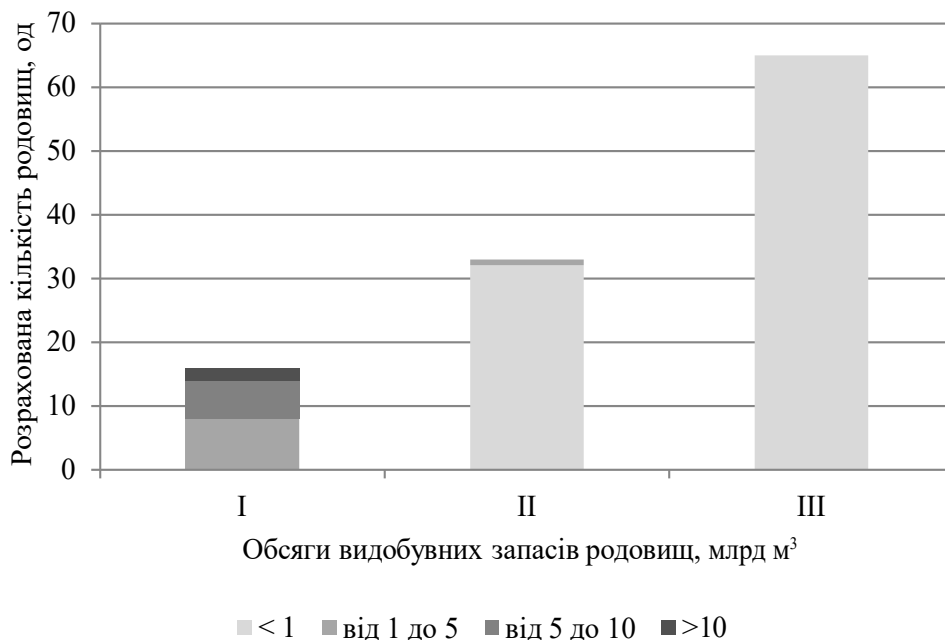


Рис. 5. Розподіл родовищ за обсягами запасів за умови розподілу капіталовкладень «від меншого до більшого»

етапі обсяги газу, необхідні для повного забезпечення потреби, видобуваються із родовищ з меншими запасами (рис. 5).

Описаний вище порядок введення у розробку родовищ за обсягами видобувних запасів є оптимальним як з точки зору критерію оптимальності функціонування галузі протягом тривалого періоду часу – питомих витрат на 1 млрд м<sup>3</sup>, так і виходячи з міркувань досягнення вищих обсягів вилучення у найстисліші терміни. Проте, у випадку значно обмежених капіталовкладень модель також дає правильні результати, а саме першочергове введення у дію

малих за обсягами запасів родовищ, особливо згідно зі статистикою структури видобувних запасів України.

### ВИСНОВКИ

1. Розроблено модель розрахунку програми розвитку газовидобувної галузі країни для вирішення задачі вибору варіантів введення в експлуатацію нових родовищ природного газу та інтенсифікації діючих родовищ. Модель заснована на представленні варіантів розвитку досяжними обсягами підвищення річного видобутку в задачі цілочисельного лінійного програмування.

2. Модельні розрахунки передбачають двоетапний спосіб визначення варіантів розвитку галузі. На першому етапі здійснюється оптимізація множини варіантів за критерієм питомих витрат на 1 тис м<sup>3</sup> видобутого газу протягом всього періоду програми розвитку. Другий етап забезпечує оптимальний розподіл варіантів за періодами програми з використанням критерію обсягу видобутку за обмежених витрат попереднього періоду на підготовку, пошук та розвідку родовищ.

3. Нові та діючі родовища природного газу можуть бути представлені у моделі а) статистичною інформацією щодо їх розподілу за обсягами запасів та глибинами залягання з відповідними витратами на освоєння; б) залежностями обсягу потенційного річного видобутку від здійснюваних заходів та технологій підвищення ефективності газовилучення.

4. Виконано розрахунки доцільних варіантів розвитку газовидобувної галузі країни за статистичною інформацією щодо обсягових, гірничо-геологічних та вартісних показників освоєння ресурсів і запасів природного газу. У розрахунках досліджено варіанти рівномірного розподілу капіталовкладень, а також їх зростання від першого етапу до наступних. Для обох випадків встановлено першочерговість вибору родовищ з більшими запасами (за тих самих глибин залягання). Такий порядок введення у дію родовищ є доцільним, як з точки зору істинного критерію оптимальності функціонування галузі протягом тривалого періоду часу – питомих витрат на 1 тис м<sup>3</sup>, так і виходячи з міркувань досягнення вищих обсягів вилучення у найкоротші терміни. У випадку малих капіталовкладень у розвиток галузі, модель здійснює вибір невеликих за обсягами запасів родовищ згідно структури видобувних запасів України.

1. Нефтегазовая отрасль Украины в 2019 г. *Энергобизнес*. 2020. № 5/1147. С. 4—6.

2. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2014. № 3/841. С. 33.

3. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2014. № 5/845. С. 32.

4. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2015. № 3/892. С. 29—33.

5. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2016. № 3/943. С. 37—40.

6. Дольник В. Видобуток-2016: галузь контрастів. *НефтеРинок*. URL: <http://www.nefterynok.info/uk/statti/vidobutok-2016-galuz-kontrastv> (дата звернення: 06.08.2020).

7. Видобуток нафти в Україні впав на 12% – Міненерго. *Слово і діло*. URL: <https://www.slovoidilo.ua/2017/01/17/novyna/ekonomika/vydobutok-naftv-ukrayini-vpav-na-12-minenerho> (дата звернення: 05.09.2020).

8. Видобуток газу в Україні за 2017 рік збільшився на 4%. *Mind*. URL: <https://mind.ua/news/20181103-vidobutok-gazu-v-ukrayini-za-2017-rik-zbilshivsia-na-4> (дата звернення: 03.10.2020).

9. Цены и статистика. Нефть и газ. *Энергобизнес*. 2019. № 5/1097. С. 33—34.

10. Єгер Д.О., Лещенко І.Ч., Гришаненко В.П. Проблеми та перспективи стабілізації та нарощування видобутку природного газу в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 1(56). С. 4—11. <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.004>

11. Михайлов В. «Тризуб» на смену 20/20. *Энергобизнес*. 2020. № 8/1150. С. 8—11.

12. 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.

13. Концепція розвитку вугільної промисловості: розпорядження Кабінету Міністрів України від 7 липня 2005 р. № 236-р.

14. Концепція розвитку газовидобувної галузі України: розпорядження Кабінету Міністрів України від 28 грудня 2016 р. № 1079-р.

Надійшла до редколегії: 09.10.2020