



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 550.834

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.112.11>

Тарас БУРДЕЙНИЙ¹, магістр з геології нафти і газу
ORCID ID: 0009-0006-1580-496X
e-mail: office@esco-pivnich.com

Каріна ЗЛОЧЕВСЬКА¹, магістр з геології нафти і газу
ORCID ID: 0009-0003-6578-6411
e-mail: office@esco-pivnich.com

Вікторія КРУГЛИК², магістр з геології нафти і газу
ORCID ID: 0009-0003-9484-6727
e-mail: v.kruglyk@gmail.com

Георгій ЛІСНИЙ³, д-р геол. наук, проф.
ORCID ID: 0009-0000-9818-575X
e-mail: lesnoygd@gmail.com

¹ТОВ "Еско-Північ", Київ, Україна

²ТОВ "Геоюніт", Київ, Україна

³Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ОКТЯБРЬСЬКОГО РОДОВИЩА

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф., чл.-кор. НАН України Сергієм ВИЖВОЮ)

Вступ. Розглянуто результати буріння свердловин на Октябрьській площі в минулі періоди. Виявлено причини незначних припливів газу із раніше пробурених свердловин. Для цього за допомогою об'ємних розподілів значень сейсмічних індикаторів вуглеводнів побудовано модель газонасичених геологічних тіл.

Методи. Проаналізовано перспективи нафтогазоносності глибокозанижених горизонтів нижнього та середнього карбону в межах Октябрьського родовища. Показано, що для відкладів середнього карбону основним фактором виявлення покладів вуглеводнів є використання їх сейсмічних індикаторів. Для більш глибоких відкладів нижнього карбону поклади вуглеводнів пов'язані з наявністю як структурних, так і неструктурних пасток вуглеводнів. У всіх випадках аналіз сейсмічних індикаторів є необхідним для оцінки ймовірності виявлення покладів вуглеводнів.

Результати. Для пояснення негативних результатів буріння свердловин у минулі роки обчислено об'ємні розподіли сейсмічних індикаторів вуглеводнів для Октябрьського родовища та побудовано об'ємну цифрову модель геологічних тіл, перспективних на наявність вуглеводнів. Наведено приклади виявлення нових неструктурних та структурних пасток для глибокозанижених горизонтів нижнього та середнього карбону в межах Октябрьського родовища.

Висновки. Отримані результати дають змогу визначити напрями подальшої розвідки та розробки Октябрьського родовища. Висновки авторів підтверджуються результатами буріння нової свердловини 1 - Октябрьська. Стаття може бути корисною для науковців та геологів видобувних компаній.

Ключові слова: AVO, сейсмічні індикатори вуглеводнів, глибокозанижені горизонти, неструктурні пастки вуглеводнів, Дніпровсько-Донецька западина.

Вступ

Октябрьське родовище (рис. 1) розташоване в межах південної крайової зони Дніпровського грабену Дніпровсько-Донецької западини. Структура входить до складу Октябрьсько-Лозовського нафтогазоносного району, який є прямим продовженням Руденківсько-Пролетарського району. Поруч відкриті Розумівське, Богатойське, Кобзівське, Ланівське та інші нафтогазоконденсатні родовища (Мачужак, Лизанець, & Тихомиров, 2013), на яких поклади вуглеводнів пов'язані з регіональними продуктивними московським, башкирським і серпухівським комплексами. Протягом 1955–1993 рр. геологічна будова Октябрьської площі вивчена структурно-пошуковим, розвідувальним та параметричним бурінням. Пробурені пошукові свердловини 1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 17 не дали промислових припливів газу. У звітах про результати випробування цих свердловин є інформація про наявність слабких припливів газу та незначної кількості газоконденсату, що отримані з багатьох пластів гірських порід на різних глибинах. Однак значних припливів не було отримано. Тому метою цієї статті є виявлення причин

незадовільних результатів буріння в минулі роки та визначення перспектив подальшої розвідки та розробки Октябрьського родовища.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є добре вивченою до глибини 5 км нафтогазоносною територією, де видобуто понад 1,8 трл м³ газу. Сьогодні фонд перспективних структур складають невеликі за розмірами малоамплітудні антикліналі та тектонічні блоки з незначними ресурсами від 7–15 до 100–500 млн м³ газу. За останні роки в Україні відкрито лише одне велике родовище (запаси понад 30 млрд м³ газу) – Кобзівське газоконденсатне, де поклади залягають на глибині близько 4 км. Перспективи відкриття нових покладів і родовищ із значними запасами вуглеводнів пов'язуються з маловивченими або невивченими великими структурами на глибинах понад 5 км та з додатковою розвідкою нижнього поверху нафтогазоносності на великих і середніх родовищах, де поклади вуглеводнів встановлено у верхньому поверсі нафтогазоносності.

Проте ще залишається багато нез'ясованого з прогнозування глибинної геологічної будови ДДЗ і, відповідно,

© Бурдейний Тарас, Злочевська Каріна, Круглик Вікторія, Лісний Георгій, 2026

перспектив її нафтогазоносності. За даними досліджень (Бенько та ін., 2013), з глибокими горизонтами (5–7 км) Східного регіону України пов'язана суттєва частка (42 %) нерозвіданих ресурсів. Основний напрям геологорозвідувальних робіт на нафту і газ пов'язаний із нижньокам'яновугільним мегакомплексом (нижньовізейсько-турнейський, верхньовізейський і серпухівський комплекси), у якому зосереджено 63 % нерозвіданих ресурсів. Деяко менші перспективи мають

нижньопермсько-верхньокам'яновугільний – 15 %, середньокам'яновугільний – 10 % і девонський – 9 % комплекси, і тільки 3 % припадає на кристалічний фундамент.

У цій роботі проаналізовано перспективи нафтогазоносності Октябрського родовища та наведено приклади виявлення нових структурних і неструктурних пасток для глибоких горизонтів нижнього та середнього карбону в межах Октябрського родовища.

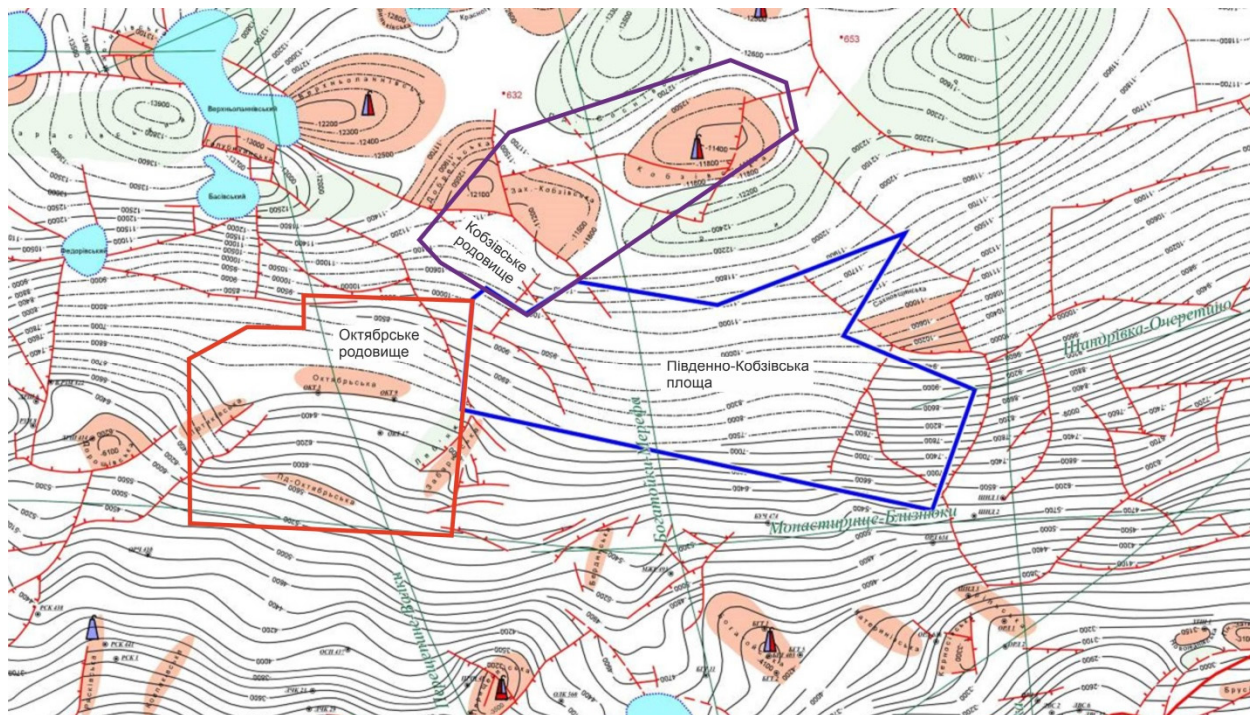


Рис. 1. Оглядова карта району досліджень на структурній основі Vb_{2-n}

Методи

Для побудови об'ємної моделі геологічних тіл, перспективних на наявність вуглеводнів, визначено амплітудні аномалії на сейсмічному зображенні Октябрського родовища. До основних типів амплітудних аномалій належать тьмяні, яскраві, плоскі плями, а також зміна полярності сейсмічних сигналів (Chopra, & Castagna, 2014). Аномалії типу яскравих плям найбільш зручно виділяти на сейсмічних зображеннях як візуально, так і за допомогою комп'ютерних програм. Саме цей тип розподілу амплітуд сейсмічних хвиль над покладами вуглеводнів пов'язаний із початком вивчення та практичного використання сейсмічних індикаторів вуглеводнів під час інтерпретації сейсморозвідувальних даних.

Різні типи амплітудних аномалій зазвичай виявляють у певних діапазонах глибин (Hilterman, 2001). Умовно можна вважати, що яскраві плями характерні в основному для відносно невеликих глибин. Аномалії, пов'язані зі зміною полярності сейсмічних сигналів, з'являються зазвичай під час дослідження більших глибин. Нарешті амплітудні аномалії у вигляді тьмяних плям характерні для ще більших глибин. Додатковим інформативним індикатором наявності вуглеводнів є так звана плоска пляма, яка на сейсмічних розрізах має вигляд горизонтальної відбиваючої границі від газоводяного або водонафтового контакту. Виникнення таких границь зумовлене зміною значень акустичного імпедансу на контакті між частинами геологічних пластів, що насичені водою та вуглеводнями. Плоскі плями часто добре помітні на фоні

антиклинального вигину осадових шарів у межах структурних пасток вуглеводнів.

Виявлення й визначення положення, а також подальша коректна інтерпретація амплітудних аномалій можливі за умови наявності сейсмічних зображень, що отримані за сейсмограмами нормального падіння сейсмічних хвиль на відбиваючу границю або за сейсмограмами центральних променів. Для розв'язання задач структурної сейсморозвідки такий тип сейсмограм отримують в результаті обчислень з використанням сейсмограм спільної середньої точки. Обчислена сейсмограма центральних променів має назву "часовий розріз" у сейсморозвідці 2-Д або "часовий куб" у сейсморозвідці 3-Д. Однак для виявлення та аналізу яскравих, тьмяних, плоских плям та зміни полярності сигналів сейсмічних хвиль обчислення сейсмограм центральних променів є некоректним. Це пов'язано з використанням під час обчислень сейсмічних трас з різними віддаленнями між джерелами та приймачами сейсмічних сигналів та, відповідно, з різними кутами падіння сейсмічних хвиль на відбиваючу границю. Водночас наведена вище класифікація амплітудних аномалій у вигляді яскравих, тьмяних, плоских плям та зміни полярності сигналів сейсмічних хвиль потребує наявності саме сейсмограм центральних променів у зв'язку з використанням коефіцієнта відбиття для нормального падіння сейсмічних хвиль на відбиваючу границю. Фізичне отримання сейсмограм центральних променів можливе, але доволі екзотичний і дорогий спосіб сейсмічних спостережень, який не використовують у сучасних сейсмічних зйомках.

Для отримання сейсмограми центральних променів без використання фізичних спостережень або некоректних обчислень звернемося до роботи Шуе (Shuey, 1985), в якій наведено формулу для коефіцієнта відбиття поздовжньої хвилі залежно від кута падіння i поздовжньої хвилі на відбиваючу границю:

$$R(i) = A + B \sin^2 i, \quad (1)$$

де $A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \right)$, $B = \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_s}{V_s} \right) \right]$, $\rho = (\rho_2 + \rho_1)/2$, $\Delta \rho = \rho_2 - \rho_1$, $V_p = (V_{p2} + V_{p1})/2$, $\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1}$, $V_s = (V_{s2} + V_{s1})/2$, $\Delta V_s = V_{s2} - V_{s1}$, $i = (i_2 + i_1)/2$,

ρ_2 та ρ_1 – густина гірської породи відповідно нижче та вище границі поділу двох пластів; V_{p2} та V_{p1} – швидкості поширення поздовжньої хвилі у нижньому та верхньому шарах відповідно; V_{s2} та V_{s1} – швидкості поширення поперечної хвилі у нижньому та верхньому шарах відповідно; i – середній кут поздовжньої хвилі для відбиваючої границі (для поля швидкості, що повільно змінюється, він приблизно дорівнює куту падіння).

Вираз (1) є рівнянням прямої лінії щодо $\sin^2 i$ та має назву двочленної апроксимації Шуе. Якщо кут падіння хвилі на границю поділу дорівнює нулю, тоді $\sin^2 i$ також дорівнює нулю. Отже, константа A набуває сенсу коефіцієнта відбиття для нормального падіння хвилі на відбиваючу границю.

Величини, пропорційні константам A та B , які отримують із сейсмічних даних, мають назви Intercept та Gradient відповідно. Вони є фундаментальними атрибутами AVO-аналізу. Для отримання розподілів значень атрибутів Intercept та Gradient було обчислено кутові сейсмограми спільних джерел, які, у свою чергу, було використано для побудови кутових сейсмічних зображень.

Сучасні сейсмічні зйомки 3-Д в межах ДДЗ, зокрема на Октябрському газоконденсатному родовищі, виконують за широкоазимутною методикою, що сприяє досягненню майже однакової роздільної здатності сейсмозв'язки в різних напрямках. Такий підхід до проведення сейсмічних зйомок зумовлений доволі складною геологічною будовою регіону. У такому разі найбільш коректним і доцільним є використання прямого перетворення сейсмограм спільних джерел на сейсмічні зображення геологічного середовища. Таке перетворення ще має назви "міграція перед підсумовуванням", "пре-стек міграція" тощо. Застосування альтернативного підходу полягає в обчисленні часового куба або площинної сейсмограми центральних променів та її подальшого перетворення на сейсмічне зображення з використанням моделі випромінювальних границь. Проблемним моментом для подібного підходу є саме обчислення сейсмограми центральних променів у сейсмозв'язці 3-Д через змінення кута відбиття для різних пар джерел і приймачів за наявності похилих відбиваючих границь.

Для отримання кутових сейсмічних зображень у рамках цього дослідження було використано пре-стек міграцію Кірхгофа. Отримані кутові зображення застосовували для обчислення просторових розподілів значень атрибутів Intercept і Gradient. У цьому випадку просторові розподіли значень атрибуту Intercept мають сенс сейсмічних зображень, отриманих за сейсмограмами центральних променів.

Результати

Завдяки проведеній роботі визначено причини незначних припливів газу із раніше пробурених свердловин. Геологічна модель Октябрського родовища характеризується відсутністю структурно-тектонічних елементів, що за своїми розмірами та формою можуть розглядатися як

потенційні пастки з промисловими запасами вуглеводнів. Такі пастки з'являються лише на значних глибинах – 6–6,5 км. Для виявлення причин негативних результатів буріння у минулі роки в межах родовища за результатами сейсмічної зйомки 3-Д, яку проводили у 2021–2022 рр., виконано розрахунки та аналіз сейсмічних індикаторів вуглеводнів. Використання цих індикаторів для території ДДЗ детально розглянуто в роботах (Вижва та ін., 2019, 2020, 2025). Об'ємні розподіли сейсмічних індикаторів вуглеводнів для Октябрського родовища було обчислено за допомогою технологій і програмного забезпечення компанії Schlumberger. Ці розподіли дали змогу виявити зони геологічного середовища або геологічні тіла, перспективні на наявність вуглеводнів, та побудувати об'ємну цифрову модель геологічного тіла, перспективних на наявність вуглеводнів. На рис. 2 показано проєкцію зазначених геологічних тіл на відбиваючу границю, яка відповідає продуктивному горизонту М-3 у московських відкладах середнього карбону. Геологічні тіла належать до різних глибин. Кольорове забарвлення служить для зручності візуального сприйняття окремих геологічних тіл і не відповідає глибині або певному стратиграфічному підрозділу. З рисунка випливає, що майже всі пробурені в минулі роки свердловини не розкривають потенційно газонасних геологічних тіл або перетинають лише їх периферійні частини.

На рис. 3 показано фрагмент моделі, що містить траєкторії пробурених свердловин та геологічні тіла, перспективні на наявність вуглеводнів, у об'ємному поданні.

Аналіз наведених даних показав, що свердловини, пробурені в минулі періоди, перебувають у неоптимальних умовах щодо розташування геологічних тіл, перспективних на наявність вуглеводнів. Деякі з них проходять у безпосередній близькості до наведених геологічних тіл та подекуди торкаються їх на краях. Це пояснює отримання незначних припливів газу та конденсату з пасток, що відповідають зазначеним геологічним тілам.

На відміну від негативних результатів розвідки Октябрського родовища буріння нової свердловини 1 - Октябрська у 2024 р. дало змогу отримати промисловий приплив газу з продуктивного горизонту М-3 у московських відкладах середнього карбону. Свердловина розкрила геологічне тіло, що містить комерційні запаси природного газу в його периферійній частині. Газонасне геологічне тіло збігається за положенням із структурною пасткою антиклінального типу малої потужності. На рис. 4 показано траєкторію нової свердловини 1 - Октябрська та відповідне газонасне геологічне тіло. Зону перфорації показано рожевою кулею.

В результаті проведених досліджень визначено, що виявлення потенційно газонасних пластів за допомогою сейсмічних індикаторів вуглеводнів є доволі стійким рішенням, що підтверджене бурінням нової свердловини 1 - Октябрська. Побудова узагальненої геологічної моделі Октябрського родовища, що включає глибокозалежні геологічні пласти, дозволяє припустити наявність комерційних покладів вуглеводнів у відкладах нижнього та середнього карбону. Ущільнення гірських порід на великих глибинах призводить до ускладнення їх класифікації за допомогою сейсмічних індикаторів вуглеводнів. Разом із збільшенням глибини сейсмічних досліджень індикатори у вигляді яскравих плям поступаються місцем індикаторам у вигляді зміни полярності сигналів сейсмічних хвиль над покладами вуглеводнів. Для ще більших глибин такими індикаторами можуть бути так звані тьмяні плями, що виділяються на сейсмічних зображеннях геологічного середовища.

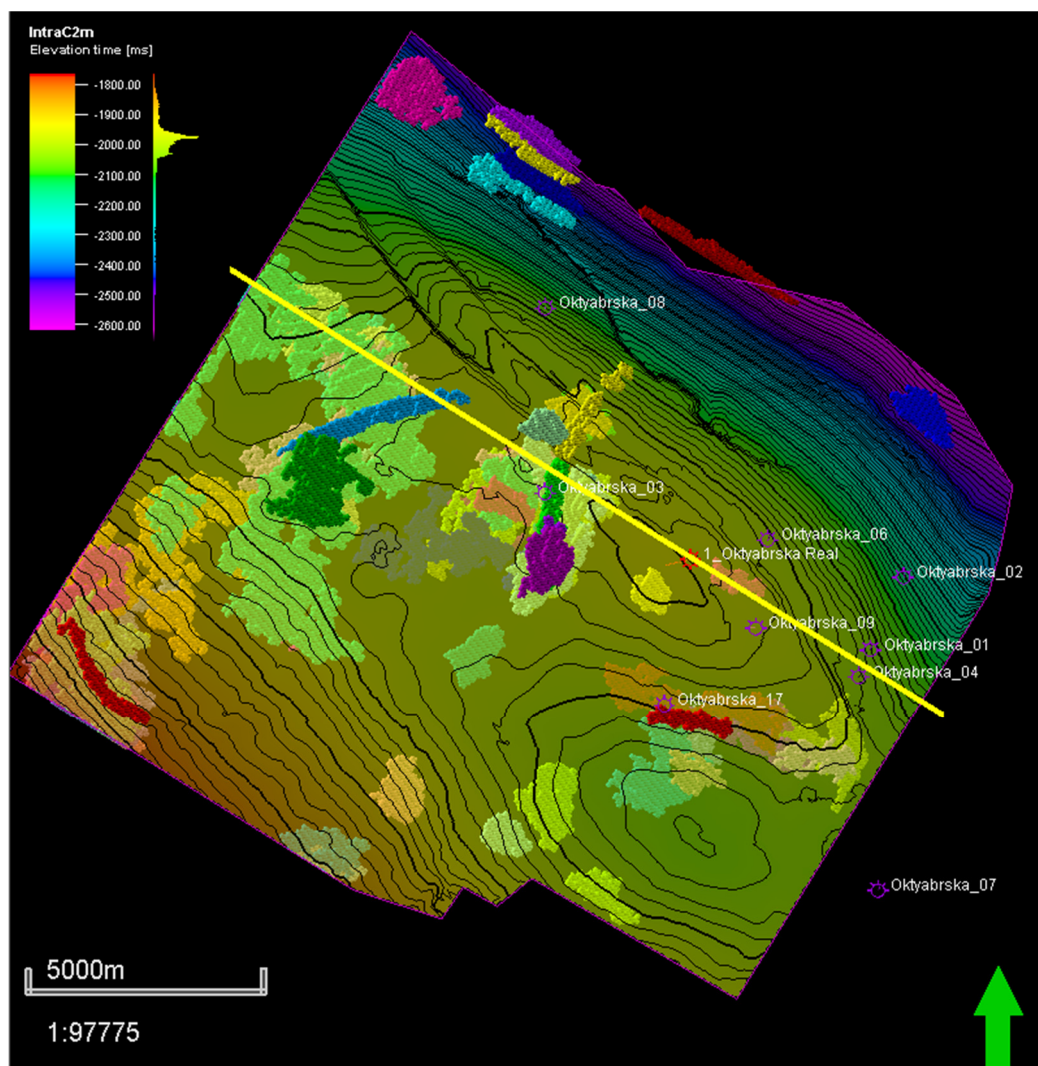


Рис. 2. Проекція геологічних тіл, перспективних на наявність вуглеводнів на відбиваючу границю, яка відповідає продуктивному горизонту М-3 у московських відкладах середнього карбону

Аналіз узагальненої геологічної моделі Октябрського родовища показав, що башкирські відклади середнього карбону характеризуються слабо вираженим структурним фактором. Отже, виявлення покладів вуглеводнів у цих відкладах доцільно проводити за допомогою аналізу просторових розподілів їх сейсмічних індикаторів. Однак для більш глибокозанурених горизонтів побудована узагальнена геологічна модель дає змогу виділити перспективні на наявність вуглеводнів структурні пастки. Наприклад, на рис. 5,а показано структуру, що може розглядатися як перспективна щодо наявності покладів газу. Жовта лінія відповідає вертикальному розрізу просторового розподілу значень AVO-атрибуту Intercept через виділену структуру, який показано на рис. 5,б. На відміну від традиційних сейсмічних зображень геологічного середовища просторовий розподіл значень атрибуту Intercept має сенс сейсмічного зображення, побудованого за сейсмограмою нормального падіння хвиль на відбиваючі границі або за сейсмограмою центральних променів. Таке зображення дає змогу коректно виявляти такі сейсмічні індикатори вуглеводнів, як яскраві та темні плями, а також зміну полярності сигналів хвиль над покладами вуглеводнів. Аномальні від'ємні значення амплітуд хвиль над структурою, позначені синім кольором на рис. 5,б, свідчать про високу ймовірність наявності газу у пастці. Це зумовлене зменшенням

значень акустичного імпедансу у газовому пласті порівняно з гірськими породами над газовим покладом.

Виявлену структуру можна умовно віднести до серпухівського ярусу нижнього карбону. Більш точна її стратиграфічна прив'язка можлива після буріння відповідної свердловини.

Важливим результатом виявлення фрагментів геологічного розрізу, перспективних на наявність вуглеводнів, є ймовірна неструктурна газова пастка (рис. 6). Пастку показано на вертикальному розрізі просторового розподілу значень AVO-атрибуту Intercept уздовж лінії 408 в межах сейсмічної зйомки 3-Д. Пастка відповідає часу 4400 мс, її покрівлю та підшву показано чорними лініями.

Виділена пастка може належати як до візейського, так і до нижньої частини серпухівського ярусу нижнього карбону. На користь цього висновку свідчить той факт, що Октябрське родовище розташоване біля лінії, що з'єднує Розумівське та Богатойське родовища. Для Розумівського родовища основні поклади газу належать до башкирських відкладів середнього карбону, а для Богатойського – до турнейських відкладів нижнього карбону. З цього випливає висновок про можливу наявність основних газових покладів Октябрського родовища в горизонтах візейського ярусу та в нижній частині відкладів серпухівського ярусу нижнього карбону.

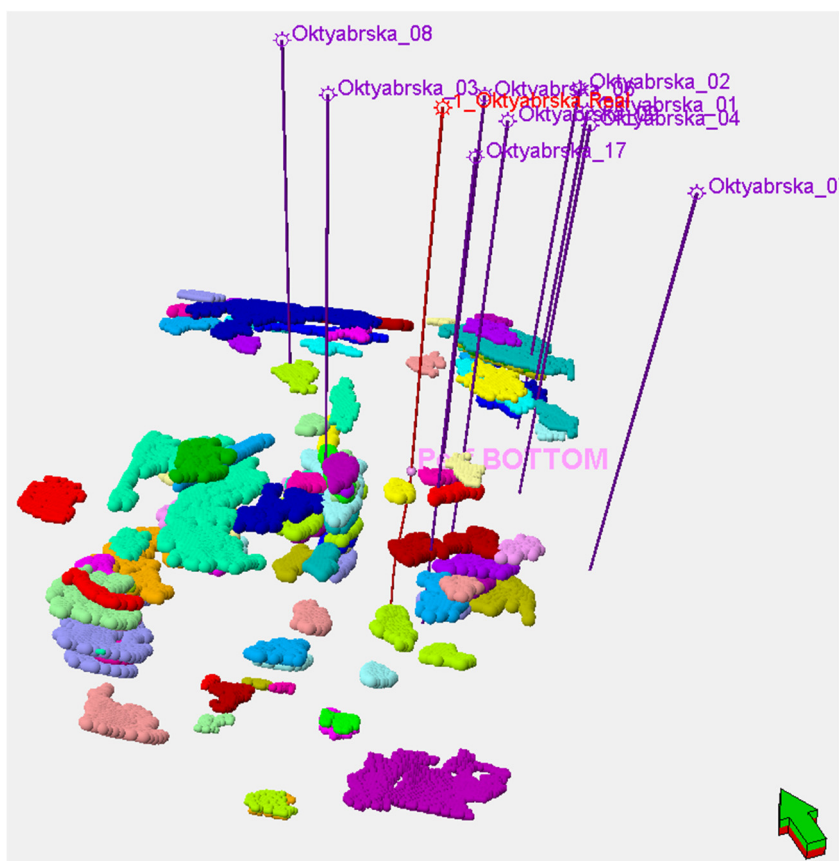


Рис. 3. Фрагмент об'ємної моделі для геологічних тіл, перспективних на наявність вуглеводнів

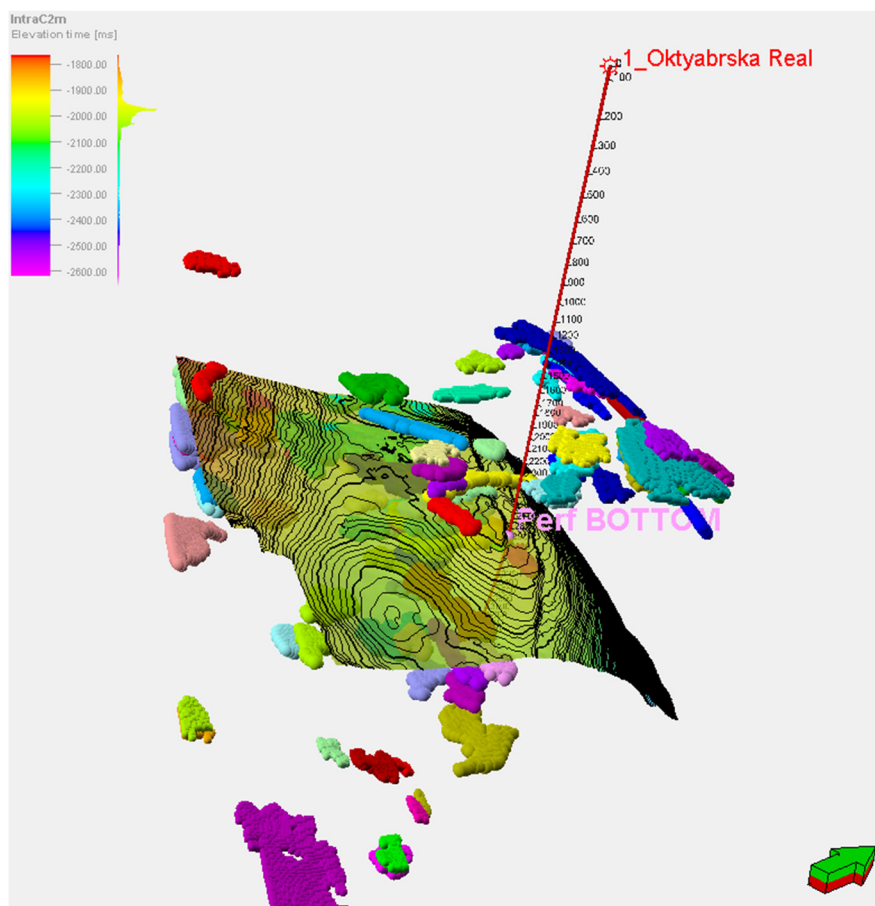


Рис. 4. Продуктивна свердловина 1- Октябрська та відповідне газоносне геологічне тіло в об'ємному поданні

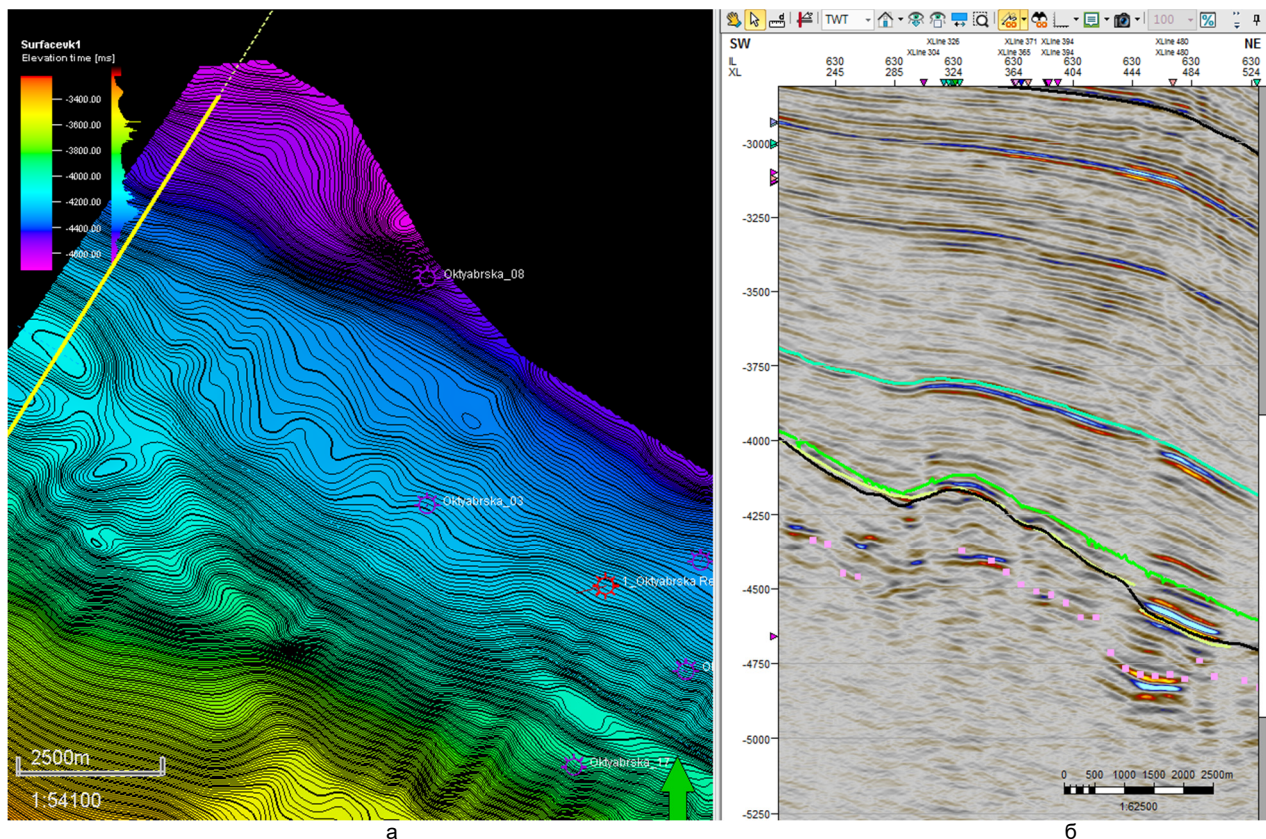


Рис. 5. Структурна пастка, перспективна на наявність вуглеводнів у відкладах серпучівського ярусу нижнього карбону: а – поверхня відбиваючого горизонту (положення вертикального розрізу просторового розподілу значень атрибуту Intercept через структуру показано жовтою лінією); б – вертикальний розріз просторового розподілу значень атрибуту Intercept (відбиваючий горизонт показано чорною лінією)

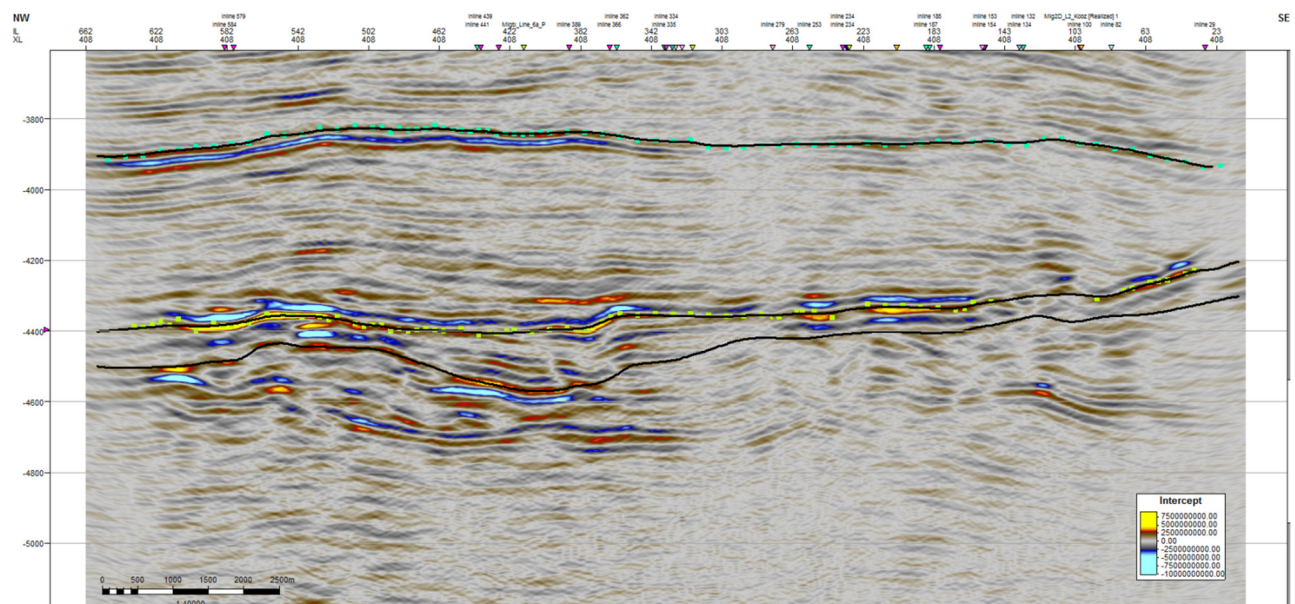


Рис. 6. Вертикальний розріз просторового розподілу значень атрибуту Intercept уздовж лінії 408 через ймовірну неструктурну пастку газу

Форма ймовірної газової пастки, показаної на рис. 6, зумовлена такими причинами. Зменшення швидкості поздовжніх хвиль у покладі газу може істотно впливати на форму відбиваючої границі, яка відповідає підшви покладу. Цей ефект пов'язаний із збільшенням часу проходження поздовжніх хвиль через газовий поклад. Тому відбиття від підшви газового покладу може мати вигляд помилкового

прогину. Сукупність відбиваючих границь, що відповідають покрівлі та підшви газового покладу, мають вигляд так званої посмішки (Andreassen, 2009). Такий характерний вигляд пастки підвищує ймовірність виявлення газових покладів, зокрема для доволі значних глибин.

Звертаючись до рис. 6, зазначимо, що від'ємні значення сигналів сейсмічних хвиль (показані блакитним

кольором), що відповідають покрівлі пастки, підтверджують зниження акустичного імпедансу в газовій зоні. Водночас додатні значення сигналів сейсмічних хвиль (показані червоним кольором), що відповідають підшві пастки, підтверджують вихід із газової зони. Такий характер розподілу амплітуд хвиль свідчить про ймовірну газоносність виділеної пастки, яка може складатися з певного набору газових пластів. Її розміри та можливі тиски на такій глибині є передумовою наявності значних запасів газу. Зазначимо, що над виділеною ймовірною газовою пасткою розташована свердловина Октябрська-3, яка, на жаль, не досягла глибини виділеної пастки.

Дискусія і висновки

Отримані результати дають змогу визначити напрями подальшої розвідки та розробки Октябрського родовища. Побудована авторами об'ємна модель розподілу перспективних на наявність газу геологічних тіл та результати буріння нової свердловини 1 - Октябрська, свідчать про високу ймовірність виявлення природного газу у неструктурних пастках вуглеводнів. Отже перспективним напрямом розвідки та розробки Октябрського родовища є поглиблене вивчення неструктурних пасток вуглеводнів у башкирських, серпухівських відкладах середнього та нижнього карбону та, можливо, у візейських відкладах нижнього карбону. Іншим перспективним напрямом є розвідка та розробка структурних пасток газу у відкладах середнього та нижнього карбону. В роботі наведено приклади виявлення та оцінки ймовірності наявності газу у пастках різних типів.

Передумовою успішної реалізації подальшої розвідки Октябрського родовища є поглиблена інтерпретація результатів сейсмічної зйомки 3-Д включаючи уточнення структурно-тектонічної моделі, аналіз розподілів значень сейсмічних індикаторів вуглеводнів та проведення детального AVO аналізу.

Внесок авторів: Бурдейний Тарас – концептуалізація; Злочевська Каріна – методологія, формальний аналіз; Круглик Вікторія – написання (оригінальна чернетка); Лісний Георгій – валідація даних, перегляд і редагування.

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

Список використаних джерел

Бенько, В. М., Маєвський, Б. Й., Лагутін, А. А., & Хомин, В. Р. (2013). *Особенности геологической будовы и перспектив нефтегазоносности глибокозакрученных горизонтов Днепровско-Донецкой западины*. ІФНТУНГ.

Taras BURDEINYI¹, Master of Science in Oil and Gas Geology
ORCID ID: 0009-0006-1580-496X
e-mail: office@esco-pivnich.com

Karina ZLOCHEVSKA¹, Master of Science in Oil and Gas Geology
ORCID ID: 0009-0003-6578-6411
e-mail: office@esco-pivnich.com

Viktoriia KRUGLYK², Master of Science in Oil and Gas Geology
ORCID ID: 0009-0003-9484-6727
e-mail: v.kruglyk@gmail.com

Georgiy LISNY³, Doct. Sci. (Geol.), prof.
ORCID ID: 0009-0000-9818-575X
e-mail: lesnoygd@gmail.com

¹Esco-Pivnich LLC, Kyiv, Ukraine

²Geounit LLC, Kyiv, Ukraine

³Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

PROSPECTS OF OIL AND GAS BEARINGS OF DEEP HORIZONS OF THE OKTYABRSKE FIELD

Background. The paper examines the results of drilling wells on the Oktyabrsk area in past periods. The reasons for the insignificant gas inflows from previously drilled wells are identified. For this purpose, a model of gas-saturated geological bodies is built using volumetric distributions of seismic hydrocarbon indicator values.

Methods. The prospects of oil and gas potential of deep-seated horizons of the Lower and Middle Carboniferous within the Oktyabrsk deposit have been analyzed. It has been shown that for Middle Carboniferous deposits, the main factor in detecting hydrocarbon deposits is the use of their seismic

Вижва, С., Круглик, В., & Лісний, Г. (2025). Особливості інтерпретації амплітудних аномалій за даними сейсмічних зйомок на північному борту Дніпровсько-Донецької западини. *Геофізичний журнал*, 47(1), 83–96. <https://doi.org/10.24028/gj.v47i1.311560>

Вижва, С., Соловійов, І., Круглик, В., & Лісний, Г. (2019). Використання технології інтерактивної класифікації геологічних тіл для прогнозування покладів газу на сході України. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(84), 70–76. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.84.10>

Вижва, С., Соловійов, І., Михалевич, І., Круглик, В., & Лісний, Г. (2020). Використання кількісних даних 3D сейсмозвідки для виявлення пасток вуглеводнів у межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4(91), 35–41. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.91.05>

Мачужак, М., Лизанець, А., & Тихомиров, А. (2013). Нові напрямки робіт із пошуку великих за запасами родовищ вуглеводнів ДДЗ. *Нафтогазова валузь України*, 5, 31–36.

Andreassen, K. (2009). *Marine geophysics* [Lecture notes for Geo-3123]. Chopra, S., & Castagna, J. P. (2014). AVO. Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803201>

Hilterman, F. J. (2001). *Seismic amplitude interpretation*. Society of Exploration Geophysicists; European Association of Geoscientists and Engineers. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801993>

Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609–614. <https://doi.org/10.1190/1.1441936>

References

Andreassen, K. (2009). *Marine geophysics* [Lecture notes for Geo-3123]. Benko, V. M., Mayevsky, B. Y., Lagutin, A. A., & Khomyin, V. R. (2013). *Peculiarities of the geological structure and prospects of oil and gas bearing capacity of deep-seated horizons of the Dnieper-Donetsk depression*. IFNTUNG [in Ukrainian].

Chopra, S., & Castagna, J. P. (2014). AVO. Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803201>

Hilterman, F. J. (2001). *Seismic amplitude interpretation*. Society of Exploration Geophysicists; European Association of Geoscientists and Engineers. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801993>

Machuzhak, M., Lyzanets, A., & Tikhomirov, A. (2013). New directions of work on the search for large reserves of hydrocarbon fields of the Dnieper-Donetsk depression. *Oil and Gas Industry of Ukraine*, 5, 31–36 [in Ukrainian].

Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609–614. <https://doi.org/10.1190/1.1441936>

Vyzhva, S., Kruhlyk, V., & Lisny, G. (2025). Features of amplitude anomalies according to the seismic data on the northern side of the Dnieper-Donetsk Depression. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 47(1), 83–96 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.24028/gj.v47i1.311560>

Vyzhva, S., Solovyov, I., Kruhlyk, V., & Lisny, G. (2019). Use of the technology of interactive classification of geological bodies for gas deposits forecasting in eastern Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(84), 70–76 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.84.10>

Vyzhva, S., Solovyov, I., Mihalevich, I., Kruhlyk, V., & Lisny, G. (2020). Use of quantitative data of 3D seismic exploration for detection of traps of hydrocarbons within the North side of the Dnieper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4(91), 35–41 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.91.05>

Отримано редакцією журналу / Received: 27.11.25

Прорецензовано / Revised: 18.12.25

Схвалено до друку / Accepted: 18.02.26

Опубліковано / Published: 27.02.26

indicators. For deeper Lower Carboniferous deposits, hydrocarbon deposits are associated with the presence of both structural and non-structural hydrocarbon traps. In all cases, the analysis of seismic indicators is necessary to assess the probability of detecting hydrocarbon deposits.

Results. To explain the negative results of well drilling in previous years, volumetric distributions of seismic indicators of hydrocarbons for the Oktyabrsky field were calculated and a volumetric digital model of geological bodies promising for the presence of hydrocarbons was constructed. Examples of the detection of new non-structural and structural traps for deeply immersed horizons of the Lower and Middle Carboniferous within the Oktyabrsky field are given.

Conclusions. The results obtained allow us to determine the directions of further exploration and development of the Oktyabrsky field. The authors' conclusions are confirmed by the results of drilling a new well 1 - Oktyabrsk. The article may be useful for scientists and geologists of oil companies.

Keywords: AVO, seismic hydrocarbon indicators, deep-seated horizons, non-structural hydrocarbon traps, Dnieper-Donetsk depression.

Георгій Лісний 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.

Georgiy Lisny 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.