

6. Ihnatov, A. (2021). Analyzing mechanics of rock breaking under conditions of hydromechanical drilling. *Mining of Mineral Deposits*, 15(3), 122–129.
7. Ihnatov A., Koroviaka Ye., Rastsvietaiev V., Tokar L. Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling / Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons (GHT 2020): materials of IV International Scientific and Technical Conference // E3S Web of Conferences. 2021. – Vol. 230. – P. 01016.
8. Hossain, M.E., & Islam, M.R. (2018). *Drilling engineering: problems and solutions*. Wiley – Scrivener publishing.
9. Lyes, B. (2020). *Reconfigurable Manufacturing Systems: From Design to Implementation*. Springer Series in Advanced Manufacturing.
10. Ihnatov, A.O., Haddad, J.S., Koroviaka, Ye.A., et al. (2023) Study of rational regime and technological parameters of the hydromechanical drilling method. *Archives of Mining Sciences*. 2, 285-299.
11. Voitenko, V., & Vitryk, V. (2012). *Tekhnolohiya i tekhnika burinnya [Technology and technique of drilling]*. Kyiv: Center of Europe [in Ukrainian].
12. Azar, J.J., & Robello, S.G. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corporation.
13. Hossain, M.E. (2016). *Fundamentals of drilling engineering*. Scrivener publishing.
14. Aziukovskyi, O.O., Ihnatov, A.O., Koroviaka, Y.A., Rastsvietaiev, V.O., Mekshun, M.R., Askerov, I.K. (2023). Patent of Ukraine 152416 [in Ukrainian].

УДК 622.243.3

DOI: 10.33839/2708-731X-27-1-49-55

**М.Є. Чернова**, д-р техн. наук<sup>1</sup>, **Я.Р. Кунцяк**, н.с.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Івано-Франківський Національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, 76019, м. Івано-Франківськ, e-mail: miracherri1@gmail.com

<sup>2</sup>ПрАТ НДІКБ бурового інструменту, пр. Палладіна, 44, 03680, м. Київ, Україна, e-mail: 5361013@ukr.net

## ОГЛЯД ШЛЯХІВ ВІДНОВЛЕННЯ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ОБСЯГІВ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ У СУЧАСНИХ ТА ПОВОСННИХ УМОВАХ

За аналізом сучасних публікацій та наукового досвіду стосовно закономірностей утворення, залягання та об'ємних запасів вуглеводнів на найбільших світових родовищах та вітчизняних родовищах пропонуються рекомендації стосовно найкоротших шляхів відновлення та збільшення обсягів їх видобутку в Україні. Враховуються сучасні технічні та технологічні можливості глибокого та надглибокого буріння й відновлення існуючих свердловин, що стали доступні впродовж останніх років.

Наводиться порівняльна характеристика аналогічних світових запасів вуглеводневого ресурсу. Кожна компанія володіє власними технологіями та обладнанням, тому шляхи глибокого буріння на сучасному етапі є різноманітними. Основна ідея статті полягає у тому, щоб спрямувати наукові дослідження у єдино-правильному руслі, а саме – досягнення глибоких та надглибоких покладів запасів вуглеводнів.

**Ключові слова:** свердловина, вуглеводні, паливно-енергетичний комплекс.

На сьогодні дуже гострою в нашій державі є необхідність збільшення видобутку власних вуглеводнів, і цілком зрозумілою є необхідність відродження колись потужного паливно-енергетичного комплексу, колапс якого внаслідок обвального падіння обсягів буріння та сейсмозвідки зіграв згубну роль в історії незалежної України [1]. Нагальним є завдання

забезпечити видобуток природної вуглеводневої сировини, і насамперед газу, в таких обсягах, щоб істотно зменшити тягар непомірних витрат та послабити згубну енергетичну залежність.

Для нашої країни таким напрямком є освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин [2]. Промислова нафтогазоносність осадових комплексів на глибинах понад 4-5 км (саме такий інтервал за комплексом різних критеріїв приймається зараз як перехідний між звичайними і великими глибинами нафтогазонакопичення [3, 4]) встановлена в ~ 70 басейнах світу. Вона містить великі і гігантські газові, газоконденсатні, нафтові і фазово-гетерогенні родовища, понад 1000 з яких уже розробляють. Близько 3 років тому початкові сумарні запаси нафти і газу в інтервалі глибин 4500-8100 м становили відповідно 7 і 25% від світових [5]. Судячи з успіхів освоєння вуглеводневих ресурсів глибоко занурених осадових комплексів в Перській затоці, Південно-Каспійської западині, Північному морі, Мексиканській затоці та інших регіонах ці цифри, безумовно, зросли, особливо для газу [6].

Це підтверджується й існуванням на нашій планеті нафтових та газових «полюсів» – ареалів з неприродно високою інтенсивністю нафтогазонакопичення (Катар – Південний Іран, Ямал, Мексиканська затока; Прикаспійська, Північно-Каспійська, Південно-Каспійська западини; Предапалачський прогин, Південно-В'єтнамська шельф та ін.). Головне ж полягає у тому, що доведено промисловою нафтогазоносність не тільки великих (понад 4-5 км), але і надвеликих (понад 7-8 км) глибин, що являє особливий теоретичний та практичний інтерес [1].

В інтервалі глибин 7–11 км (ще 20-25 років тому він за термодинамічними й петрофізичними параметрами знаходився далеко поза діапазоном промислової нафтогазоносності у вигляді не тільки «огорожі Кокса» [Сохнув, 1946], але й її сучасних варіантів [Гедберг, 1996]) відомі вуглеводневі гіганти різного фазового стану, основна частина яких відкрита вже у ХХІ столітті. Це унікальне газоконденсатне (з доведеними запасами газу понад 1,2 трлн м<sup>3</sup>) родовище Шах-Деніз у Південно-Каспійській западині на глибині 7100 м, гігантські нафтові родовища Тайбер (Tiber prospect, розвідані запаси ~ 4 млрд барелів, на глибині 10690 м за глибини моря 1500 м), Каскіда (розвідані запаси 410 млн т, на глибині 9750 м за глибини моря 1770 м) у Мексиканській затоці, гігантське нафтове (~ 8 млрд барелів) родовище Тіурі в басейні Santos (Бразилія) та ін. Врахуємо, що дані про деякі з таких родовищ опубліковані лише частково або повністю засекречені, як стратегічний запас держави [1].

Саме завдяки глибоким і надглибоким горизонтам істотно збільшили доведені запаси газу в Катарі – Південному Ірані, де розташований один з головних газових полюсів планети, де можна розглядати унікальне катарсько-іранське (28 млрд м<sup>3</sup>) родовище, розвідка якого вивела Катар на третє, а Іран – на друге місце в світі за розвіданими запасами газу [3].

З глибинами понад 4,5 км в значній мірі пов'язано родовище Південний Іюлатань (Туркменія). Саме завдяки недавнім (починаючи з 2007 р.) відкриттям глибоких родовищ нафти і газу (переважно на шельфі) вийшла в число світових лідерів за запасами вуглеводнів і Бразилія. Значних успіхів у цьому відношенні досягла Аргентина, володіючи нафтовим родовищем Сьєрраде-Агуараче, глибина якого становить 8981 м [6].

Реальний нафтогазоносний розріз – це суперпозиція різновікових скупчень нафтидів, різних за фазовим станом та геохімією. Тому некоректно розглядати розріз, відповідно до вчення про головні фази нафто- і газоутворення (ГФН і ГФГ) [1], як катагенетично обумовлену послідовність утворення вуглеводнів, відповідно до єдиного етапу генерації нафти і газу на етапі тривалого прогинання. Зокрема, усі відомі в ДДЗ великі скупчення асфальтів, мальт, важких нафт пов'язані з пізньопалеозойською, а всі значні за розмірами поклади нафти (Гнідинське, Леляківське родовища і ін.) – з мезозойськими фазами нафтогенезу, у той час як численні газоконденсатні і газові поклади на глибинах понад 4-5 км сформувалися (і формуються) у післяпліоценові часи [3].

Таким чином, зі збільшенням глибини вік вуглеводневих систем зменшується. Сучасні наукові кола припускають, що ця закономірність є універсальною, судячи з тісного зв'язку

родовищ (покладів) на великих глибинах з різноманітними геофізичними та геохімічними відхиленнями, різними проявами глибинної гідрогеологічної інверсії [3, 7]. Зазначене не заперечує існування закономірної фазогеохімічної зональності нафтогазових басейнів.

Разом з тим, у результаті буріння нових глибоких і надглибоких свердловин можуть бути виявлені раніше невідомі в даному регіоні зони, виділені у зведеній схемі. Остання набуває, таким чином, значення взірця, що дозволяє оцінити вуглеводневий потенціал басейну в цілому та його окремих комплексів у конкретних геологічних, геотермобаричних і гідрогеологічних умовах [4].

Газоконденсатні системи відрізняються особливою різноманітністю та присутністю метастабільних парогазових покладів критичного стану, тому перехід між зонами найкращого нафтогазонакопичення та первинних газоконденсатних систем носить поступовий характер (найбільш глибоке в ДДЗ нафтове Карайкозівське родовище залягає в інтервалі 4981–5196 м, пластовий тиск 155 МПа, температура становить 124°C) і відрізняється наростанням з глибиною різних проявів глибинних чинників. Перш за все, в порівнянні з нафтами та конденсатами зони оптимального нафтогазонакопичення спостерігається істотне ускладнення ізотопного складу вуглецю та водню [4–6].

Геологічна будова надр на території України характеризується наявністю всіх основних типів геологічних структур континентального, а ураховуючи природу Чорноморської западини, в якійсь мірі й океанічного блоків [3, 5, 7]. Вказане відноситься і до глибинного діапазону, що підтверджується промисловими притоками газу і конденсату з глибин 6–6,5 км в центральній частині ДДЗ, а також даними надглибокого буріння в Карпатському регіоні (надглибокі свердловини Луги-1 і Шевченкове-1 з посиленими нафтогазопроявами на глибинах близько 7 км, притоки нафти в інтервалі 5200–5800 м зі свердловин «Новосхідніця-2, Семигенів-17» [1]), ізотопно-геохімічними характеристиками вуглеводневих систем різних нафтогазових басейнів України [2] та іншими непрямими показниками [6, 7].

Це дозволяє досить високо оцінювати вуглеводневий запас глибоких надр України, освоєння якого почалося менше ніж півстоліття тому і призвело до вражаючих результатів.

Інтенсивний приріст запасів нафти і газу, пов'язаний з відкриттям відомих родовищ (Шебелинське, Долинське, Прилуцьке, Гнідинцівське, Лесяківське і ін.) на початку 1960-х років змінився різким спадом, оскільки відбулося відкриття великої нафти в Західному Сибіру, і, природно, постало питання про повне згортання нафтогазопшукових робіт в Україні [1].

Однак розвідані та введені у використання в Україні свердловини глибиною понад 4,5–5 км показали зростання видобутку газу з 20 до 50 млрд м<sup>3</sup>, а в 70-ті роки ~ 65–70 млрд м<sup>3</sup>. У ті роки Україна (її Східний нафтогазонасний регіон) займала одне з перших місць у світі за ефективністю освоєння вуглеводневого запасу великих глибин та приростом розвіданих запасів у глибокозалягаючих комплексах. У центральній частині ДДЗ на глибинах понад 4 км було відкрито 96 газоконденсатних, газових, а також нафтових і нафтогазових родовищ, з них 43 родовища (що містять переважно газоконденсатні поклади) – на глибинах понад 5 км. Максимальні дебіти газу з глибоко занурених колекторів були отримані на Рудівському газоконденсатному (свердловина №1: глибина – 5750–5790 м, горизонт Т-1, 1020 тис. м<sup>3</sup>/добу) та інших родовищах. Найбільші глибини отримання промислових припливів газу і конденсату було встановлено на Перевозівському і Семиренківському родовищах, що досягали 6250–6534 м [3].

Що ж стосується прогнозних ресурсів вуглеводнів, то в світлі сучасних уявлень про нафтогенез і вертикальну фазово-геохімічну зональність розподілу нафтидів в осадовій оболонці і кристалічному фундаменті вони повинні бути величезні і, цілком можливо, практично невичерпні, оскільки переважно саме в інтервалі глибин 4–5 км в більшості нафтогазонасних басейнів з'являються неприродно високі (надгідростатичні) тиски, ефекти глибинної гідрогеологічної інверсії та інші ознаки висхідної міграції (супер) глибинних нафтогенеруючих флюїдів [4, 6].

Нафтогазові родовища України представлено трьома регіонами, де шукають та видобувають нафту і газ – це Дніпровсько-Донецька западина, Азово-Чорноморський регіон та Передкарпатський прогин [3]. Передкарпатський крайовий прогин об'єднує три тектонічні зони, зокрема Самбірську, Більче-Волицьку та Бориславсько-Покутську.

Для Самбірської зони є характерною наявність масивних синкліналей, що простягаються на дуже великі віддалі. Ці синклінали розділені між собою вузькими антикліналями. Самбірська зона складена стебницькими відкладами червоного кольору і не має у своїй будові флішу. Відсутність флішових відкладів та інтенсивної складчастості виключають цю зону з перспективних нафтогазових зон [1]. На Самбірську зону насунута Бориславсько-Покутська зона, яка сама по собі утворена насунутими одна на одну антикліналями, складеними з крейдово-палеогенового флішу і соленосними осадами міоцену сірого кольору. Більша частина південно-західної зони перекрита насупом Карпатського флішу, що характеризується горизонтальним переміщенням по амплітуді до 50÷80 км. У цій зоні спостерігають і внутрішні горизонтальні переміщення, що утворюють групові складки з багатоярусною будовою [4].

Зовсім іншою, автономною є Більче-Волицька зона. Вона викладена пологими складками платформеного типу та численними скидами. Баденські та сарматські відклади перекривають структури ранніх етапів залягання, зокрема рифейсько-палеозойські та накладені на них юрські та пізньокрейдіві прогини краєвої частини. Юрські та крейдові породи є покладами масивного типу, пов'язані з виступами прогину фундаменту в межах неогенових брахіантиклінальних структур. Нафтогазоносні горизонти у бадені та сарматі викладені пачками піщаних та алевритових шарів, що розділені тонкими прошарками глин [1]. Нафтогазові поклади Більче-Волицької та Бориславсько-Покутської зон пов'язані з моноклінальними блоками, антиклінальними складками й ерозійними виступами, що знаходяться у відкладах неогену, палеогену, крейдових та юрських відкладах. У пачках флішового нашарування аргілітів, алевролітів, пісковиків знаходяться потужні газонафтоносні родовища. Перспективна Бориславсько-Покутська зона характеризується широко розгалуженими регіональними палеогеновими та окремими структурними верхньокрейдівими відкладами, де основні запаси нафти і газу залягають в еоцені та олігоцені. Еоценові нафтогазові поклади характерні для Бориславського, Іванківського, Долинського, Россільнянського, Космацького та Битківського родовищ, їх колектори алевритів та пісковиків володіють пористістю в діапазоні 4÷27 %. Долинське, Битківське та деякі інші родовища володіють нафтогазовими покладами в менолітовій серії олігоцену, в яких колектори алевритів та пісковиків володіють пористістю в діапазоні 5÷22 % і проникністю  $10^{-8}$  м<sup>2</sup>. Незначні нафтогазові поклади наявні в лінзах пісковиків поляницької та ворохтянської свит [7].

Продуктивні пласти в теригенних верхньокрейдівих, карбонатних верхньоюрських відкладах та в піщано-глинистих породах міоцену наявні у Більче-Волицькій зоні. Так, Коханівське та Судово-Вишнянські родовища поклавів нафти і газу та потужне Рудівське родовище газоконденсату залягають у верхньоюрських породах, які характеризуються тріщинуватими вапняками, пористість яких не більша 2 %, а проникність становить  $8 \times 10^{-7}$  м<sup>2</sup>. Газові поклади Угерського родовища пов'язані з пісковиками верхньої крейди, і їх пористість становить 23,5 %, а проникність  $10^{-6}$  м<sup>2</sup> [5].

Пісковики та алевроліти баденського та сарматського ярусів містять поклади сухого газу, а нижні продуктивні горизонти характеризуються невеликою кількістю конденсату. Ці пісковики характеризуються пористістю в межах 27÷30,5 %, а проникністю до  $2,5 \times 10^{-6}$  м<sup>2</sup>. Основними родовищами Більче-Волицької зони є Рудівське та Угерське. У Покутсько-Буковинських Карпатах під прикриттям Карпат та Передкарпатського прогину знаходиться епіпалеозойська платформа, накрита відкладами мезозою. В оптимальних умовах Лопушнянської структури на

глибині 4080 м у відкладах крейди та юри існують продуктивні горизонти нафтового родовища, в яких пористість шарів становить  $15 \div 23$  %, а проникність складає  $10^{-7}$  м<sup>2</sup> [6].

Різноманітним у геологічній будові, а відповідно, фізичних характеристиках порід є Чорноморсько-Азовський регіон, тектонічні структури якого включають Східноєвропейську платформу, Скіфську плиту, Альпійську покривно-складчасту область і Чорноморську западину. Основою Скіфської плити є зеленосланцевий комплекс протерозою, прикритий товщами осадових порід. Геологічні утворення у цій зоні характеризуються наявністю вапняків, мергелів, алевролітів, аргілітів і піщанистими глинами з прошарками пісковиків та пісків. Внутрішня будова плити характеризується північно-спрямованими насувами, що об'єднують Кілійсько-Зміїне підняття, вал Губіна, Крайовий уступ, Нижньодунайський прогин, Каламітсько-Центральнокримське підняття, Азовський вал, Ідольський і Каркінітсько-Північнокримський прогин. Цей тектонічний елемент містить мергелі, вапняки з прошарками пісковиків, товщі глин, пласти алевролітів та аргілітів. Індоло-Кубанський прогин, що теж є структурно-тектонічним елементом Скіфської плити характеризується глиняним діапїризмом та грязевим вулканізмом [1].

У центральному сегменті ДДЗ було вперше виявлено основні закономірності нафтогазоносності глибокозалягаючих покладів, зокрема вторинний характер колекторів, відкриття феномену суперколекторів і пов'язаних з ними величезних (більше 1–1,5 млн м<sup>3</sup>/добу газу) дебетів. Порівнюючи піщані колектори на звичайних глибинах (до 4 км), найпримітнішою особливістю глибоких колекторів є їх високі міцнісні властивості, що має важливе значення за існування нафтогазоносних резервуарів в умовах величезних тисків на глибинах понад 5 км. Саме міцний кварцопіщаний каркас забезпечує збереження значної вторинної пористості на великих (принаймні до 8-10 км) глибинах, а це у свою чергу потребує відповідного обладнання і технологій для буріння на таких родовищах [3, 4].

Численні газоконденсатні поклади центральної частині ДДЗ, що включають Яблунівське, Скоробогатське, Рудівське, Луценівське, Перевизівське, Котелівське, Березівське та інші родовища з продуктивними горизонтами в нижньому карбоні в інтервалі 4,8–6,5 км, характеризуються надгідростатичними (аномально високими) пластовими тисками і наявністю опріснених (із загальною мінералізацією менше 10 мг/л) гідрокарбонатних вод, існування яких в цих гідро-геодинамічних системах дуже «молоде» і датується відокремленими вуглеводневими покладами в колекторах, близькими за часом до формування нафтоносних метасоматичних резервуарів (менше 1 млн років) [1, 2].

Наукові кола нашої держави вважають, що глибоке (більше 4,5–5 км) буріння в найближчі роки слід зосередити в центральному сегменті ДДЗ. Тут можна пробурити багато високодебітних глибоких свердловин, до закладання яких слід поставитись з великою відповідальністю, враховуючи їх високу собівартість [4].

У Полтавсько-Харківському сегменті ДДЗ, розміщеному над апікальною частиною Дніпровсько-Донецького мантіяного суперплюму (сучасні науки про Землю розглядають їх як висхідні потоки глибинних флюїдів і відводять їм особливу роль у формуванні нафтогазоносних басейнів), зосереджені розвідані запаси та основні прогнозовані ресурси нижнього карбону – головного нафтогазоносного поверху Східного регіону України. Тут існує можливість пробурити цілу низку високодебітних глибоких та надглибоких свердловин і впродовж 2–3 років забезпечити істотне збільшення видобутку газу [6, 7].

Успішне проведення бурових робіт великих глибин, з додатковою дорозвідкою родовищ у межах Полтавсько-Харківського сегмента ДДЗ, де розміщується газовий полюс України [3], може кардинально підвищити видобуток газу, забезпечивши перехід до планомірного проведення бурових робіт глибоких свердловин.

Газовий потенціал надр України, за результатами геологічної розвідки, є набагато вищим, ніж нафтовий. Так, із приблизно 370 родовищ 323 – газоконденсатні, газові та змішані; серед них і широко відомі газові гіганти, як то Шебелинське, Західно-Хрестищинське,

Яблунівське, Єфремівське, а також Кобзівське (відкрите вже в 90-ті роки), Мелихівське, Розпашнівське, Більче-Волицьке, Угерське, Рудківське, та ін. Деякі з них потребують дорозвідки, що дасть змогу істотно підвищити відомі запаси. На інших необхідно застосовувати спеціальні режими, методи та засоби для підвищення газовіддачі різною мірою виснажених, чи покинутих з різних причин, але все ще перспективних порід-колекторів [1, 2].

Варто врахувати й той факт, що на родовищах України існує **неабиякий** фонд ліквідованих свердловин, що загалом складає понад 75 тисяч. За оцінками [8] різних експертів, 30% з них є цілком придатними до відновлення шляхом буріння похило скерованих бічних свердловин, що є у декілька разів вигіднішим як стосовно часу, так і у фінансовому плані, аніж буріння нових свердловин. Такий підхід є додатковим шляхом підвищення видобутку вуглеводнів та суттєвим напрямком в плані підвищення коефіцієнту нафтогазовилучення з так званих виснажених пластів. Такого плану технології широко використовуються у світовій практиці [9] і на сьогоднішній день є освоєними в Україні вітчизняними підприємствами.

### Висновок

Роботи, спрямовані на освоєння вуглеводневого потенціалу надр на великих глибинах, на сучасному науково-технічному рівні дозволять значно збільшити обсяги видобування вуглеводнів в Україні та забезпечити її енергетичну незалежність; забезпечення України власними природними енергоносіями за умови буріння глибоких та надглибоких свердловин у найближчі роки є цілком реальним.

**M. Ye. Chernova<sup>1</sup>, Ya. R. Kuntsiak<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*

<sup>2</sup>*PJSC SRIDB drilling tool*

### OVERVIEW OF THE WAYS OF RESTORATION AND INCREASE OF HYDROCARBON PRODUCTION VOLUMES IN MODERN AND POST-WAR CONDITIONS

*Based on the analysis of modern publications and scientific experience regarding the regularities of the formation, occurrence and volumetric reserves of hydrocarbons in the largest world deposits and domestic deposits, recommendations are offered regarding the shortest ways to restore and increase the volume of their production in Ukraine. The modern technical and technological possibilities of deep and ultra-deep drilling and restoration of existing wells, which have become available in recent years, are taken into account.*

*A comparative description of similar global reserves of hydrocarbon resources is given. Each company has its own technologies and equipment, so the ways of deep drilling at the modern stage are diverse. The main idea of the article is to direct scientific research in the only correct direction, namely, the achievement of deep and ultra-deep deposits of hydrocarbon reserves.*

*Key words: hole bore, hydrocarbons, fuel and energy complex.*

### Література

1. Алиев А.И. Глубокие впадины основных нефтегазоносных бассейнов земного шара. Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего - реальность и прогноз. Сб. науч. труд. Вып. 22. Баку: Mozaik Printing, 2018. С. 131–133.
2. Krehbiel J. D., Schroeder K. N., Suzuki H., Kilmer N. Using a modified Boyles law experiment to estimate the density of salts. Phys. Teach. 2019. Vol. 57, N 1. P. 58–59.
3. Пригаріна Т.М. (2018) Газовий потенціал надр України та шляхи його освоєння. *Зб. наук.х пр. Вип. 1. УкрДГРІ, 2018. С. 78–89.*
4. Лукін О.Ю. Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти. *Вісн. НАН України 2014. № 9. С. 16–22.*

5. Довжок Е.И., Книшман А.Ш. Гелиевая аномалия в нефтегазоносных визейских карбонатных коллекторах Днепровско-Донецкой впадины. *Доп. НАН. України.* 2012. № 7. С. 97–104.
6. Гошовський С.В., Красножон М.Д. Харківський сегмент Дніпровсько-Донецької западини – ареал інтенсивного газонакопичення. *Мінеральні ресурси України.* 2006. № 3. С. 37–42.
7. Лукін О.Ю. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Вісн. НАН України.* 2014. № 5. С. 31–36.
8. Кунцяк Я.В. Особливості буріння горизонтальних свердловин у зонах залягання нестійких гірських порід. // *Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу.* 2010. № 1(23). С. 38–46.
9. Оганов К.О., Кунцяк Я.В. Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами. Київ. Наукова думка, 2002. 198 с.

Надійшла 02.10.24

### References

1. Aliev, A.I. (2018). Glubokie vpady osnovnyh neftegazonosnyh baseinov zemnogo shara [Deep troughs of the main oil and gas bearing basins of the globe]. *Uglevodorodnyi potentsial bolshih glubin: energetycheskiie resursy budushchego – realnost i prognoz – Hydrocarbon potential of the deep: energy resources of the future – reality and prognosis* (2nd Issue, p. 131–133) [in Russian].
2. Krehbiel, J. D., Schroeder, K. N., Suzuki, H., Kilmer, N. (2019). Using a modified Boyles law experiment to estimate the density of salts. *Phys. Teach.*, 57(1), 58–59,
3. Prygarina, T.M. (2018). Gazovyi potentsial nadr Ukrainy ta shliahy yoho osvoennia [Gas potential of Ukraine's subsoil and ways of its development]. *UDGRI – USGEI* (1nd Issue, p. 78–89) [in Ukrainian].
4. Lukin, O.Yu. (2014) Zabezpechennia Ukrainy vlasnym pryrodnyim gazom: problemni aspekty [Providing Ukraine with its own natural gas: problematic aspects]. *Visnyk NAN Ukraine – Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine*, (9), 16-22. [in Russian].
5. .Dovzhok, Ye.I., Knishman, A.Sh. (2012). Helievaia anomaliia v neftegazonosnykh vszeiskikh karbonatnykh kollektorakh Dneprovsko-Donetskoi vpady [Helium anomaly in oil-and-gas-bearing Visey carbonate reservoirs of the Dnieper-Donets Basin]. *Dopovidi .NAN Ukraine – Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, (7), 97–104 [in Russian]
6. Goshovski, S.V., Krasnozhon, M.D. (2006). Kharkivskii segment Dniprovo-Donetskoi zapadyny areal intensivnoho hasoaccumuluvannia [Kharkiv segment of the Dnipro-Donetsk Depression is an area of intensive gas accumulation]. *Mineralni resursy Ukraine – Mineral resources of Ukraine.* (3), 37–42 [in Ukrainian].
7. Lukin, O.Yu. (2014). Uhlevodorodnyi potentsial bolshikh hlubin i perspektivy eho osvoyeniia v Ukraine [Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine]. *Visnyk NAN Ukraine – Proceedings of the National Academy of Sciences of Ukraine*, (5), 31–36. [in Russian].
8. Kuntsiak, Ya .V. (2010). Osoblyvosti burinnia horyzontalnykh sverdlolvyn u zonakh zaliahannia nestiikykh hirskykh porid [*Peculiarities of drilling horizontal wells in the zones of occurrence of unstable rocks*] *Naukovyi Visnyk IFNTUNG – Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (1(23), 38–46. [in Ukrainian].
9. 9. Oganov K.O., Kuntsiak Ja .V. (2002). *Praktyka byrinnia i ekspluatatsii sverdlolvyn z horyzontalnymy stovburamy [Practice of drilling and operation of wells with horizontal shafts].* Naukova dumka [in Ukrainian].