

**MODELING THE DEVELOPMENT
OF THE GAS INDUSTRY IN UKRAINE**

**МОДЕЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ
ГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ**

Vitaliy Makarov¹
Mykola Kaplin²

DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-049-0-33>

Abstract. The subject of the research is the directions of development of the gas industry of Ukraine. The purpose of the study is to develop a mathematical model for calculating the program of development of the country's gas industry to solve the problem of choosing options for commissioning of new natural gas fields and intensification of existing fields. The methods of system analysis, linear programming, comparative analysis and expert evaluations are used in the work.

A model for calculating a program for the development of the gas industry is proposed to solve the problem of choosing options for commissioning new natural gas fields and intensifying existing fields. The model is based on representing development options with achievable volumes of annual production increase in integer linear programming problems. New and operating natural gas fields can be presented in the model with statistical information on their distribution by reserves and depths with the corresponding development costs, as well as the dependences of the predicted annual production volume on the measures taken and technologies to improve the efficiency of gas extraction.

Model calculations provide a two-stage method for determining the options for the development of the industry. At the first stage, a variety of options are optimized according to the criterion of unit costs per 1,000 m³ of gas produced during the entire program period. The second stage ensures

¹ Candidate of Technical Sciences,
Head of the Department for Optimizing the Development of Fuel Bases,
Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Ukraine

² Candidate of Technical Sciences, Leading Researcher,
Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Ukraine

the optimal distribution of the selected options between the periods of the program using the criterion of the production volume and with the limited costs of the previous period for the preparation, prospecting and exploration of deposits.

The results of calculating feasible options for the development of the gas production industry based on statistical information on volume, mining and geological and cost indicators of the development of resources and natural gas reserves are presented. The calculations investigated the options for the uniform distribution of investment, as well as their growth from the first stage to the next. For both cases, the priority is set for the selection of fields with large reserves at the same depths. Such a procedure for putting fields into operation is expedient, both from the point of view of the criterion for the optimal functioning of the industry over a long period of time – the unit costs of production, and on the basis of considerations of achieving the highest volumes of extraction in the shortest possible time. In the case of small capital investments in the development of the industry, the model selects small-volume reserves of deposits according to the structure of Ukrainian reserves.

1. Вступ

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.

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.

Дослідження українських вчених Єгера Д.О., Гришаненко В.П., Лещенко І.Ч., Зарубіна Ю.О., Дорошенко В.М., Бакуліна Є.М., Шелудченко В.І., Горбунова В.І. та інших свідчать, що 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 м³, що на 280 млн м³ або на 1,3% менше, ніж в 2018 р. [1].

Для забезпечення споживачів України власним природним газом упродовж найближчих 5 років необхідно наростити обсяги його видобування щонайменше на 10–12 млрд м³.

Метою дослідження є розробка математичної моделі для розрахунку програми розвитку газової галузі країни.

З цією метою в 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.

В роботі застосовані наступні методи дослідження: цілочисельне лінійне програмування – для розробки моделі оптимізації розвитку газової галузі; багатокритеріальна оптимізація, експертні оцінки та порівняльний аналіз – для формування множини перспективних варіантів розвитку.

2. Програми розвитку галузі

Структуру та основні показники роботи підприємств газової промисловості за 2013–2019 роки представлено в табл. 1.

Таблиця 1

Видобуток природного газу в Україні у 2013–2019 рр., млрд м³

Показник	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Видобуток природного газу, у т. ч.	21,441	20,510	19,896	19,987	20,791	20,910	20,670
НАК «Нафтогаз України»	18,670	17,300	16,032	15,900	16,353	16,510	16,070
ПАТ «Укргазвидобування»	15,113	15,217	14,529	14,603	15,243	15,400	14,900
ПАТ «Укрнафта»	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
Інші підприємства	2,771	3,210	3,864	4,087	4,438	4,400	4,600

Джерело: складено авторами на основі [2–8]

Як показує ґрунтовний аналіз обсягів і структури видобувних запасів природного газу, наведений в [9] 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-розвідувальних 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 м³ протягом 10 років. Прикладом комплексної стратегії нарощування газовидобутку УГВ може слугувати стратегія «Тризуб» [10], в межах якої передбачається надглибоке буріння, в першу чергу на Шебелинському родовищі, видобуток газу щільних порід, освоєння шельфу Чорного моря. У 2019 році 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, 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 м³. 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 газовидобувної галузі, 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.

3. Стадії розробки газових родовищ

При розробці газових родовищ прийнято виділяти такі періоди видобутку газу: зростаючого, постійного і спадаючого.

Період зростаючого видобутку газу характеризується розбурюванням і облаштуванням родовища.

Період постійного видобутку триває до настання економічної нецільності добурювання свердловин і нарощування потужностей дотискових компресорних станцій. Протягом нього видобуваються основні запаси газу родовища (60% запасів і більше).

Період зменшення видобутку характеризується постійним числом експлуатаційних свердловин і його скороченням внаслідок обводнення при водонапірному режимі покладу. У деяких випадках кількість експлуатаційних свердловин в період зменшення видобутку може зростати за рахунок їх добурювання для виконання запланованих обсягів видобутку газу або для розробки виявлених «ціликів» обійденого пластової водою газу.

Періоди зростаючого, постійного і спадаючого видобутку газу характерні для великих родовищ, запаси яких обчислюються сотнями мільярдів кубічних метрів. В процесі розробки середніх за запасами родовищ газу період постійного видобутку газу часто відсутній. При розробці незначних за запасами газових і газоконденсатних родовищ можуть бути відсутні як період зростаючого, так і період постійного видобутку газу.

З точки зору технології видобутку газу виділяються період безкомпресорної і період компресорної експлуатації покладу. Перехід від безкомпресорної до компресорної експлуатації визначається техніко-економічними показниками і заданим темпом відбору газу.

З точки зору підготовленості родовищ до розробки і ступеня його виснаження розрізняють періоди: дослідно-промислової експлуатації, промислової експлуатації і період дорозробки.

При дослідно-промисловій експлуатації родовища поряд з поставанням газу споживачу проводиться його дорозвідка з метою отримання уточнених даних, необхідних для складання проекту розробки. Тривалість дослідно-промислової експлуатації родовищ природних газів не перевищує, як правило, трьох-чотирьох років.

Відомо, що весь життєвий цикл родовища ділиться на кілька стадій. За-лежно від того на якому етапі свого життєвого циклу знаходяться родовища їх підрозділяють на нові (green fields) і зрілі (brown fields). До нових родовищ відносять перспективні ділянки на етапі пошуку і розвідки, а також родовища в I або II стадіях розробки. Такі родовища потребують значних капітальних вкладень при відсутності або недостатньому потоці готівки від видобутку. Зрілі родовища – родовища в III або IV стадіях розробки не вимагають таких значних капітальних вкладень, як нові. Вся інфраструктура до цього часу вже побудована, система розробки реалізована. Вони, як правило, генерують стабільний грошовий потік навіть з урахуванням витрат на підтримку видобутку. Крім того, зрілі родовища, наприклад України, відрізняються ще і великими запасами невидобутої сировини (до 70%), тому їх реанімація найбільш своєчасне і актуальне завдання.

Газовіддача істотно залежить від системи розробки, розстановки свердловин і режиму вилучення. Значна частка газу може бути здобута лише в період зменшення видобутку, коли зазвичай видобувається сумарна кількість газу значно більше, ніж планувалося в проектах розробки.

В даний час більшість газових і газоконденсатних родовищ розробляються в режимі виснаження, з низькими коефіцієнтами віддачі через ретроградні втрати конденсату в пластах, витрати на підготовку газу до транспортування, обмеженість періоду постійного видобутку газу. За інших рівних умов коефіцієнт конденсатовіддачі зростає при збільшенні відмінності між початковим пластовим тиском і тиском початку конденсації, а також при підвищених температурах в пластах. Однак і в найбільш сприятливих умовах він не перевищує 60%. Експлуатація родовищ в режимі виснаження має і інші недоліки. Зокрема:

– коефіцієнт газовіддачі при експлуатації родовищ в режимі виснаження істотно залежить від геологічних особливостей родовищ та насамперед від активності контурних вод, а також від економіко-географічних факторів, наприклад, віддаленості від споживача;

– в умовах прояву водонапірного режиму коефіцієнт газовіддачі зазвичай знижується (мінімальні значення можуть скласти близько 0,45);

– в пластах з вторинною пористістю, і перш за все в тріщинуватих, газовіддача в середньому нижче.

Тривала стагнація нафтогазової галузі в Україні обумовлена, перш за все, відсутністю державного фінансування, різким скороченням обсягів геологорозвідувальних робіт, використанням «старих» технологій видобутку вуглеводнів. Ці ж недоліки властиві і приватному бізнесу, який практично не вкладає коштів у приріст запасів і модернізацію технології розробки родовищ. Катастрофічне зниження обсягів пошукових робіт, припинення фінансування сейсмозрозвідки та глибокого буріння, ігнорування практики відновлення недіючих та ліквідованих свердловин призвело до обвального падіння приросту запасів природного газу. Ресурси на глибині до 3–3,5 км в основному розвідані, тому перспективи України пов'язують з глибинами 4–5 км, роботи на яких практично припинені. І це незважаючи на те, що за розрахунками економістів витрати, спрямовані на збільшення видобутку природного газу, будуть набагато менше, ніж витрачається на імпорт сировини.

Традиційний підхід до вирішення подібних проблем – створення математичних моделей. Однак для порід з яскраво вираженою анізотропією пружних і міцнісних властивостей спроби створити адекватні математичні моделі, з одного боку, призводять до їх різкого ускладнення, а з іншого, – до неминучого збільшення числа деформаційних і міцнісних параметрів, що входять в модель, експериментальне визначення яких саме по собі є складним завданням, що вимагає унікального лабораторного обладнання. Виходом з даної ситуації може бути фізичне моделювання процесів, на основі аналізу результатів якого робиться висновок про оптимальні технологічні параметри проведення того чи іншого виду гірських робіт, що забезпечують їх максимальну ефективність і безпеку.

Загалом видобуток природного газу в Україні протягом останніх років перебував на рівні 20–21,5 млрд м³. Проте варто відзначити, що частина природного газу, який видобувається, використовується для під-

тримання видобутку, транспортування внутрішніми мережами газотранспортних компаній та на компримування газу на дотискних компресорних станціях з метою його подачі до газотранспортної системи.

4. Модель розвитку газової галузі

Спосіб моделювання розвитку газової галузі, 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 [11; 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. 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 м³ 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 м³ природного газу, які матимуть місце після завершення періоду виконання програми

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

за умови забезпечення запланованого значення щорічного обсягу видобутку

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

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 (4.1–4.4) першого етапу моделювання є кількість нових родовищ з обсягом запасів k і глибиною залягання l , а також сукупність варіантів модернізації окремих родовищ

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

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 $t-1$.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=1}^{N_{\text{обс зан}}} \sum_{m=1}^{N_{\text{зміб}}} q_{kl} \cdot x_{kl,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{окр род}}} q_i \cdot x_{i,t} \rightarrow \max \\ \sum_{k=1}^{N_{\text{обс зан}}} \sum_{m=1}^{N_{\text{зміб}}} (C_{kl}^{\text{нідз}} + C_{kl}^{\text{ном, розвід}}) \cdot x_{kl,t} - Z_{\Sigma,t-1}^{\text{нідз, ном, розвід}} \leq 0 \\ x_{kl,t} \leq x_{kl}^{\max(t)} \\ x_{kl}^{\max(t)} = x_{kl}^{\max(t-1)} - x_{kl,t-1} \end{array} \right. \Bigg|_{t=1, N^T} \quad (7.1-7.4)$$

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).

В 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. м³ родовища з обсягом запасів k і глибиною залягання l на етапі розвитку t , \$ США;

N^T – кількість етапів програми розвитку галузі, од.;

$N_{обс\ зат}$ – 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 м³;

$x_{kl}^{max(t)}$ – максимальна досяжна кількість нових родовищ з обсягом запасів k і глибиною залягання l на етапі розвитку t ;

C_{kl}^{mid2} – витрати на підготовку родовища з обсягом запасів k і глибиною залягання l на етапі розвитку t , \$ США;

$C_{kl}^{пош,\ розвід}$ – витрати на пошук та розвідку родовища з обсягом запасів k і глибиною залягання l на етапі розвитку t , \$ США;

$Z_{\Sigma,t-1}^{mid2,\ пош,\ розвід}$ – 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 вуглеводне-

вої сировини, підвищення точності визначення щорічного обсягу їх видобутку використано апроксимаційні залежності цього показника від часу. Як показали 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.

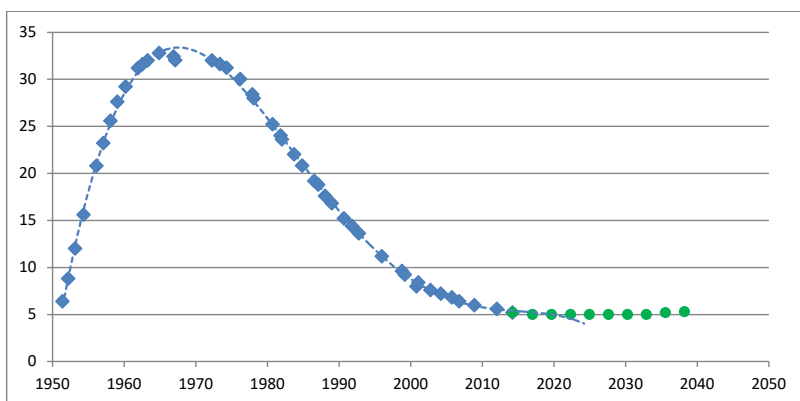


Рис. 1. Фактичний графік відбору Шебелинського родовища, млрд м³

Джерело: складено авторами

Параметри поліноміальної функції 4-го порядку отримуються з задачі мінімізації суми квадратів відхилення від фактичних значень відборів

$$\min_{a_0, a_1, a_2, a_3, a_4} G(\vec{a}) = \sum_{i=1}^{N_{(t,y)}} (y_i - a_4 \cdot t_i^4 + a_3 \cdot t_i^3 + a_2 \cdot t_i^2 + a_1 \cdot t_i + a_0)^2 \quad (4.9)$$

Умова мінімуму

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

дає наступні значення коефіцієнтів:

$$\begin{aligned}
 a_0 &= 243212117,84; \\
 a_1 &= 486642,33; \\
 a_2 &= 365,12; \\
 a_3 &= 0,12; \\
 a_4 &= 0,000015.
 \end{aligned}
 \tag{11}$$

5. Результати розрахунків

За допомогою запропонованого способу і моделей розвитку газової галузі, виконано розрахунки заходів щодо нарощування щорічного видобутку природного газу в Україні до 5 млрд м³ та 12 млрд м³. Вихідними даними для цих розрахунків взято результати аналізу обсягів та структури видобувних запасів природного газу в Україні, наведені в [9]. Кількість родовищ, розподілених відповідно до запасів та глибини залягання, було визначено за даними [13]. Отримані співвідношення їх видобувних запасів наведені у табл. 2.

Таблиця 2

Частка родовищ за обсягами запасів та глибиною залягання

Запаси, млрд м ³	< 1				5-10				> 10							
	< 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				
Частка від загальної кількості родовищ, %	89				6				4				1			

Джерело: складено авторами на основі [9; 13]

Крім того, передумовами для проведення розрахунків були наступні припущення:

- загальна кількість родовищ N , що можуть бути залучені до видобутку 5 млрд м³ газу, становить від 50 до 100;
- загальна кількість родовищ N , що можуть бути залучені до видобутку 12 млрд м³ 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 [13].

Дослідження розподілу нових родовищ за обсягами видобувних запасів у випадку сумарної величини підвищення щорічного видобутку на 5 млрд м³ виконане як одноетапний розрахунок за даними [9] і з використанням моделі (1) – (3). Результати наведено у табл. 3 та на рис. 2.

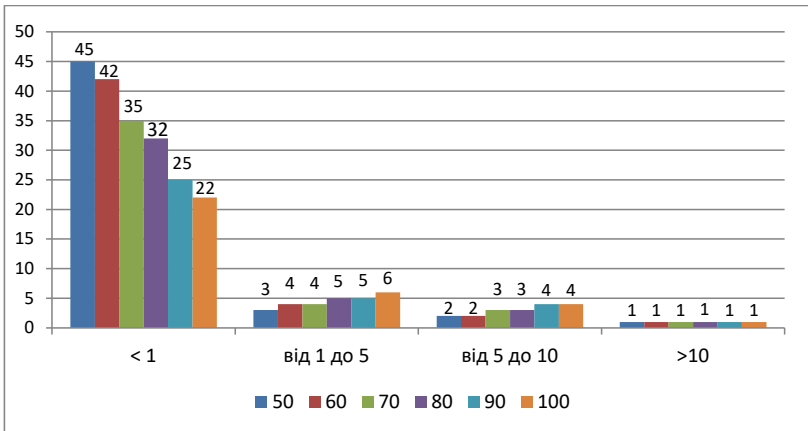


Рис. 2. Розподіл нових родовищ за обсягами запасів (5 млрд м³)

Джерело: складено авторами

З табл. 3 видно, що при збільшенні кількості родовищ, які можуть бути залучені до видобутку природного газу, питомі витрати на видобуток 1 тис. м³ 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 м³ трьома етапам згідно з алгоритмом і моделями, що подаються (1) – (7). Результати наведено у табл. 4 та на рис. 3.

Розрахунки забезпечення дефіциту 5 млрд м³ газу з нових родовищ

N	Запаси, млрд м ³	< 1	1-5	5-10	>10	Разом
	Глибина, км	>5	>5	>5	>5	
50	Витрати на підготовку, млн \$ США	450	30	40	20	540
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	630	42	76	50	798
	Середньорічний видобуток , млн м ³	2925	489	976	650	5040
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	186322,5	17163,9	22057,6	14170	239714
	Кількість родовищ, максимальна, од.	45	3	2	1	51
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	45	3	2	1	51
60	Витрати на підготовку, млн \$ США	420	40	40	20	520
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	588	56	76	50	770
	Середньорічний видобуток , млн м ³	2730	652	976	650	5008
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	173901	22885,2	22057,6	14170	233013,8
	Кількість родовищ, максимальна, од.	53	4	2	1	60
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	42	4	2	1	49
70	Витрати на підготовку, млн \$ США	350	40	60	20	470
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	490	56	114	50	710
	Середньорічний видобуток , млн м ³	2275	652	1464	650	5041
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	144917,5	22885,2	33086,4	14170	215059,1
	Кількість родовищ, максимальна, од.	62	4	3	1	70
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	35	4	3	1	43
80	Витрати на підготовку, млн \$ США	320	50	60	20	450
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	448	70	114	50	682
	Середньорічний видобуток , млн м ³	2080	815	1464	650	5009
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	132496	28606,5	33086,4	14170	208358,9
	Кількість родовищ, максимальна, од.	71	5	3	1	80
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	32	5	3	1	41
90	Витрати на підготовку, млн \$ США	250	50	80	20	400
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	350	70	152	50	622
	Середньорічний видобуток , млн м ³	1625	815	1952	650	5042
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	103512,5	28606,5	44115,2	14170	190404,2
	Кількість родовищ, максимальна, од.	80	5	4	1	90
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	25	5	4	1	35
100	Витрати на підготовку, млн \$ США	220	60	80	20	380
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	308	84	152	50	594
	Середньорічний видобуток , млн м ³	1430	978	1952	650	5010
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	91091	34327,8	44115,2	14170	183704
	Кількість родовищ, максимальна, од.	89	6	4	1	100
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	22	6	4	1	33

Джерело: складено авторами

Розрахунки забезпечення дефіциту 12 млрд м³ газу з нових родовищ

N	Запаси, млрд м ³	< 1	1-5	5-10	>10	Разом
	Глибина, км	>5	>5	>5	>5	
140	Витрати на підготовку, млн \$ США	1100	80	120	20	1320
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1540	112	228	50	1930
	Середньорічний видобуток , млн м ³	7150	1304	2928	650	12032
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	455455	45770,4	66172,8	14170	581568,2
	Кількість родовищ, максимальна, од.	125	8	6	1	140
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	110	8	6	1	125
150	Витрати на підготовку, млн \$ США	970	90	120	40	1220
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1358	126	228	100	1812
	Середньорічний видобуток , млн м ³	6305	1467	2928	1300	12000
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	401629	51491,7	66172,8	28340	547633
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	9	6	2	151
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	97	9	6	2	114
160	Витрати на підготовку, млн \$ США	970	90	120	40	1220
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1358	126	228	100	1812
	Середньорічний видобуток , млн м ³	6305	1467	2928	1300	12000
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	401629	51491,7	66172,8	28340	547633
	Кількість родовищ, максимальна, од.	142	10	6	2	160
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	97	9	6	2	114
170	Витрати на підготовку, млн \$ США	870	100	140	40	1150
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1218	140	266	100	1724
	Середньорічний видобуток , млн м ³	5655	1630	3416	1300	12001
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	360224	57213	77201,6	28340	522978,1
	Кількість родовищ, максимальна, од.	151	10	7	2	170
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	87	10	7	2	106
180	Витрати на підготовку, млн \$ США	850	110	140	40	1140
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1190	154	266	100	1710
	Середньорічний видобуток , млн м ³	5525	1793	3416	1300	12034
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	351943	62934,3	77201,6	28340	520418,4
	Кількість родовищ, максимальна, од.	160	11	7	2	180
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	85	11	7	2	105
190	Витрати на підготовку, млн \$ США	770	110	160	40	1080
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1078	154	304	100	1636
	Середньорічний видобуток , млн м ³	5005	1793	3904	1300	12002
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	318819	62934,3	88230,4	28340	498323,2
	Кількість родовищ, максимальна, од.	169	11	8	2	190
	Кількість родовищ , од., діє/не діє, 0/1	77	11	8	2	98

(Закінчення таблиці 4)

N	Запаси, млрд м ³	< 1	1-5	5-10	>10	Разом
	Глибина, км	>5	>5	>5	>5	
200	Витрати на підготовку, млн \$ США	750	120	160	40	1070
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	1050	168	304	100	1622
	Середньорічний видобуток, млн м³	4875	1956	3904	1300	12035
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	310538	68655,6	88230,4	28340	495763,5
	Кількість родовищ, максимальна, од.	178	12	8	2	200
	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	75	12	8	2	97

Джерело: складено авторами

Для варіанту видобутку 12 млрд м³ 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»).

За результатами розрахунків видно, що за умови рівномірного розподілу капіталовкладень (табл. 5) 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).

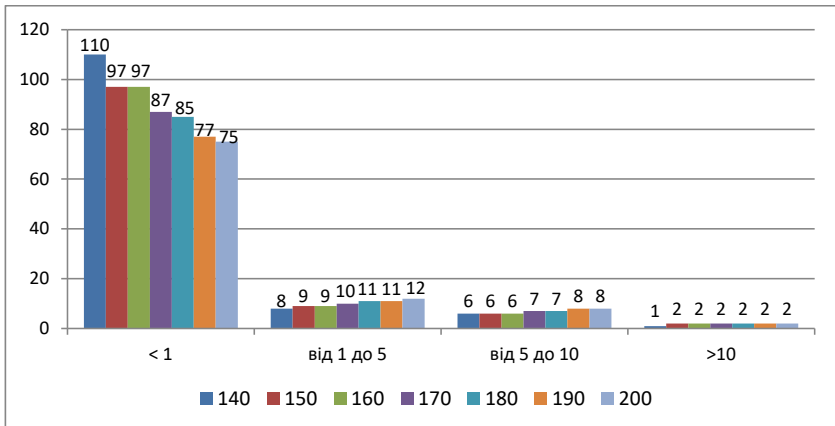


Рис. 3. Розподіл нових родовищ за обсягами запасів (12 млрд м³)

Джерело: складено авторами

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

	Запаси, млрд м ³		< 1 >5	1-5 >5	5-10 >5	>10 >5	Разом		К
	Глибина, км								
Перший етап	Витрати на підготовку, млн \$ США	120	90	120	40	370		1011	
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	168	126	228	100	622			
	Середньорічний видобуток, млн м³	780	1467	2928	1300	6475		12000	
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	49686	51491,7	66172,8	28340	195690,5			
Другий етап	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	9	6	2	151			
	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	12	9	6	2	29			
	Витрати на підготовку, млн \$ США	420	0	0	0	420		1030	
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	588	0	0	0	588			
Третій етап	Середньорічний видобуток, млн м³	2730	0	0	0	2730		5525	
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	173901	0	0	0	173901			
	Кількість родовищ, максимальна, од.	122	0	0	0	122			
	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	42	0	0	0	42			
Четвертий етап	Витрати на підготовку, млн \$ США	430	0	0	0	430		1033	
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	602	0	0	0	602			
	Середньорічний видобуток, млн м³	2795	0	0	0	2795		2795	
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	178041,5	0	0	0	178041,5			
П'ятий етап	Кількість родовищ, максимальна, од.	80	0	0	0	80			
	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	43	0	0	0	43			
	Витрати на підготовку, млн \$ США	97	9	6	2	12000			
	Середньорічний видобуток після третього етапу								

Джерело: складено авторами

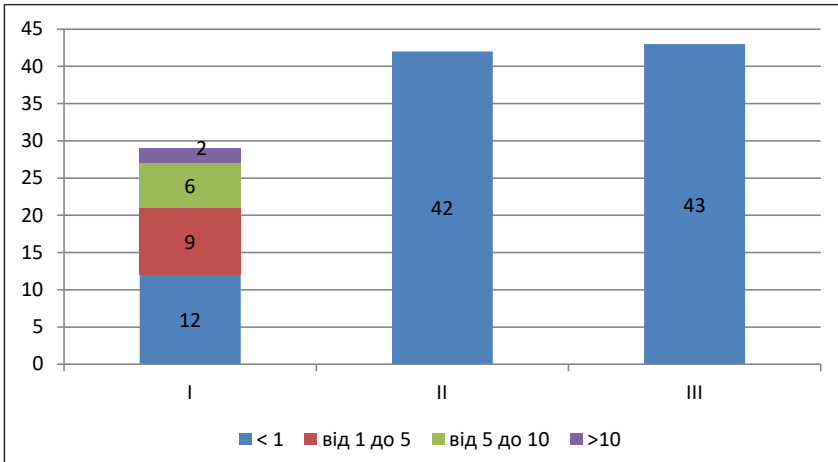


Рис. 4. Розподіл родовищ за обсягами запасів (рівномірний розподіл капіталовкладень)

Джерело: складено авторами

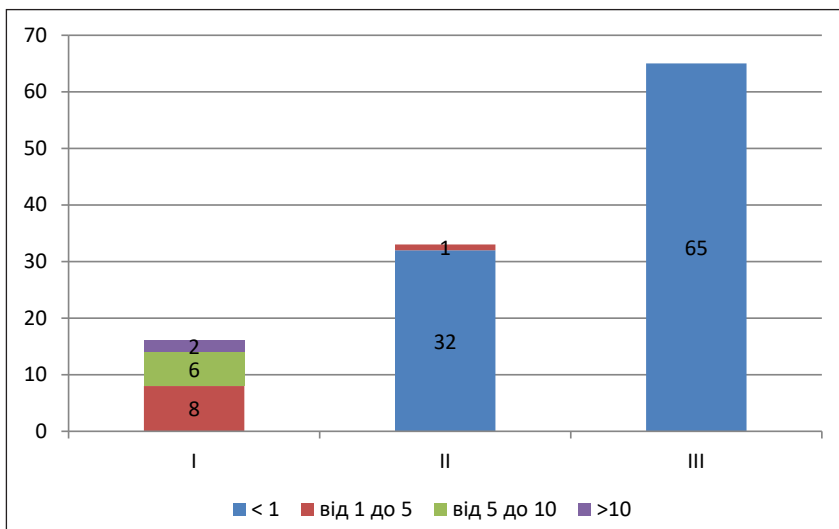
У варіанті розподілу капіталовкладень «від меншого до більшого» (табл. 6) так само як і у попередньому випадку на першому етапі необхідні обсяги газу покриваються максимально можливим залученням родовищ із запасами більше 1 млрд м³. При цьому, капіталовкладень, виділених на першому етапі, недостатньо для залучення всіх родовищ із запасами 1-5 млрд м³. Одне родовище зазначеної потужності починає функціонувати на другому етапі. На третьому 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 м³, 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.

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

	Запаси, млрд м ³	< 1 >5	1-5 >5	5-10 >5	>10 >5	Разом		К
Перший етап	Глибина, км							
	Витрати на підготовку, млн \$ США	0	80	120	40	240		700
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	0	112	228	100	440		
	Середньорічний видобуток, млн м³	0	1304	2928	1300	5532	140283,2	12000
Другий етап	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	0	45770,4	66172,8	28340			
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	9	6	2	151		
	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	0	8	6	2	16		
	Витрати на підготовку, млн \$ США	320	10	0	0	330		800
Третій етап	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	448	14	0	0	462		
	Середньорічний видобуток, млн м³	2080	163	0	0	2243	138217,3	6468
	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	132496	5721,3	0	0			
	Кількість родовищ, максимальна, од.	134	1	0	0	135		
Четвертий етап	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	32	1	0	0	33		
	Витрати на підготовку, млн \$ США	650	0	0	0	650		1560
	Витрати на пошук та розвідку, млн \$ США	910	0	0	0	910		
	Середньорічний видобуток, млн м³	4225	0	0	0	4225	269132,5	4225
П'ятий етап	Витрати на 1 тис. м ³ , \$ США	269132,5	0	0	0			
	Кількість родовищ, максимальна, од.	102	0	0	0	102		
	Кількість родовищ, од., діє/не діє, 0/1	65	0	0	0	65		
	Кількість родовищ разом за етапами	97	9	6	2			
Середньорічний видобуток після третього етапу						12000		

Джерело: складено авторами



**Рис. 5. Розподіл родовищ за обсягами запасів
(розподіл капіталовкладень «від меншого до більшого»)**

Джерело: складено авторами

6. 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 м³ 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. В 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 м³, 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.

Список літератури:

1. Нефтегазовая отрасль Украины в 2019 г. *Енергобизнес*. 2020. № 5. С. 4–6.
2. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2014. № 3. С. 33.
3. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2014. № 5. С. 32.
4. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2015. № 3. С. 29–33.
5. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2016. № 3. С. 37–40.
6. Дольник В. Видобуток-2016: галузь контрастів. URL: <http://www.naftynok.info/uk/statti/vidobutok-2016-galuz-kontrastiv>
7. Видобуток газу в Україні за 2017 рік збільшився на 4%. URL: <https://mind.ua/news/20181103-vidobutok-gazu-v-ukrayini-za-2017-rik-zbilshivsia-na-4>
8. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2019. № 5. С. 33–34.
9. 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.
10. Михайлов В. «Тризуб» на смену 20/20. *Енергобизнес*. 2020. № 8. С. 8–11.
11. 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. Pp. 345–363.

12. Макаров В.М. Математична модель оптимізації технологічного розвитку вугледобування в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 1(48). С. 16–23.

13. Концепція розвитку газодобувної галузі України, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 28 грудня 2016 р. № 1079-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1079-2016-%D1%80#Text>

References:

1. Neftegazovaia otrasl Ukrainy v 2019 h. (2020) [Oil and gas industry of Ukraine in 2019]. *Energobusiness*, vol. 5/1147, 4–6.

2. Tseny i statistika. Neft i has (2014) [Prices and statistics. Oil and gas]. *Energobusiness*, vol. 3/841, p. 33.

3. Tseny i statistika. Neft i has (2014) [Prices and statistics. Oil and gas]. *Energobusiness*, vol. 5/845, p. 32.

4. Tseny i statistika. Neft i has (2015) [Prices and statistics. Oil and gas]. *Energobusiness*, vol. 3/892, p. 29–33.

5. Tseny i statistika. Neft i has (2016) [Prices and statistics. Oil and gas]. *Energobusiness*, vol. 3/943, pp. 37–40.

6. Dolnyk, V. (2016). Vydobutok-2016: haluz kontrastiv [Mining 2016: the field of contrasts]. *Nefterynek*. Retrieved from: <http://www.nefterynek.info/uk/statti/vidobutok-2016-galuz-kontrastiv> (accessed 14 February 2021).

7. Vydobutok hazu v Ukraini za 2017 rik zbilshyvsia na 4% (2018) [Gas production in Ukraine in 2017 increased by 4%]. Mind. Retrieved from: <https://mind.ua/news/20181103-vidobutok-gazu-v-ukrayini-za-2017-rik-zbilshyvsvia-na-4> (accessed 14 February 2021).

8. Tseny i statistika. Neft i has (2019) [Prices and statistics. Oil and gas]. *Energobusiness*, vol. 5/1097, pp. 33–34.

9. Yeger, D. O., Leshcheneo, I. Ch., Grishanenko, V. P. (2019) Problems and prospects for the stabilization and growth of natural gas production in Ukraine. *The Problems of General Energy*, vol. 1(56), pp. 4–11.

10. Mykhailov, V. «Tryzub» na smenu 20/20 (2020) [«Trident» to replace 20/20]. *Energobusiness*, vol. 8/1150, pp. 8–11.

11. Makarov, V. (2018) 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, pp. 345–363.

12. Makarov, V. M. (2017) Mathematical model of the optimization of the technological development of coal mining in Ukraine. *The Problems of General Energy*, vol. 1(48), pp. 16–23.

13. Kontseptsiiia rozvytku hazovydobuvnoi haluzi Ukrainy, skhvalena rozporiadzhenniam Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 28 hrudnia 2016 r. № 1079-r [The concept of development of the gas industry of Ukraine, approved by the order of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated December 28, 2016 № 1079-r]. Retrieved from: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1079-2016-%D1%80#Text> (accessed 14 February 2021).