

# МОДЕЛЮВАННЯ, ОПТИМІЗАЦІЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

ISSN 2786-7102 (Online). System Research in Energy. 2022. 1(70): 29–37

doi: <https://doi.org/10.15407/srenergy2022.01.029>

УДК 004.942:620.9

**Микола Каплін\***, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-9328-4257>

**Тетяна Білан**, к.т.н., ст. досл., <https://orcid.org/0000-0002-0280-6716>

**Віталій Макаров**, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0003-1068-5923>

**Микола Перов**, <https://orcid.org/0000-0002-0654-5648>

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

e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)

\* Автор-кореспондент: [nicko.dropper@gmail.com](mailto:nicko.dropper@gmail.com)

## МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОГНОЗУВАННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ НА ОСНОВІ ЧАСОВИХ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПЕРІОДІВ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ НАФТИ Й ПРИРОДНОГО ГАЗУ

**Анотація.** Запропоновано оптимізаційну модель прогнозування видобутку вуглеводнів в умовах невизначеної інформації щодо перспектив розробки ресурсів і запасів природного газу та нафти. 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 родовищ. З метою врахування характерних закономірностей експлуатації родовищ природного газу і нафти в задачах прогнозування розвитку відповідних секторів економіки країни запропоновано апроксимаційні часові залежності обсягу видобутку родовища вуглеводнів протягом обмеженого періоду його розробки. Наведено спосіб застосування множин бінарних змінних для представлення негладких та нелінійних залежностей обсягів вилучення вуглеводневого ресурсу від часу протягом періодів розробки родовища. Запропоновано основи оптимізаційного підходу до проблеми прогнозування розвитку нафто-, газовидобувної промисловості щодо обґрунтування доцільних термінів введення в експлуатацію нових родовищ природного газу і нафти із врахуванням можливостей інтенсифікації видобутку діючих родовищ. У контексті вирішення прикладних задач планування оптимізаційна модель прогнозування видобутку вуглеводнів може розглядатися як методичний інструмент розробки програм розвитку нафто-, газовидобування в країні. Наведено результати розрахунків прогнозних обсягів видобутку природного газу, отримані із застосуванням розробленого програмно-інформаційного забезпечення моделі. Реалізовані алгоритми нелінійної оптимізації дозволили сформулювати прогноз обсягів видобутку природного газу в Україні на період до 2040 р., що враховує наявні в країні типи покладів природного газу та оцінки можливостей їх розробки в часі.

**Ключові слова:** газова промисловість, прогнозування, видобуток, технологія, модель прогнозування видобутку.

### 1. Вступ

Постачання енергоносіїв в економіці переважної більшості країн світу перебуває на цей час у стані докорінних змін, пов'язаних як з бурхливим розвитком технологій відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), так і численними геополітичними викликами сучасності, за яких паливо і енергія все частіше стають визначальними факторами життєдіяльності цілих регіонів світу. Проте, з огляду на високу екологічність і широкий спектр напрямків використання у країнах Європейського Співто-

вариства природний газ продовжує залишатися найважливішим традиційним вуглеводневим ресурсом для енергозабезпечення економіки іта соціальної сфери.

Натомість, протягом останніх 20 років суттєво погіршилася ресурсна база нафтогазового комплексу України, й, не дивлячись на його стійку конкурентоздатність щодо впровадження сучасних нафтогазових технологій, істотно скоротилися обсяги сейсмічних досліджень, пошуково-розвідувального буріння і, відповідно, приростів запасів вуглеводнів.

У 2020 р. видобуток природного газу в Україні становив 20,2 млрд м<sup>3</sup>, у 2019 р. – 20,6 млрд м<sup>3</sup>,

© М. КАПЛІН, Т. БІЛАН, В. МАКАРОВ, М. ПЕРОВ, 2022

що на 280 млн м<sup>3</sup> або на 1,3% менше, ніж у 2018 р. Спад зафіксовано вперше за чотири роки.

Близько 64% загальних запасів природного газу розташовані на глибині більше 3 км, а 89% родовищ мають запаси менше 5 млрд м<sup>3</sup> (табл. 1).

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 родовищ підприємства НАК «Нафтогаз України» скорочують видобутки вуглеводневої сировини. Зокрема, у ПАТ «Укрнафта», уже видобуто понад 68% запасів природного газу. Структура запасів постійно погіршується. На даний час майже всі родовища знаходяться на пізній стадії розробки, переважно частку запасів яких можна віднести до категорій виснажених та важковидобувних. Основний видобуток вільного газу (93%) забезпечується 13-ма родовищами [1–10].

Структуру та основні показники роботи газодобувних підприємств за 2013–2020 рр. представлено в табл. 2, складеній за даними [1–10].

Протягом останніх років суттєвих змін у балансі природного газу не відбулося. Спожи-

вання становить близько 30–32 млрд м<sup>3</sup> на рік, видобуток – близько 20 млрд м<sup>3</sup>. Різницю в 10–12 млрд м<sup>3</sup> необхідно отримати шляхом нарощування видобутку або імпортувати.

Нарощування видобутку з родовищ традиційного газу не передбачається, мова може йти лише про більше або менше уповільнення його падіння. Водночас аналіз геолого-геофізичних матеріалів показує, що у відкладах девонського, турнейсько-нижньовізейського і візейського комплексів широко розповсюджені щільні породи-колектори та сланцеві породи, які можуть вміщувати вуглеводні нетрадиційного типу. Яскравим прикладом цього можуть служити Рудівське та Свиридівське газоконденсатні родовища, у межах яких щільні породи турнейського комплексу вміщують понад 12 млрд м<sup>3</sup> позабалансових запасів газу. Проте, навіть якщо в Дніпровсько-Донецькій западині буде відкрито запаси такого обсягу (вірогідність цього оцінюється приблизно з 10-ма відсотками), вони забезпечать приріст видобутку лише на 1 млрд м<sup>3</sup> за рік. Водночас, природне падіння видобутку в Україні, зараз в середньому оцінюється 1,5 млрд м<sup>3</sup>.

Таким чином, зростання обсягів видобутку природного газу в Україні можливе лише за умови відкриття нових родовищ, а також освоєння запасів нетрадиційного газу. Основними напрямками стабілізації видобутку є освоєння дрібних і важкодоступних покладів традицій-

**Таблиця 1.** Характеристика родовищ природного газу в Україні

Глибина залягання запасів, км	% загальних запасів	Обсяг запасів родовища, млрд м <sup>3</sup>	Кількість родовищ, одиниць	% запасів з урахуванням глибини залягання	% від загальної кількості родовищ
Менше 3	36	більше 30	4	28	1
3–4	27	30–10	16	27	4
4–5	26	10–5	23	15	6
Більше 5	11	менше 5	348	30	89

**Таблиця 2.** Видобуток природного газу в Україні в 2013–2020 рр., млрд м<sup>3</sup>

Показник	2013 р.	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.	2018 р.	2019 р.	2020 р.
<b>Видобуток природного газу, у 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>20,232</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>	<b>15,370</b>
ПАТ «УкрГазвидобування»	15,113	15,217	14,529	14,603	15,243	15,400	14,900	14,234
ПАТ «Укрнафта»	1,906	1,740	1,503	1,297	1,101	1,100	1,160	1,128
ДАТ «Чорноморнафтогаз»	1,651	0,343	–	–	0,009	0,010	0,010	0,008
<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>	<b>4,862</b>

<sup>1</sup>Концепція розвитку газодобувної галузі України: розпорядження Кабінету Міністрів України від 28 грудня 2016 р. № 1079-р.

ного природного газу, зокрема з використанням надглибокого буріння, видобуток нетрадиційного газу – щільних порід, шельфу Чорного моря, який зараз знаходиться на анексованій РФ території країни.

Застосування новітніх технологій газової промисловості у випадку кожного конкретного родовища має здійснюватись на основі попередніх детальних досліджень його геологічних особливостей, фізико-хімічних показників ресурсу, що видобувається, контролю параметрів видобувного процесу, за результатами яких розробляється специфічний для родовища проект інтенсифікації видобутку. Разом з тим неправильне, вибіркоче, неузгоджене використання найбільш передових технологічних рішень може призвести до негативних наслідків, серед яких скорочення газовилучення і шкода оточуючому середовищу. Тому інтенсифікація видобутку ПГ можлива лише на основі індивідуальних проектів розробки родовищ, що використовують результати геофізичних досліджень умов залягання й параметрів видобутку, вибору узгодженої сукупності технологій підвищення газовилучення, отриманих з низькорівневих фізичних моделей кожного окремого родовища. Результати такого моделювання зазвичай формалізуються у вигляді графіків досяжного зростання видобутку від часу, тобто коригованого плану розробки. Наявність саме такої інформації постулюється в даній роботі, що дає можливість загальносистемного моделювання обсягів видобутку природного газу в країні, який може враховувати функціонування родовищ різного типу, нові та діючі родовища з єдиної точки зору.

## 2. Методи та матеріали

Як зазначається в [11], промислове освоєння запасів газу є технологічно складним, і тривалим у часі істотно витратним процесом, який передбачає виконання чіткої послідовності технологічних операцій та містить три основних етапи: пошук та розвідка родовищ; їх розробка; ліквідація. Наведені в цьому дослідженні показники освоєння ресурсів природного газу, зокрема оцінки вартості та тривалості його основних етапів залежно від запасів родовищ та глибин залягання покладів дозволяють стверджувати наступне. Введення в промислову експлуатацію родовища із запасами природного газу понад 10 млрд м<sup>3</sup> і більше дозволяє тільки на п'ятий-шостий рік після отримання ліцензії отримати обсяг видобутку близько 650 млн м<sup>3</sup> на рік з витратами на освоєння від 93,0 до 217,6 млн дол. США, залежно

від глибини залягання покладів [11]. За поточного стану газовидобування в Україні, враховуючи гірничо-геологічні особливості та обсягові показники покладів природного газу, для забезпечення додаткових обсягів видобування 5 млрд м<sup>3</sup> на рік у найближчі 5–7 років необхідно, щоб на різних етапах освоєння ресурсів і запасів цього виду вуглеводневих енергоносіїв вже зараз знаходилось приблизно 10 родовищ із запасами 10 млрд м<sup>3</sup> і більше, близько 20-ти – із запасами 5–10 млрд м<sup>3</sup> або 4–5 родовищ із запасами 30 млрд м<sup>3</sup> і більше.

Тому вирішення задачі прогнозування розвитку нафто- і газовидобувного секторів економіки вимагає коректного моделювання етапів освоєння та розробки родовищ, що передбачає побудову формального представлення прогнозованої часової залежності продуктивності 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 оптимізаційній моделі прогнозування видобутку вуглеводнів, яка була розроблена в Інституті загальної енергетики НАН України [12], запропоновано використовувати лінійні на інтервалі функції, що відображають характерні для видобувного підприємства етапи змін обсягів видобутку.

Зокрема, у [12] запропоновано лінійне наближення часової залежності обсягу видобутку  $X_{r,t}$  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 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 така залежність буде мати вигляд

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

З метою врахування у моделі деталізованих проектів технологічного переоснащення та інтенсифікації діючих видобувних підприємств,

заходів з підвищення рівня вилучення вуглеводневої сировини, підвищення точності визначення щорічного обсягу їх видобутку у [13] використано апроксимаційні залежності цього показника від часу. Як показало вивчення фактичної зміни обсягів відбору з часом для багатьох діючих родовищ, такі залежності з цілком достатньою для досліджень величиною достовірності апроксимації, подаються поліноміальними функціями 4-го порядку

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

Представлення цієї залежності відмінною від нуля функцією часу на інтервалі життєвого циклу родовища можна утворити шляхом параметризації (2) множинами бінарних змінних  $\{\xi_{r,t}^1\}$ ,  $\{\xi_{r,t}^2\}$  у вигляді

$$X_{q,t} = Q\left(t \sum_{\tau=0}^t \xi_{q,\tau}^2 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{q,\tau}^2 \tau\right) - Q\left(t \sum_{\tau=0}^t \xi_{q,\tau}^2 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{q,\tau}^2 \tau\right), \quad (3)$$

причому  $\xi_{q,t}^1 = 1$  у рік початку розробки родовища, а  $\xi_{q,t}^2 = 1$  у рік його ліквідації.

Разом з тим можна запропонувати для зменшення часу розрахунків різні спрощені форми часової залежності видобутку в період життєвого циклу видобувного підприємства. Наприклад, технологічне переоснащення вугільних шахт також супроводжується зміною їх виробничої продуктивності. Не дивлячись на можливість формального подання цих видобувних підприємств апроксимаційними залежностями загального типу (3), як показано в [14, 15], продуктивність шахти після модернізації обладнання можна вважати постійною в часі, що забезпечується передусім технологічними параметрами вуглевидобувних комплексів. Це призводить до значного спрощення функцій (2), (3). Аналогічне наближення можна застосувати й стосовно нафто-газовидобувних галузей за невеликих термінів прогнозування, або в межах більш складних лінійних на інтервалі апроксимацій на зразок (1). Таким чином, у випадку слабкої залежності продуктивності видобувного підприємства від часу доцільно скористатися сталою на інтервалі функцією, яка має вигляд

$$X_{s,t} = X_s^{max} \left( \sum_{\tau=0}^t \xi_{s,\tau}^1 - \sum_{\tau=0}^t \xi_{s,\tau}^2 \right), \quad (4)$$

де бінарні змінні  $\xi_{s,t}^1$  і  $\xi_{s,t}^2$  відмінні від нуля у роки, що обмежують передбачуваний період сталості обсягу його видобутку.

У формулах (1)–(4):  $\delta_r^1$  – показник швидкості середнього щорічного підвищення обсягу ви-

добутку природного газу родовища  $r$  протягом часового інтервалу зростання його видобутку в межах періоду розробки:  $\delta_r^1 = (X_r^{max} - X_r^{min}) / T_{1,r}$ , тис. м<sup>3</sup> / рік;  $\delta_r^2$  – 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. м<sup>3</sup> / рік;  $X_r^{min}$  – передбачуваний мінімальний обсяг видобутку природного газу родовища  $r$  у рік початку його розробки, тис. м<sup>3</sup>;  $X_r^{max}$  – передбачуваний максимальний річний обсяг видобутку природного газу родовища  $r$  протягом його життєвого циклу, тис. м<sup>3</sup>;  $T_{1,r}$  – 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;  $a_0 \div a_4$  – безрозмірні параметри апроксимації прогнозованої (ретроспективної) часової залежності виробничої продуктивності видобувного підприємства у вигляді полінома 4-го порядку.

Залежність (1) подає обмежений в часі період промислової розробки родовища енергоносія лінійною на інтервалі функцію, що містить ділянки підвищення й зниження обсягу видобутку. Бінарні змінні  $\xi_{r,t}^1$ ,  $\xi_{r,t}^2$ ,  $\xi_{r,t}^3$  є параметрами цієї залежності, що визначають час початку розробки, досягнення максимуму видобутку й закриття родовища відповідно. Інакше кажучи, ці змінні визначають розташування періоду розробки на осі часу.

У термінах запропонованих таким чином функцій, що описують залежність продуктивності родовища вуглеводнів (видобувного підприємства) від часу, задачу прогнозування розвитку нафто-, газовидобувних секторів доцільно розглянути в контексті розробки деякої програми їх розвитку, що передбачає досягнення необхідних рівнів загального обсягу видобутку в країні на час завершення етапів такої програми. Для кінцевої точки  $i$ -го етапу програми  $\Theta_i$  цей обсяг утворюється як сума відповідних обсягів діючих та нових об'єктів видобутку, що розраховуються за формулами (1)–(4). Внаслідок залежності обсягу видобутку кожного видобувного підприємства від часу початку розробки, а також показників зміни продуктивності в часі, що визначаються бінарними змінними  $\xi_{d,t}^1$ ,  $\xi_{d,t}^2$ ,  $\xi_{d,t}^3$ , де  $d = \{r, q, s\}$ , загальний обсяг видобутку вуглеводневого ресурсу є функцією сукупності цих змінних для всіх родовищ. Таким чином, застосування параметризованої, як пояснено вище, часової залежності обсягу видобутку родовища, дозволяє розглянути задачу прогнозування розвитку газо-, нафтови-

добувних секторів, як проблему оптимально-го за економічними критеріями розміщення періодів життєвого циклу родовищ з наперед заданими показниками зміни продуктивності в межах часового інтервалу прогнозування за умови задоволення загальним обсягом видобутку вимог досліджуваної програми розвитку на всіх етапах її виконання.

Нижче наведено оптимізаційну модель прогнозування видобутку вуглеводнів, що використовує запропонований вище спосіб подання нового, або інтенсифікації діючого об'єкта видобутку – родовища нафти чи природного газу, з наперед заданими показниками часової зміни обсягу видобутку і змінним часом початку періоду розробки. Критерієм оптимальності є сукупні витрати на постачання необхідних обсягів природного газу і нафти в країну із врахуванням можливості їх імпортування. Враховуються лише наявні освоєні видобувні запаси, а витрати на їх створення на етапі пошуку та розвідки життєвого циклу родовища враховано у зведених витратах на видобуток.

Таку модель можна запропонувати в наступному формулюванні. Необхідно надати мінімум загальним витратам на постачання вуглеводневого ресурсу – природного газу, нафти і конденсату

$$\sum_{t=0}^{N_T} \left( \sum_{d=1}^{N_D} C_{d,t} X_{d,t} \right) + C_{imn,t} X_{imn,t} \rightarrow \min \quad (5)$$

на множині бінарних параметрів  $\{\xi_{d,t}^1, \xi_{d,t}^2, \xi_{d,t}^3\}$  моделей (1), (3), (4) часової залежності продуктивності об'єктів видобутку, а також обсягів імпортування  $X_{imn,t}$  протягом періоду прогнозування  $T$  функціонування галузі за умов

– задоволення річної потреби економіки

$$\sum_{d=1}^{N_D} X_{d,t} + X_{imn,t} - X_t^{nomp} \geq 0 \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{t=1, N_T}; \quad (6)$$

– забезпечення необхідних обсягів власного видобутку на час завершення запланованих етапів програми розвитку галузі

$$\sum_{d=1}^{N_D} X_{d,\Theta_j} - X_{\Sigma,\Theta_j}^{np} \geq 0 \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{j=1, N_\Theta}; \quad (7)$$

– дотримання допустимого рівня критерію енергетичної безпеки «частка власного видобутку в загальному надходженні палива в систему», що виражається обмеженням загального обсягу імпортування

$$X_{imn,\Theta_j} - X_{imn}^{\Sigma, безп} \leq 0 \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{j=1, N_\Theta}; \quad (8)$$

– обмежених інвестицій на виконання всього комплексу робіт, що забезпечують початок розробки нових видобувних об'єктів протягом етапу  $j$  програми розвитку галузі

$$\sum_{d=1}^{N_D} I_{d,\Theta_j} \sum_{t=\Theta_{j-1}}^{\Theta_j} \xi_{d,t}^1 \leq I_j^\Sigma \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{j=1, N_\Theta}; \quad (9)$$

– використання змішаних частково-цілочисельних, бінарних, лінійних та нелінійних на інтервалі моделей часової залежності продуктивності видобувного підприємства, що подаються формулами (1), (3), (4);

– бінарності змінних параметрів моделей часової залежності продуктивності об'єкта видобутку

$$\xi_{d,t}^1, \xi_{d,t}^2, \xi_{d,t}^3 \in \{0, 1\} \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{t=1, N_T, d=1, N_D}; \quad (10)$$

– обмеження періоду розробки об'єкта видобутку єдиною точкою його початку в межах інтервалу прогнозування

$$\sum_{t=0}^{N_T} \xi_{d,t}^1 \leq 1 \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{d=1, N_D}; \quad (11)$$

– постійної наперед заданої тривалості періоду підвищення обсягу видобутку в «трикутній» формі лінійної на інтервалі функції залежності продуктивності об'єкта видобутку від часу

$$\xi_{d,t}^2 = \xi_{d,t+T_{1,d}}^1 \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{d=1, N_D}; \quad (12)$$

– фіксованої наперед заданої тривалості періоду скорочення обсягу видобутку в такій залежності

$$\xi_{d,t}^3 = \xi_{d,t+T_{1,d}+T_{2,d}}^1 \quad \left| \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right|_{d=1, N_D}; \quad (13)$$

де  $X_{d,t}$  – обсяг видобутку паливного ресурсу на видобувному підприємстві  $d$  в рік  $t$ , н. од., н. од. – натуральні одиниці обсягу: природний газ – тис. м<sup>3</sup>, нафта і нафтовий конденсат – млн т;  $X_{imn,t}$  – загальний обсяг імпортування енергоносія в країну у рік  $t$ , н. од.;  $X_t^{nomp}$  – загальний обсяг потреби економіки на енергоносії у рік  $t$ , н. од.;  $C_{d,t}$  – питомі зведені витрати на видобуток вуглеводневого енергоносія на видобувному підприємстві  $d$  в рік  $t$ , грн/н. од.;  $C_{imn,t}$  – середньозважена за обсягами імпортування з різних джерел ціна імпортованого в країну енергоносія у рік  $t$ , грн/н. од.;  $\xi_{d,t}^1$  – бінарна змінна, що визначає початок періоду промислової розробки об'єкта видобутку  $d$  в рік  $t$ , а також періоду підвищення обсягу видобутку протягом його життєвого циклу,  $\xi_{d,t}^1 = 1$ , якщо розробка об'єкта починається у рік  $t$  і  $\xi_{d,t}^1 = 0$  в протилежному випадку;  $\xi_{d,t}^2$  – бінарна змінна, що визначає початок періоду скорочення обсягу видобутку на підприємстві  $d$  в рік  $t$  протягом його життєвого циклу,  $\xi_{d,t}^2 = 1$ , якщо скорочення обсягу видобутку починається у рік  $t$  і  $\xi_{d,t}^2 = 0$  в протилежному випадку;  $\xi_{d,t}^3$  – бінарна змінна, що визначає закінчення періоду промислової розробки об'єкта

видобутку  $d$  в рік  $t$  протягом його життєвого циклу,  $\xi_{d,t}^3 = 1$ , якщо видобуток припиняється у рік  $t$  і  $\xi_{d,t}^3 = 0$  у протилежному випадку;  $N_t$  – кількість років розглядуваного періоду моделювання розвитку галузі, безрозм ірні од.;  $N_D$  – загальна кількість об’єктів видобутку, діючих та тих, можливість початку промислової розробки яких розглядається в межах періоду моделювання розвитку галузі, безрозмірні од.;  $\Theta_j$  – рік початку етапу  $j$  програми розвитку галузі, для якого визначено планований загальний обсяг видобутку в країні, безрозмірні од.;  $X_{\Sigma, \Theta_j}^{прог}$  – планований загальний обсяг видобутку на початок етапу  $j$  програми розвитку галузі, терміни якої співпадають з періодом моделювання, н. од.;  $N_{\Theta}$  – кількість етапів програми розвитку галузі, безрозмірні од.;  $X_{lim}^{\Sigma, безп}$  – гранично допустимий за критерієм енергетичної безпеки «частка власного видобутку у загальному надходженні палива в систему» обсяг імпортування енергоносія в країну;  $I_{d, \Theta_j}$  – обсяг інвестицій в об’єкт видобутку  $d$  протягом етапу  $j$  програми розвитку галузі, грн;  $I_j^{\Sigma}$  – загальний обсяг інвестицій у видобувну галузь протягом етапу  $j$  програми її розвитку, грн.

### 3. Результати

Враховуючи структуру й характеристики запасів, на основі наявних сьогодні оцінок потенціалу основних типів родовищ природного газу в Україні можна передбачити зростання обсягів його видобутку у перспективі до 2040 р. згідно з розробленим авторами прогнозом, наведеним у табл. 3.

Підвищення власного видобутку вуглеводнів в Україні потребуватиме здійснення значного обсягу інвестицій. Орієнтові витрати, розраховані за даними [11] на 1 млрд м<sup>3</sup> приросту обсягу видобутку в 2025 р. становитимуть 47 млн дол. США, а в 2040 р. вони зростуть до 768 млн дол. Сукупні витрати на досягнення у 2040 р. щорічного видобутку 32,3 млрд м<sup>3</sup> оцінюються 10,9 млрд дол. США.

Виконані із застосуванням наведеної моделі розрахунки доцільних термінів початку етапів розробки нових родовищ (рисунок), свідчать про те, що за наведених вище показників розвитку галузі для забезпечення прогнозних загальних обсягів видобутку, вже на початкових його етапах необхідно розпочати введення в експлуатацію родовищ як з малими, так і середніми обсягами запасів, що за поточної структури промислових запасів вимагає значних інвестицій у виконання пошукових і розвідувальних робіт.

### 4. Висновки

У статті представлено узагальнене подання видобувних об’єктів нафто-, газовидобувних секторів економіки в оптимізаційній моделі прогнозування видобутку вуглеводнів в умовах міждержавної конкуренції та при дотриманні необхідних рівнів енергетичної безпеки. Видобувне підприємство подається залежністю обсягу річного видобутку від часу у вигляді функції, параметризованої бінарними або цілочисельними змінними, що визначає розміщення обмеженого періоду його промислової експлуатації в межах терміну прогнозування.

Таблиця 3. Прогноз видобування природного газу в Україні

Обсяг видобутку, млрд м <sup>3</sup>	2020, факт	2025	2030	2035	2040
Всього природного газу	20,23	21,27	23,79	28,05	32,30
Родовища морського шельфу	0,01	0,01	0,12	1,20	2,90
Газ щільних колекторів	–	–	–	0,90	1,70
Родовища традиційного газу, разом	20,22	21,26	23,67	25,95	27,70
Наразі діючі родовища	20,22	20,00	19,70	19,00	18,10
Нові родовища, разом,	–	1,26	3,97	6,95	9,60
за обсягами запасів: <1	–	0,78	2,45	4,29	5,93
1–5	–	0,13	0,41	0,73	1,00
5–10	–	0,26	0,83	1,45	2,00
>10	–	0,09	0,28	0,48	0,67
Витрати на 1 млрд м <sup>3</sup> нарощування видобутку, за всіма типами родовищ, млн дол. США	–	46,9	149,5	466,8	768,1
Сукупні витрати на досягнення щорічного видобутку 32,3 млрд м <sup>3</sup> у 2040 р., млрд дол. США					10,90

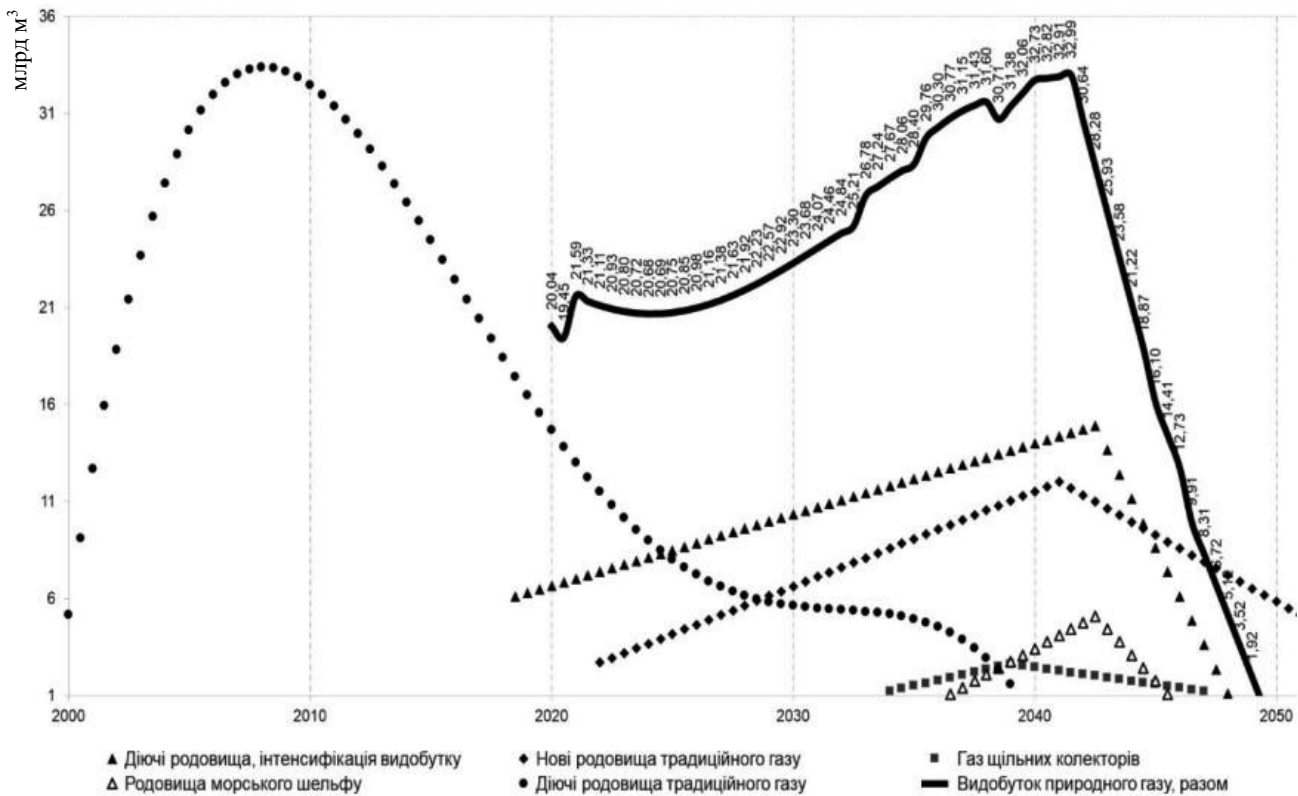


Рисунок. Періоди розробки нових родовищ природного газу

Описано оптимізаційну модель прогнозування видобутку вуглеводнів з вартісним критерієм для визначення доцільного часу введення в експлуатацію родовищ із наперед заданими показниками часової залежності обсягу видобутку, що дозволяє вирішувати задачі оптимального планування відкриття й розробки родовищ нафти і природного газу, заходів з їх інтенсифікації в контексті розробки програм розвитку нафто- і газовидобування в країні.

Розрахунки прогнозу видобутку природного газу в Україні із застосуванням представленої моделі показали можливість зростання його обсягів до 32,3 млрд м<sup>3</sup> до 2040 р. Орієнтовні витрати на 1 млрд м<sup>3</sup> приросту обсягу видобутку в 2025 р. становитимуть 47 млн дол. США, а у 2040 р. вони зростуть до 768 млн дол. США. Сукупні витрати на досягнення у 2040 р. щорічного видобутку 32,3 млрд м<sup>3</sup> оцінюються у 10,9 млрд дол. США.

Результати роботи можуть бути використані при формуванні політики держави щодо надійного забезпечення економіки України природним газом власного видобутку.

#### Подяка

Автори статті щиро дякують члену-кореспонденту НАН України Дмитру Єгеру за надану

консультацію щодо стану і перспективи розвитку видобутку природного газу в Україні.

#### Посилання

1. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2014. № 3/841. С. 33.
2. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2014. № 5/845. С. 32.
3. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2015. № 3/892. С. 29—33.
4. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2016. № 3/943. С. 37—40.
5. Дольник В. Видобуток-2016: галузь контрастів. *НефтеРинок*. URL: <http://www.nefterynok.info/uk/statti/vidobutok-2016-galuz-kontrastv> (дата звернення: 21.08.2022).
6. Видобуток нафти в Україні впав на 12%. Міненерго. *Слово і діло*. URL: <https://www.slovovidilo.ua/2017/01/17/novyna/ekonomika/vydobutok-nafty-v-ukrayini-vpav-na-12-minenerho> (дата звернення: 21.08.2022).
7. 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: 21.08.2022).
8. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2019. № 5/1097. С. 33—34.
9. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2020. № 5/1147. С. 34.
10. Цены и статистика. Нефть и газ. *Енергобизнес*. 2021. № 5/1198. С. 40—41.

11. Стер 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>
12. Каплін М.І., Макаров В.М., Перов М.О. Математична модель оптимізації технологічного розвитку нафтогазової галузі. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 1(60). С. 4—13. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.004>
13. Каплін М.І., Білан Т.Р., Макаров В.М., Перов М.О. Модель розвитку газової галузі за невизначеної інформації щодо перспектив розробки ресурсів і за-

- пасів природного газу в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 4(63). С. 4—13. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.004>
14. 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>
15. 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.

## MATHEMATICAL MODEL FOR FORECASTING HYDROCARBON PRODUCTION BASED ON TIME DEPENDENCES OF DEVELOPMENT PERIODS OF OIL AND NATURAL GAS FIELDS

Mykola Kaplin\*, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-9328-4257>

Tetyana Bilan, PhD (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0002-0280-6716>

Vitalii Makarov, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0003-1068-5923>

Mykola Perov, <https://orcid.org/0000-0002-0654-5648>

Institute of General Energy on NAS of Ukraine, 172, Antonovych Str., 03150, Kyiv, Ukraine

e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)

\* Corresponding author: [nicko.dropper@gmail.com](mailto:nicko.dropper@gmail.com)

**Abstract.** *An optimization model for forecasting hydrocarbon production in uncertain information conditions regarding the prospects for the development of natural gas and oil resources and reserves is proposed. The model is based on the presentation of options for the development of active fields with approximate dependences of the volume of potential annual production on the implemented measures and technologies for increasing the efficiency of gas extraction, as well as statistical information on the distribution of new fields by the reserves and depths volume of occurrence with the corresponding costs for the field's development. In order to take into account the characteristic patterns of exploitation of natural gas and oil fields in the objective of forecasting the development of the relevant sectors of the country's economy, approximate time dependences of the production volume of a hydrocarbon field during a limited period of its development are proposed. The method of using sets of binary variables to represent the non-smooth and non-linear dependences of hydrocarbon resource extraction volumes on time during the periods of field development is presented. The optimization approach basis to the problem of forecasting the development of the oil and gas production industry regarding the substantiation of the expedient terms of putting new natural gas and oil fields into operation, taking into account the possibilities of intensifying the production of existing fields, is proposed. The optimization model for forecasting hydrocarbon production can be considered as a methodical tool for developing programs for the development of oil and gas production in the country in the context of solving applied planning problems. The calculations result of forecast volumes of natural gas production, obtained using the developed software and information support of the model, are presented. The implemented algorithms of non-linear optimization made it possible to form a volume forecast of natural gas production in Ukraine for the period until 2040, which takes into account the types of natural gas deposits available in the country and the possibility assessment of their development over time.*

**Keywords:** gas industry, forecasting, mining, technology, production forecasting model.



## References

1. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2014). *Energobiznes*. № 3/841. 33 [in Russian].
2. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2014). *Energobiznes*. № 5/845. 32 [in Russian].
3. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2015). *Energobiznes*. № 3/892. 29–33 [in Russian].
4. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2016). *Energobiznes*. № 3/943. 37–40 [in Russian].
5. Dol'nyk, V. (2016). Vydobutok–2016: haluz' kontrastiv. *NefteRynok*. URL: <http://www.nefterynok.info/uk/statti/vidobutok-2016-galuz-kontrastiv> (Last accessed: 21.08.2022) [in Ukrainian].
6. Vydobutok nafty v Ukrayini vpav na 12%. Minenerho. *Slovo i dilo*. URL: <https://www.slovoidilo.ua/2017/01/17/novyna/ekonomika/vidobutok-nafty-v-ukrayini-vpav-na-12-minenerho> (Last accessed: 21.08.2022) [in Ukrainian].
7. Vydobutok hazu v Ukrayini za 2017 rik zbil'shyvsya na 4%. *Mind*. URL: <https://mind.ua/news/20181103-vidobutok-gazu-v-ukrayini-za-2017-rik-zbilshivshysya-na-4> (Last accessed: 21.08.2022) [in Ukrainian].
8. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2019). *Energobiznes*. № 5/1097. 33–34 [in Russian].
9. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2020). *Energobiznes*. № 5/1147. 34 [in Russian].
10. Tseny i statistika. Neft' i gaz. (2021). *Energobiznes*. № 5/1198. 40–41 [in Russian].
11. Yezer, D.O., Leshchenko, I.Ch., & Grishanenko, V.P. (2019). Problems and prospects for the stabilization and growth of /pgenatural gas production in Ukraine. *The Problems of General Energy*, 1(56), 4–11. <https://doi.org/10.15407/pge2019.01/004>
12. Kaplin, M.I., Makarov, V.M., & Perov, M.O. (2020). Mathematical model of the optimization of technological development of oil and gas industry. *The Problems of General Energy*, 1(60), 4–13. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.004>
13. Kaplin, M.I., Bilan, T.R., Makarov, V.M., Perov, M.O. (2020). A model of the gas industry development under uncertain information on the prospects for the exploitation of natural gas resources in Ukraine. *The Problems of General Energy*, 4(63), 4–13. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.004>
14. Makarov, V.M. (2017). Mathematical model of the optimization of the technological development of coal mining in Ukraine. *The Problems of General Energy*, 1(48), 16–23. <https://doi.org/10.15407/pge2017.01.016>
15. Stogniy, O.V., Kaplin, M.I., Makarov, V.M., Bilan T.R. (2014). Mathematical model of Ukrainian coal industry development under conditions of international competition. *The Problems of General Energy*, 1(36), 24–32.

Надійшла до редколегії: 12.09.2022