

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ



Стаття та будь-який пов'язаний з нею опублікований матеріал поширюється за ліцензією Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0).
The article and any related published material are licensed under the Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0).

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.112.10>

Сергій ВИЖВА¹, д-р геол. наук, проф., чл.-кор. НАН України
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Іван ГАФИЧ², канд. геол.-мінерал. наук,
e-mail: gafichip@dtek.com

Олександр ШАБАТУРА¹, д-р геол. наук, доц.
ORCID ID: 0000-0003-0810-3701
e-mail: oshabatura@knu.ua

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

²ДТЕК Нафтогаз

НОВІ НАПРЯМИ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ У ГЛИБОКОЗАЛЕГЛИХ ВІДКЛАДАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ: ВИКЛИКИ ТА МОЖЛИВОСТІ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, ст. дослідником Олександром МЕНЬШОВИМ)

Вступ. Присвячено актуальній проблемі стабілізації видобутку вуглеводнів в Україні через зміну підходів до геологорозвідувальних робіт у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ). На сучасному етапі більшість традиційних родовищ регіону перебувають на стадії пізньої експлуатації з виснаженням запасів понад 80 %. Метою роботи є обґрунтування необхідності переходу від пошуку класичних антиклінальних структур до системного освоєння складних неструктурних пасток та ущільнених колекторів (Tight Gas) на великих глибинах (понад 5 км).

Методи. Дослідження ґрунтується на ретроспективному аналізі еволюції геологорозвідувальних робіт у ДДЗ, що охоплює період понад 70 років. Застосовано комплексний підхід, який поєднує аналіз результатів глибокого буріння з використанням сучасних цифрових технологій: високощільної сейсмозвідки 3D (технологія Point Receiver), пружної та синхронної сейсмічної інверсії, геомеханічного моделювання та машинного навчання (AI) для автоматизованої ідентифікації нафтогазоперспективних об'єктів.

Результати. Встановлено, що подальший розвиток ресурсної бази ДДЗ пов'язаний із глибокозалеглими відкладами нижнього карбону. Виділено ключові технологічні напрями, що забезпечують успішність геолого-розвідувальних робіт у складних гірничо-геологічних умовах: перехід до пошуку літологічно обмежених та стратиграфічних пасток, виявлення зон розвитку вторинної пористості в ущільнених пісковицях та застосування горизонтального буріння з багатостадійним гідророзривом пласта. Наведено досвід компанії ДТЕК Нафтогаз, який підтверджує ефективність інтеграції геолого-технологічних даних для мінімізації ризиків при освоєнні горизонтів на глибинах 5,5–6,5 км. Оцінено потенціал нерозвіданих ресурсів нетрадиційних об'єктів ДДЗ у межах 100–150 млрд м³ газу.

Висновки. Доведено, що стратегічна зміна парадигми від "пошуку структур" до "пошуку моделей осадконакопичення та зон розвитку поліпшених колекторів" є критичною для виживання нафтогазової галузі України. Впровадження інноваційних методів обробки даних та геомеханічного супроводу буріння дає змогу не лише підтримувати рівень видобутку, а й відкривати нові типи покладів у глибоких горизонтах зрілого басейну.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, глибокі горизонти, стратиграфічні пастки, ущільнені колектори (Tight Gas), сейсмічна інверсія, геомеханічне моделювання, штучний інтелект, ресурсний потенціал.

Вступ

На сьогодні можна із впевненістю стверджувати, що світова нафтогазова галузь увійшла у фазу "пост-структурної" розвідки. Дослідження (Sternbach, 2020; Gluyas, & Swarbrick, 2021) доводять, що в зрілих басейнах фонд антиклінальних пасток вичерпаний майже на 85–90 %. Сучасна ділянка *creating curve* (кривої розподілу відкриттів) нових родовищ нафти і газу "структурного типу" демонструє стагнацію. Проте автори вказують на "друге дихання" нафтогазової галузі, яке пов'язане з переходом до розвідки і експлуатації стратиграфічних пасток. Відкриття родовищ стратиграфічного типу дало змогу збільшити успішність ГРП у басейнах, що вважалися виснаженими (Нетрадиційні джерела вуглеводнів України, 2014; Кришталь, 2015; Якушенко та ін., 2015; Витвицький та ін., 2016). Цей факт прямо корелює з досвідом ДТЕК НГ щодо Семиренківського кластера, де нові

відкриття пов'язані не з підняттями, а з літологічним екрануванням. Для розуміння того, на якій стадії перебуває нині українська нафтогазова галузь, у частині направленості ГРП (обсягів і цільових горизонтів) на нафту і газ, доцільно виконати її ретроспективний аналіз. Враховуючи кількісні показники – інтегральний і диференціальний приріст запасів з часом, глибину продуктивних покладів і обсяг буріння – можна спробувати виявити такі ключові зміни ГРП.

У першому наближенні, за кількісними показниками приросту запасів газу по Східному регіону можна виділити чотири основних періоди.

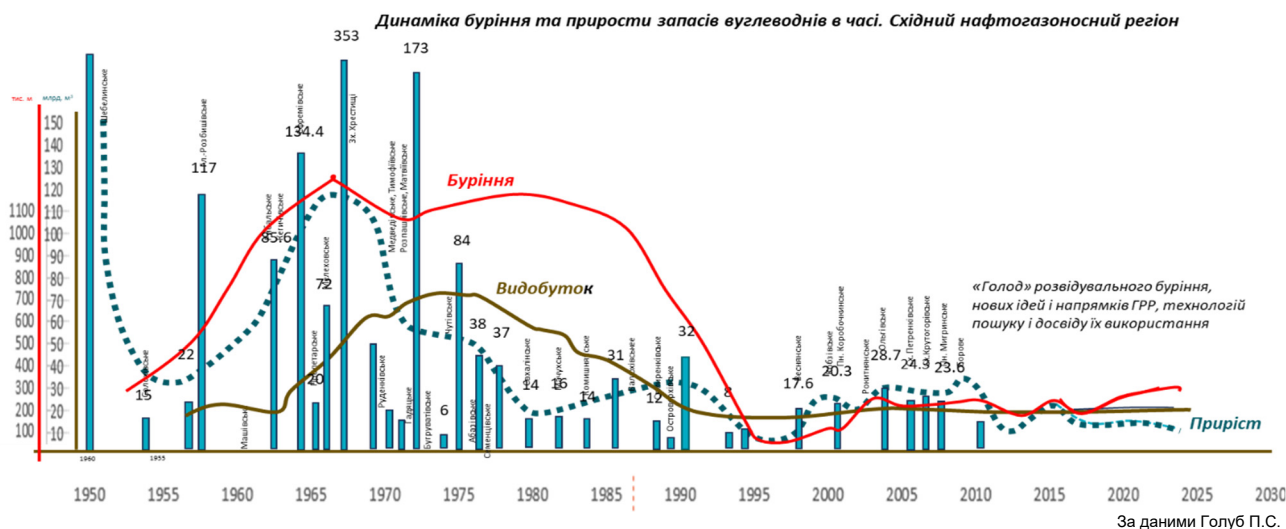
За перші 20 років розвідки (1950–60 рр.) відкрито 2/3 розвіданих запасів. Характерні особливості періоду: великі відкриття та малі глибини покладів (2–4 км); приріст запасів – 1,7 трлн м³. Основні відкриття: Шебелинське родовище, 1950–733 млрд м³ (1,5–2,5 км;

© Вижва Сергій, Гафич Іван, Шабатура Олександр, 2026

продуктивні відклади P1, C3) та Західнохрестищенське, 1968–348 млрд м³ (2,5–4,0 км; P1, C3). Сумарні запаси цих двох родовищ (1082 млрд м³) становлять майже половину всіх розвіданих запасів Східного регіону (рис. 1).

Другий період, що охоплює 1970–80 рр., відзначався здійсненням глибокого розвідувального буріння, що дало приріст більше десятки родовищ із запасами

20–30 млрд м³ кожне. Значні відкриття пов'язані з Яблунівським родовищем, 1977 р. – 89 млрд м³ (3–5 км; C2-D), Розпашнівським родовищем, 1973 р. – 48 млрд м³ (3,5–4,5 км; P1, C1). Відзначаємо збільшення глибини розвідувального буріння до – 3,5–5,5 км, що в результаті дало приріст запасів більш як на 300 млрд м³.



Третій період (1970–80 рр.) можна пов'язувати із початком промислового освоєння об'єктів стратиграфічного типу (глибокі горизонти XIIa МФГ). Характерні ознаки періоду: середні за запасами родовища і великі глибини (4,5–6 км); приріст запасів – 250 млрд м³. Основні відкриття: Березівське родовище, 1980 р. – 25 млрд м³ (4,5–6 км; C1 – Ct); Руденківсько-Червонозаводське, 1987 – 23 млрд м³ (4–6 км; C1–Ct).

Четвертий період (2000–20 рр.) відзначився лише дрібними відкриттями на великих глибинах (до 5,5–6,5 км) із приростом запасів – 300 млрд м³. Основне відкриття – Кобзівське родовище, 2003 р. – 22 млрд м³ (3,5–4 км; P1–C3).

На графіку (рис. 1) видно просідання обсягу буріння в 2000-х роках до 250–300 тис. м, що не забезпечує рівня приросту запасів відносно попереднього аналогічного періоду 1980-х. При цьому відбулося суттєве зниження частки розвідувального буріння в загальному обсязі. Із середини 1990-х рр. видобуток не компенсується приростом запасів. Вже в кінці 70-х років ГРП ввійшли в пізній етап освоєння басейну, що проявилось у виснаженні фонду нафтогазових структур, в якому переважали легкі для виявлення і розвідки родовища. Розмір нових відкритих родовищ з 1980-х до 2000-х рр. знизився приблизно в 5–6 разів.

Постановка проблеми. На сьогодні можна бачити невідповідність між існуючими геологічними моделями та фактичними результатами буріння на глибинах 5 км і більше, тобто сформувався певний "геологічний розрив", коли ми перебуваємо на початковій стадії освоєння стратиграфічних об'єктів і маємо значне відставання від світових трендів (10–15 % в Україні проти 40–50 % і більше в провідних світових компаніях). У довгостроковій перспективі, за незмінності ситуації, це призведе до зменшення видобутку. Обсяги буріння, напрями робіт не дають змоги в довгостроковій перспективі забезпечити країну газом власного видобутку.

Мета дослідження. Ключові завдання цієї статті:

- обґрунтування нових перспективних напрямів ГРП на газ, що одночасно тягне за собою вирішення пов'язаних з ними геологічних завдань;
- на основі світового досвіду і досвіду реалізації окремих проєктів ДТЕК Нафтогаз розробка рекомендацій щодо інтенсифікації робіт з дорозвідки родовищ і проведення робіт з важковидобувними запасами (наприклад, горизонтальне буріння і БГРП в початковій фазі)

Огляд літератури та світового досвіду. Фундаментальні дослідження та зміна парадигми ГРП. Потенціал України не обмежується вже майже вичерпаними нафтогазовими об'єктами "структурного типу, оскільки на великих глибинах існують "вторинні колектори" з високою продуктивністю, які не прив'язані до антиклінальних підняттях. Можна звернутися до концепції "нафтогазоносності депресійних відкладів" на глибинах понад 5,5–7 км (Lukin, 2010, 2014; Лукін та ін., 2016, 2020, 2024a, 2024b), на яких діють специфічні процеси розущільнення порід під впливом глибинних гідротермальних флюїдів. Ключовий висновок досліджень: трансформація порід-колекторів у глибоко-залеглих відкладах ДДЗ згідно з (Вишва та ін., 2017; Гафич та ін., 2017; Гнідець та ін., 2010; Григорчук та ін., 2014) полягає в тому, що на глибині понад 5 км первинна пористість суттєво знижується, а промисловий видобуток стає можливим лише в зонах розвитку вторинної пористості або в ущільнених пісковицях (*Tight Gas*).

Зрілі басейни світу демонструють успішне "перезавантаження" ГРП через широке залучення неструктурних пасток. Численні регіональні кейси по Північному морю, Мексиканській затоці тощо (Patruno et al., 2015; Magoon, & Dow, 1994; Snedden et al., 2020; Abreu et al., 2010; Gawthorpe, & Leeder, 2000; Dai et al. 2012; Jarvie, 2012; Ratcliffe, 2021) можуть виступати як прямими аналогами (і водночас прикладами для імплементації) для України. Зокрема відомі випадки, коли після 40 років видобутку відкривалися гігантські поклади в літологічних пастках,

які раніше ігнорувалися. Це підкріплює ідею статті про те, що Україна має значний потенціал – 100–150 млрд м³ газу саме в таких об'єктах, якщо змінити фокус розвідки.

Згадані дослідження обґрунтовують необхідність переходу від структурного до літолого-фаціального аналізу, оскільки саме тип фації (наприклад, руслові і авандельтові пісковики, ізольовані піщані тіла, в тому числі гравітаційної природи) визначає наявність покладів газу.

Технологічний прорив – від сейсміки до штучного інтелекту. Стратиграфічні пастки стають видимими лише завдяки переходу від "геометрії" покладу до "фації", тому сучасні роботи (Zhao et al. 2019, Yu An et al. 2023, Posamentier, & Kolla, 2003; Zhang et al, 2018; Simm, & Bacon, 2014) акцентують на тому, що класична 3D-сейсміка вже недостатня, в умовах коли її можливості обмежуються розподільною здатністю методу та великими операційними затратами. Необхідна еластична інверсія та сейсмічна геоморфологія, щоб отримувати не стільки сейсмічний розріз, а і фізичні параметри пласта (густину, пористість), які дають змогу "бачити" газ у щільних монотонних товщах порід до початку буріння та ідентифікувати, із застосуванням технологій ШІ, "невидимі" раніше об'єкти – палеорусла та врізи (Zhao et al. 2019) або використання нейронних мереж для підвищення точності визначення фільтраційно-ємнісних властивостей з використанням петрофізичних і геохімічних даних (Вижва та ін., 2025). Оскільки достовірність прогнозів на глибинах розвідки у 5–6 км знижується, то ефект дають нові технології обробки і інтеграції даних: еластична і геостохастична інверсія даних 3-Д-сейсморозвідки в комплексі з іншою геолого-геофізичною інформацією.

Глибоководні системи та палеоландшафти. Моделювання турбідитних систем та палеофаціальних реконструкцій є ключем до розуміння будови і властивостей глибоких горизонтів. Фундаментальні роботи із секвентної стратиграфії (Catuneanu et al. 2009; Posamentier, & Kolla, 2003; Sylvester et al., 2019; Covault, & Graham, 2010; Talling et al., 2015) доводять, що на великих глибинах (5–7 км) продуктивні тіла мають форму вузьких каналів або конусів виносу.

У світі нині глибоководні турбідіти, пасивні континентальні окраїни, карбонатні рифи є основними об'єктами пошуку, тоді як в Україні такими об'єктами є переважно тільки глибоководні відклади ХІІа мікрофаністичного горизонту (МФГ) та літо-фаціальні пастки прибортових зон ДДЗ. Стратегія пошуку, на думку авторів, має базуватися на відстеженні генетичних типів відкладів (фацій), а не просто на пошуку найвищої точки пласта. Це важливий аспект, оскільки обґрунтовується розширення географії пошуків на бокові частини ДДЗ, де розвинені саме такі стратиграфічні об'єкти. До того ж, як вказують секвент-стратиграфічні дослідження карбонатів (Омельченко та ін., 2018) – нетрадиційні карбонатні резервуари (рифогенні тіла) нижнього карбону часто мають кращі фільтраційно-ємнісні властивості, ніж теригенні пласти.

Все це разом теоретично обґрунтовує успіх буріння "неструктурних" об'єктів, до 90 % якого залежить від достовірності і точності седиментологічної моделі палео-врізів та русел.

Інтенсифікація низькопроникних колекторів. На відміну від традиційних пасток, газ у щільних пісковиках просторово розподілений і потребує технологій інтенсифікації. Успіх розробки таких колекторів на глибинах 5 км і більше залежить від "геомеханічного моделювання" – розуміння того, як пласт реагуватиме на ГРП в умовах

надвисоких тисків (Holditch, 2006; Zou, 2017). Для українського газу ущільнених колекторів, яким притаманні такі технологічні бар'єри при розробці, як низька проникність та високі пластові тиски і температури, критичним є не просто буріння, а правильний вибір технологічних рідин та режимів ГРП (Фік, 2019) та необхідність впровадження геомеханічних моделей за траєкторіями горизонтальних стовбурів свердловин для точного прогнозування видобутку на довгостроковий період (традиційні методи оцінки запасів для таких покладів дають похибку до 40 %) (Кондрат та ін., 2018).

Економіка ризиків та успішність (CSR). Стратиграфічні об'єкти мають вищий ризик, але обіцяють більшу винагороду. Аналітичні огляди Rose та Wood Mackenzie (Rose, 2012; Wood, 2016) порівнюють *Commercial Success Rate* (CSR) "структурних" і "стратиграфічних свердловин". Отриманий висновок свідчить, що хоча ризик отримання "сухої" свердловини у стратиграфічній пастці вищий на 15–20 %, обсяг відкритих запасів на одну свердловину в середньому вищий у 2,5 раза порівняно з "добуванням" старих структур. А. Milkov проаналізував більше тисячі свердловин і довів, що частка успіху у стратиграфічних пастках із року в рік зростає або зрівнюється зі структурними пастками (Milkov, 2022). Світова статистика свідчить, що частка великих родовищ у стратиграфічних пастках до 2000-х рр. зросла на 10–15 %; після 2000-х – до 50 %. CSR стратиграфічних об'єктів до 2000-х рр. – до 20 %, а після 2000-х до 50 % (рис. 2). В Україні на ДДЗ відкрито понад 220 родовищ і тільки до 10–15 % з них пов'язані з неструктурними об'єктами. Зрозуміло, що нафтогазові компанії обґрунтовують свою стратегію щодо зосередження більшої частки (іноді до 90 %) пошукового буріння на нових типах об'єктів.

Результати

1. Нарощування видобутку і технології роботи з Tight gas. Основні запаси газу ущільнених колекторів родовищ ДДЗ зосереджені на глибинах 5 і більше км (табл. 1). Оцінка запасів в діючих районах газовидобутку сягає за оцінкою фахівців близько 10–150 млрд м³, а основний цільовий продуктивний комплекс – верхній візе.

Запропоновані технології для розробки ущільнених колекторів полягають у застосуванні горизонтального буріння і ГРП та потребують додаткових затрат, пов'язаних із глибиною розробки.

Але сьогодні передові методи розвідки ущільнених колекторів та якісне розкриття продуктивних пластів вже дають позитивний результат. Тому сучасні акценти мають бути розставлені на виявленні *sweet spots* (рис. 3), бурінні (фокус на дебіті, а не на валовому обсягу "проходки") та якісному розкритті продуктивних горизонтів.

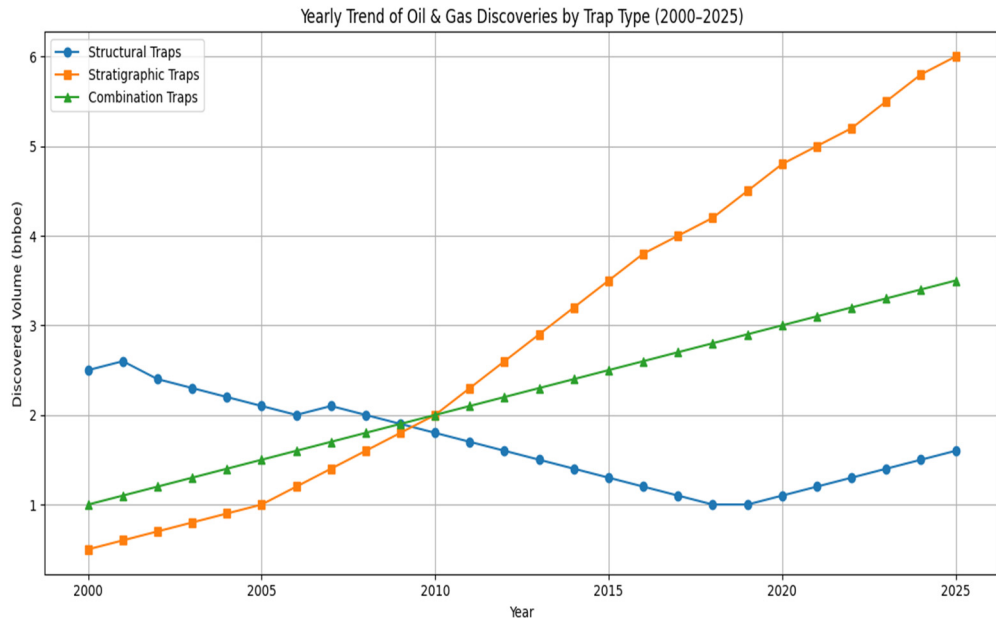
2. Буріння: якісне розкриття пласта – ключовий елемент видобутку газу з ущільнених колекторів. На основі комплексного підходу (розробив ДТЕК Нафтогаз за участі Геосинтез Інжиніринг) сформульовано ряд технологічних рішень, які є найоптимальнішою стратегією щодо розкриття пластів ущільнених колекторів.

Досвід застосування запропонованих технологічних рішень, на прикладі об'єктів ДТЕК Нафтогаз, був багатонадійний. Отримано додатково 10–15 % видобутку Семиренківського ГКР з ущільнених порід. Вдалося досягти зниження граничного Кп з 8+ до 6–7 %, а це, у свою чергу, збільшило у середньому на 10–20 м потужність працюючого інтервалу на свердловину. Дебіти свердловин спеціально пробурених на Tight gas – 100–250 тис. м³/д,

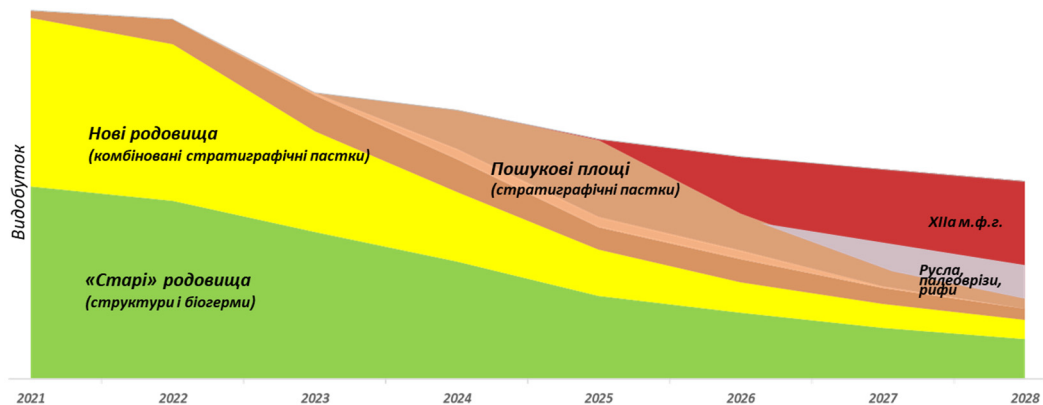
тоді як для традиційних колекторів середні дебіти свердловин ДТЕК НГ – 300–500 тис. м³/д.

3. Stratigraphic traps: об'єкти неструктурного типу. Стратиграфічні пастки більше не є "сліпими зонами", - завдяки сучасним технологіям вони стали основою нових

відкриттів. Успіх залежить від високоякісної 3-Д-сейсморозвідки, глибокої інтеграції даних, поєднання геологічної інтуїції і досвіду та глибокого буріння, що уможливило і доступ до турбідитів і карбонатів.



а



б

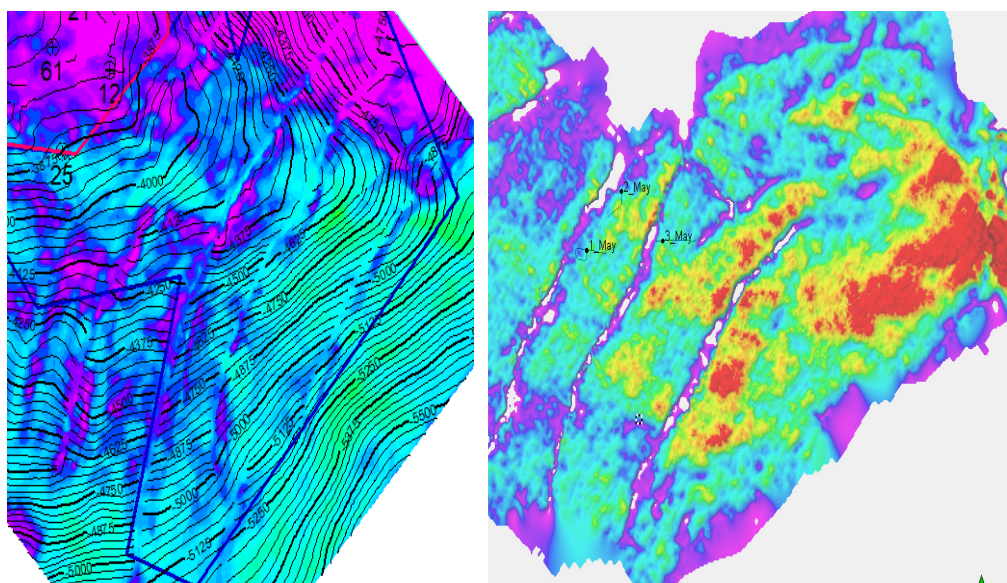
Рис. 2. Річні тренди нафтогазових відкриттів:

а – Світу за 2000–2025 рр; б – України за 2021–2028 (прогноз), залежно від типу пастки
(• структурна, □ стратиграфічна, Δ комбінована)

Таблиця 1

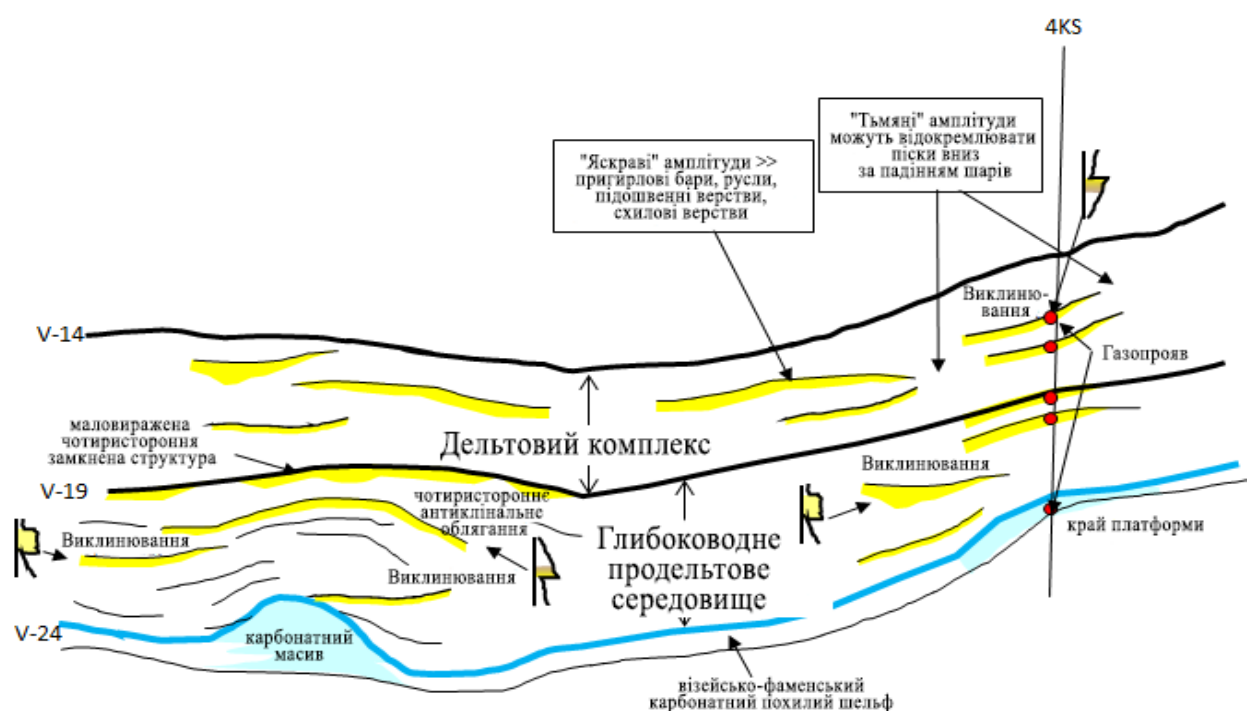
Розподіл важковидобувних запасів у межах Дніпровсько-Донецької западини, млрд м³

Відклади	Глибина, км			Всього
	до 4	4–5	більше 5	
Нижньопермсько-верхньокам'яновугільні	7,1		0,5	7,6
Середньокам'яновугільні	3,5	4,7	4,0	12,2
Серпухівські	1,2	2,8	0,4	4,4
Візейські	2,9	9,0	31,2	43,1
Турнейські	2,3	5,4	4,7	12,4
Верхньодевонські	0,5		8,0	8,5
Всього	17,5	21,9	48,8	88,2



Геомехніка (3-Д сейсміка+ГДС)	Стійкість стовбуру Порові і пластові тиски Зони поглинань, осипань стінок Конструкція свердловини	Якість проектних рішень (прогноз гірничо-геологічних умов буріння)
Моделювання умов буріння (керна)	Програми бурових робіт Допустимі репресії на пласт Ступінь пошкодження колектора Превентивні заходи	Гранично-допустимих репресій на пласт, густини і типи бурових розчинів (орієнтація на дебіт)
Бурові розчини Вуглеводневі емульсії (WITER-II)	Бурові роботи дружні до пласта Мінімальна фільтрація Багаторазове використання Безпека і швидкість буріння	Мінімальний вплив на пласт (особливо при попонижених пластових тисках) Зниження аварій та ускладнень
Цементи на вуглеводневій основі: Полегшений нафтоцементний розчин	Запобігання утворенню в'язких сполук фільтратів розчинів на вуглеводневій основі і цементів на основі в порах призабійної зони пласта Висока міцність при НРНТ (високого тиску і високої температури)	Максимальне збереження проникності призабійної зони пласта (критично для ущільнених колекторів)

Рис. 3. Приклади ідентифікації ущільнених колекторів на Майорівському ГКР (sweet spots)

Рис. 4. Приклад об'єднаного куба даних, з яким нині працює ДТЕК НГ у межах Семиренківського кластера, площа якого становить понад 3 000 км²

Для досягнення цих цілей, ідентифікації об'єктів неструктурного типу, необхідно інтегрувати дані сейсморозвідки, каротажу, керну, петрофізики та моделювання міграції вуглеводнів. Успішність буде зростати при нарощуванні обсягів 3-Д-сейсморозвідки, яка дасть змогу отримувати більш повні і достовірні дані на великих глибинах, розширюючи район досліджень.

На прикладі конкретних родовищ (Семиренківське, Мачухське) можна побачити як здійснюється інтеграція сейсмічних даних 3D та результатів буріння, що дає змогу будувати цифрові моделі комбінованих пасток (рис. 4).

Дискусія і висновки

I. Нові перспективні об'єкти ГРП на нафту і газ охоплюють:

1. Глибокі горизонти, як продовження досить успішного досвіду глибокого буріння 1970–80-х рр., але перейшовши з цільових глибин 5 км і більше до глибин 6 км і більше.

2. Зберігається традиційний тренд на розвідку покладів "неструктурного типу", наприклад МФГ XIIa (ізолювані піщані тіла структурних наносів) та/або девонських великих структурних об'єктів.

3. Крайові прогини і моноклінальні схили, зосереджуючись при цьому на вивченні природи і розвитку пісковиків (*Stratigraphic traps*).

4. Дорозвідка відкритих родовищ, а саме на крилах структур і горизонтами ущільнених колекторів.

II. Другий тип рекомендацій стосується продовження досліджень "структури" колекторів, особливо щодо поведінки ущільнення їх з глибиною, та застосування сучасних технологій сейсморозвідки, розкриття пластів та інтенсифікації видобутку.

Для підтримання і нарощування існуючого рівня видобутку газу необхідно для об'єктів ущільнених колекторів (*Tight gas*) розробляти і впроваджувати технології та набирати досвід горизонтального буріння і ГРП/БГРП.

Для нарощування видобутку газу для об'єктів "стратиграфічного" типу (*Stratigraphic traps*) слід впроваджувати технології 3-Д-сейсморозвідки, обробки та інтеграції даних геології і геофізики, седиментології.

Робота на перспективу полягає в поповненні ресурсного фонду, працюючи із глибокими горизонтами (великі структури девону і біогерми турне) за допомогою технології 3-Д-сейсморозвідки, буріння і наступного освоєння.

Таким чином, здійснюючи реалізацію цього плану, можна виконати перехід до пошуку неструктурних пасток і видобутку *Tight gas* як єдиного шляху стабілізації та нарощування видобутку, оскільки вони виступатимуть основним джерелом приросту запасів на наступні 10–15 років.

Внесок авторів: Сергій Вижва – концептуалізація, методологія, написання (оригінальна чернетка, перегляд і редагування); Іван Гафич – валідація даних, формальний аналіз; Олександр Шабатура – обчислення, формальний аналіз, написання (оригінальна чернетка, перегляд і редагування).

Джерела фінансування. Це дослідження не отримало жодного гранту від фінансової установи в державному, комерційному або некомерційному секторах.

Список використаних джерел

- Вижва, С., Гафич, І., Гожик, А., Шабатура, О., & Шнюков, С. (2025). Геохімічно-петрофізична оцінка літологічної та колекторської мінливості керну свердловин на прикладі Руновщинської нафтогазоносною площі Дніпровсько-Донецької западини (попередні результати). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(110), 87–97. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.110.10>
- Вижва, С., Шинкаренко, А., Безродна, І., Щуров, І., Гафич, І., & Солодкий, С. (2017). Вплив змінного тиску на акустичні та емісійні властивості теригенних порід-колекторів (на прикладі зразків Семиренківської площі). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(76), 19–26. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.76.03>

Витвицький, Я. С., & Лебега, О. В. (2016). Світовий досвід видобування сланцевого газу. *Науковий вісник ІФНТУНГ: серія "Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості"*, 2(14), 40–52.

Гафич, І., Лазарук, Я., & Щуров, І. (2017). Методичні аспекти прогнозування складнопобудованих порід-колекторів (на прикладі Семиренківського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини). *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(172–173), 29–40. <https://surl.li/zzyddj>

Гнідець, В. П., & Григорчук, К. Г. (2010). *Літолого-фаціальні моделі та палеогеографія карбону Дніпровсько-Донецької западини*. Наукова думка.

Григорчук, К. Г. (2014). Вторинні перетворення порід-колекторів нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини та їх вплив на формування пустотного простору. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2, 48–60.

Григорчук, К. Г., & Гнідець, В. П. (2018). Літогенетичні передумови формування колекторів вуглеводнів у глибозанурених комплексах ДДЗ. *Геодинаміка*, 1, 85–96.

Довжок, Т. Є. (2018). Сейсморозвідка в Україні: проблеми та перспективи. *Геологічний журнал*, 3, 73–86.

Довжок, Т. Є., Вівчаренко, О. В., Захарчук, С. М., & Канцір, С. О. (2019). Результати регіональних сейсморозвідувальних досліджень – основа для нарощування ресурсної бази вуглеводнів. *Нафтогазова галузь України*, 3, 3–13.

Кондрат, Р. М., & Кондрат, О. Р. (2018). *Моделювання процесів нафтогазовидобування*. ІФНТУНГ.

Кришталь, А. М. (2015). Світовий досвід вивчення та використання не-традиційних вуглеводневих ресурсів. *Мінеральні ресурси України*, 1, 27–37.

Куровець, І. М. (Ред.). (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Т. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми*. Ніка-Центр.

Лукін, О. Ю., Гафич, І. П., & Лукін, Я. В. (2024a). Фактори та механізми формування продуктивних вторинних колекторів у глибозалягаючих нафтогазоносних комплексах. Стаття 1: Тектонофізичні механізми розушлювання нижньокам'яновугільних кварцито-пісковиків центральної частини Дніпровсько-Донецької западини на глибинах понад 4,5 км. *Мінеральні ресурси України*, 1, 12–22. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.1.12-22>

Лукін, О. Ю., Гафич, І. П., & Лукін, Я. В. (2024b). Фактори та механізми формування продуктивних вторинних колекторів у глибозалягаючих нафтогазоносних комплексах. Стаття 2: Карбонатні мінерали – літогенетичні та тектонофізичні індикатори умов формування вторинних колекторів на великих глибинах. *Мінеральні ресурси України*, 2, 42–49. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.2.42-49>

Лукін, О. Ю., Гафич, І. П., Гончаров, Г. Г., Макогон, В. В., & Пригаріна, Т. М. (2020). Вуглеводневий потенціал надр України та головні напрями його освоєння. *Мінеральні ресурси України*, 4, 28–38. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.4.28-38>

Лукін, О. Ю., Гафич, І. П., Макогон, В. В., & Холодних, А. Б. (2016). Перспективи нафтогазоносності глибозалягаючих уолсортських карбонатних куполів у центральній частині Дніпровсько-Донецької западини. *Доповіді Національної академії наук України*, 8, 70–78. <https://doi.org/10.15407/dopovid2016.08.070>

Омельченко, В. Г., & Вітрик, С. П. (2018). Секвенс-стратиграфічний аналіз карбонатних відкладів нижнього карбону північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Теоретичні та прикладні аспекти геології*, 4, 34–45.

Фік, І. М. (2019). Особливості освоєння ресурсної бази вуглеводнів України на сучасному етапі. *Питання розвитку газової промисловості*, 47, 7–16.

Якушенко, Л. М., & Яковлев, Є. О. (2013). *Перспективи видобутку сланцевого газу в Україні: екологічні аспекти*. Національний інститут стратегічних досліджень. <http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/slanets-19b15.pdf>

Abreu, V., Neal, J. E., Bohacs, K. M., & Kalbas, J. L. (2010). *Sequence stratigraphy of siliclastic systems: The ExxonMobil methodology* (SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, No. 9). SEPM Society for Sedimentary Geology. <https://doi.org/10.2110/csp.10.09>

An, Y., Du, H., Ma, S., Niu, Y., Liu, D., Wang, J., Du, Y., Childs, C., Walsh, J., & Dong, R. (2023). Current state and future directions for deep learning based automatic seismic fault interpretation: A systematic review. *Earth-Science Reviews*, 243, 104509. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104509>

Baker, G. S., & Jol, H. M. (Eds.). (2007). *Stratigraphic analyses using GPR* (Special Paper 432). Geological Society of America. <https://doi.org/10.1130/2007.2432>

Catuneanu, O. (2006). *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier.

Galloway, W. E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis I: Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *AAPG Bulletin*, 73(2), 125–142. <https://doi.org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D>

Pyles, D. R., Straub, K. M., & Stammer, J. G. (2019). Spatial variations in the accumulation of sediment waves in submarine channels. *Sedimentology*, 66(4), 1168–1182. <https://doi.org/10.1111/sed.12539>

Talling, P. J., Allin, J., Armitage, D. A., Arnott, R. W. C., Cartigny, M. J., Clare, M. A., Heijnen, M. S., Hizzett, J. L., Sumner, E. J., & Paull, C. K. (2015). Key future directions for research on turbidity currents and their deposits. *Journal of Sedimentary Research*, 85(2), 153–169. <https://doi.org/10.2110/jsr.2015.03>

Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M., Campion, K. M., & Rahmanian, V. D. (1990). *Siliclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: Concepts for high-resolution correlation of time and facies* (Methods in Exploration Series, No. 7). AAPG. <https://doi.org/10.1306/Mth7512>

Wood, D. A. (2016). Gas and oil exploration and production asset portfolio management and capital allocation using multiple-objective and real-

option programming. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 353–376. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.041>

Zhang, J., Lin, C., Li, H., Zhang, T., Dong, D., & Zhao, Q. (2024). Sedimentary characteristics and model of tight sandstone of the Yanchang Formation in the Ordos Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 262, 105995. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2023.105995>

References

Abreu, V., Neal, J. E., Bohacs, K. M., & Kalbas, J. L. (2010). *Sequence stratigraphy of siliciclastic systems: The ExxonMobil methodology* (SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology, No. 9). SEPM Society for Sedimentary Geology. <https://doi.org/10.2110/csp.10.09>

An, Y., Du, H., Ma, S., Niu, Y., Liu, D., Wang, J., Du, Y., Childs, C., Walsh, J., & Dong, R. (2023). Current state and future directions for deep learning based automatic seismic fault interpretation: A systematic review. *Earth-Science Reviews*, 243, 104509. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104509>

Baker, G. S., & Jol, H. M. (Eds.). (2007). *Stratigraphic analyses using GPR* (Special Paper 432). Geological Society of America. <https://doi.org/10.1130/2007.2432>

Catuneanu, O. (2006). *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier.

Dovzhok, T. Ye. (2018). Seismic exploration in Ukraine: Problems and perspectives. *Geologichnyy Zhurnal*, 3, 73–86 [in Ukrainian].

Dovzhok, T. Ye., Vivcharenko, O. V., Zakharchuk, S. M., & Kantsir, S. O. (2019). Results of regional seismic survey research – the basis for increasing the hydrocarbon resource base. *Oil and Gas Industry of Ukraine*, 3, 3–13 [in Ukrainian].

Fik, I. M. (2019). Peculiarities of development of the hydrocarbon resource base of Ukraine at the modern stage. *Questions of Gas Industry Development*, 47, 7–16 [in Ukrainian].

Galloway, W. E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis I: Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. *AAPG Bulletin*, 73(2), 125–142. <https://doi.org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D>

Hafych, I., Lazaruk, Ya., & Shchurov, I. (2017). Methodical aspects of forecasting complex reservoir rocks (on the example of Semyrenkivske oil and gas condensate field of Dnieper-Donets Depression). *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 3–4(172–173), 29–40 [in Ukrainian]. <https://surl.li/zzdydj>

Hnidets, V. P., & Hryhorchuk, K. H. (2010). *Lithofacies models and paleogeography of the Carboniferous of the Dnieper-Donets Depression*. Naukova Dumka [in Ukrainian].

Hryhorchuk, K. H. (2014). Secondary transformations of the Lower Carboniferous reservoir rocks of the Dnieper-Donets Depression and their influence on the formation of void space. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 1–2, 48–60 [in Ukrainian].

Hryhorchuk, K. H., & Hnidets, V. P. (2018). Lithogenetic prerequisites for the formation of hydrocarbon reservoirs in deep-seated complexes of the DDD. *Geodynamics*, 1, 85–96 [in Ukrainian].

Kondrat, R. M., & Kondrat, O. R. (2018). *Modeling of oil and gas production processes*. IFNTUNG [in Ukrainian].

Kryshkal, A. M. (2015). World experience in the study and use of unconventional hydrocarbon resources. *Mineral Resources of Ukraine*, 1, 27–37 [in Ukrainian].

Kurovets, I. M. (Ed.). (2014). *Unconventional hydrocarbon sources of Ukraine: Vol. 1. Unconventional hydrocarbon sources: Problem overview*. Nika-Tsentr [in Ukrainian].

Lukin, O. Yu., Hafych, I. P., & Lukin, Ya. V. (2024a). Factors and mechanisms of productive secondary reservoirs formation in deep-seated oil-and-gas bearing complexes. Article 1: Tectonophysical mechanisms of decompaction of the Lower Carboniferous quartzite-sandstones of the central part of the Dnieper-Donets Depression at depths of over 4.5 km. *Mineral Resources of Ukraine*, 1, 12–22 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.1.12-22>

Lukin, O. Yu., Hafych, I. P., & Lukin, Ya. V. (2024b). Factors and mechanisms of productive secondary reservoirs formation in deep-seated oil-and-gas bearing complexes. Article 2: Carbonate minerals as lithogenetic and tectonophysical indicators of secondary reservoir formation conditions at great depths. *Mineral Resources of Ukraine*, 2, 42–49 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.2.42-49>

Lukin, O. Yu., Hafych, I. P., Honcharov, H. H., Makohon, V. V., & Pryharina, T. M. (2020). Hydrocarbon potential of the subsurface of Ukraine and main directions of its development. *Mineral Resources of Ukraine*, 4, 28–38 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.4.28-38>

Lukin, O. Yu., Hafych, I. P., Makohon, V. V., & Kholodnykh, A. B. (2016). Prospects of oil and gas bearing of deep-seated Waulsortian carbonate buildups in the central part of Dnieper-Donets Depression. *Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 8, 70–78 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/dopovidi2016.08.070>

Omelchenko, V. H., & Vitryk, S. P. (2018). Sequence stratigraphic analysis of the Lower Carboniferous carbonate deposits of the northwestern part of the Dnieper-Donets Depression. *Theoretical and Applied Aspects of Geology*, 4, 34–45 [in Ukrainian].

Pyles, D. R., Straub, K. M., & Stammer, J. G. (2019). Spatial variations in the accumulation of sediment waves in submarine channels. *Sedimentology*, 66(4), 1168–1182. <https://doi.org/10.1111/sed.12539>

Talling, P. J., Allin, J., Armitage, D. A., Arnott, R. W. C., Cartigny, M. J., Clare, M. A., Heijnen, M. S., Hizzett, J. L., Sumner, E. J., & Paull, C. K. (2015). Key future directions for research on turbidity currents and their deposits. *Journal of Sedimentary Research*, 85(2), 153–169. <https://doi.org/10.2110/jsr.2015.03>

Van Wagener, J. C., Mitchum, R. M., Campion, K. M., & Rahmanian, V. D. (1990). *Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: Concepts for high-resolution correlation of time and facies* (Methods in Exploration Series, No. 7). AAPG. <https://doi.org/10.1306/Mth7512>

Vytvytskyi, Ya. S., & Lebeda, O. V. (2016). World experience of shale gas extraction. *Scientific Bulletin of IFNTUNG: Series "Economics and Management in the Oil and Gas Industry"*, 2(14), 40–52 [in Ukrainian].

Vyzhva, S., Hafych, I., Hozhyk, A., Shabatura, O., & Shnyukov, S. (2025). Geochemical and petrophysical evaluation of lithological and reservoir variability of well core on the example of Runovshchyna oil and gas bearing area of Dnieper-Donets Depression (preliminary results). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3(110), 87–97 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.110.10>

Vyzhva, S., Shynkarenko, A., Bezrodna, I., Shchurov, I., Hafych, I., & Solodkyi, Ye. (2017). Influence of variable pressure on acoustic and capacitive properties of terrigenous reservoir rocks (on the example of Semyrenkivska area samples). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(76), 19–26 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.76.03>

Wood, D. A. (2016). Gas and oil exploration and production asset portfolio management and capital allocation using multiple-objective and real-option programming. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 353–376. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.041>

Yakushenko, L. M., & Yakovliev, Ye. O. (2013). *Prospects of shale gas production in Ukraine: Environmental aspects*. National Institute for Strategic Studies [in Ukrainian]. <http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/slanets-19b15.pdf>

Yu, A., Du, H., Ma, S., Niu, Y., Liu, D., Wang, J., Du, Y., Childs, C., Walsh, J., & Dong, R. (2023). Current state and future directions for deep learning based automatic seismic fault interpretation: A systematic review. *Earth-Science Reviews*, 243, 104509. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104509>

Zhang, J., Lin, C., Li, H., Zhang, T., Dong, D., & Zhao, Q. (2024). Sedimentary characteristics and model of tight sandstone of the Yanchang Formation in the Ordos Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 262, 105995. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2023.105995>

Отримано редакцією журналу / Received: 08.12.25

Прорецензовано / Revised: 09.01.26

Схвалено до друку / Accepted: 18.02.26

Опубліковано / Published: 27.02.26

Serhii VYZHVA¹, DSc (Geol.), Prof., Cor. Member of NAS of Ukraine
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Ivan GAFYCH², PhD (Geol.),
Deputy Director for Geology and Exploration
e-mail: gafichip@dtetk.com

Oleksandr SHABATURA¹, DSc (Geol.), Assoc. Prof.
ORCID ID: 0000-0003-0810-3701
e-mail: oshabatura@knu.ua

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine
²DTEK Oil&Gas

NEW DIRECTIONS FOR SEARCHING FOR HYDROCARBONS IN DEEP-SEATED SEDIMENTS OF THE DNIPRO-DONETSK DEPRESSION: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES

Background. The article is dedicated to the topical issue of stabilizing hydrocarbon production in Ukraine by transforming approaches to geological exploration in the Dnieper-Donets Basin (DDB). At the current stage, most of the region's traditional fields are in the late stage of operation, with reserve depletion exceeding 80 %. The aim of the work is to substantiate the necessity of transitioning from searching for classical anticlinal structures to the systematic development of complex non-structural traps and tight gas reservoirs at great depths (over 5 km).

Methods. The research is based on a retrospective analysis of the evolution of geological exploration in the DDB, covering a period of more than 70 years. A comprehensive approach was applied, combining the analysis of deep drilling results with the use of modern digital technologies: high-density 3D seismic (Point Receiver technology), elastic and simultaneous seismic inversion, geomechanical modeling, and machine learning (AI) for automated fault interpretation.

Results. It has been established that the further development of the DDB resource base is associated with deep-seated Lower Carboniferous deposits. The authors identified key technological directions that ensure the success of exploration and appraisal (E&A) in complex mining and geological conditions: the transition to searching for lithologically bounded and stratigraphic traps, identifying zones of secondary porosity development in tight sandstones, and the application of horizontal drilling with multi-stage hydraulic fracturing (MSHF). The experience of DTEK Oil&Gas is presented, confirming the effectiveness of integrating geological and technological data to minimize risks when developing horizons at depths of 5.5–6.1 km. The potential of undiscovered resources of unconventional objects in the DDB is estimated within 100–150 billion m³ of gas.

Conclusions. It is proved that a strategic paradigm shift from "searching for structures" to "searching for depositional models and zones of improved reservoirs" is critical for the survival of Ukraine's oil and gas industry. The implementation of innovative data processing methods and geomechanical support allows not only for maintaining production levels but also for discovering new types of deposits in the deep horizons of a mature basin.

Keywords: Dnieper-Donets Basin, great depths, stratigraphic traps, tight gas reservoirs, seismic inversion, geomechanical modeling, artificial intelligence, resource potential.

Сергій Вижва є головним редактором видання, тому не брав участі у рецензуванні та прийнятті рішення щодо публікації цієї статті.

Олександр Шабатура є членом редколегії видання, тому не брав участі у рецензуванні та прийнятті рішення щодо публікації цієї статті.

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

Serhii Vyzhva is the editor-in-chief, therefore did not take part in the peer-review process or in the decision to publish of this article.

Shabatura Oleksandr is the a member of the journal editorial board, therefore did not take part in the peer-review process or in the decision to publish of this article.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; in the decision to publish the results.