

Особливості інтерпретації амплітудних аномалій за даними сейсмічних зйомок на північному борту Дніпровсько-Донецької западини

С.А. Вижва¹, В.М. Круглик², Г.Д. Лісний², 2025

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ «Інститут геології», Київ, Україна
²ТОВ «ГЕОЮНІТ», Київ, Україна
Надійшла 16 серпня 2024 р.

Робота є продовженням серії статей авторів, що присвячена використанню сейсмічних індикаторів вуглеводнів для виявлення пасток природного газу на ліцензійних ділянках в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини. У статті наведено приклади отриманих авторами результатів з виявлення пасток газу на Ольгівському та Макіївському газоконденсатних родовищах. У межах цих родовищ проведено сейсмічну зйомку 3D. Для обчислення розподілів значень сейсмічних індикаторів вуглеводнів використано кутові сейсмічні зображення. Їх побудову виконано шляхом прямого перетворення сейсмограм спільних джерел на сейсмічні зображення геологічного середовища за методом Кірхгофа. Визначено п'ять сейсмічних індикаторів вуглеводнів, які доцільно використовувати для пошуків пасток газу на родовищах північного борту Дніпровсько-Донецької западини із подібною геологічною будовою. На реальних сейсморозвідувальних даних продемонстровано розподіл знаків аномалій сейсмічних індикаторів вуглеводнів згідно з їх відношенням до покрівлі, підшви газового пласта або до самого газового пласта, а також залежно від полярності сейсмічних даних. Дослідження проведено із застосуванням технологій та програмного забезпечення компанії Schlumberger. Результати досліджень були враховані в рекомендаціях на буріння свердловин. Наявність промислових запасів газу, що відповідають виявленим амплітудним аномаліям, підтверджується результатами буріння та дослідження свердловин. Результати роботи є корисними для науковців і геологів видобувних компаній, що застосовують сейсмічні індикатори вуглеводнів для виявлення пасток газу у даному регіоні. Практичне використання розглянутих у статті підходів до виявлення пасток вуглеводнів сприятиме підвищенню успішності буріння і збільшенню обсягів розвіданих запасів газу в Україні.

Ключові слова: сейсморозвідка, кутові сейсмічні зображення, сейсмічні індикатори вуглеводнів.

Вступ. Розвідка та розробка родовищ з невеликими запасами нафти і газу характеризуються підвищеними економічними ризиками. Це пов'язано з необхідністю більш точного визначення положення пасток та достовірного оцінювання запасів

порівняно із родовищами з більшими запасами вуглеводнів. У публікаціях [Вижва та ін., 2018—2021] показано доцільність оцінювання наявності природного газу у пастках різних типів у межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини за

Citation: Vyzhva, S.A., Kruhlyk, V.M., & Lisny, G.D. (2025). Features of amplitude anomalies according to the seismic data on the northern side of the Dnipro-Donetsk Depression. *Geofizychnyi Zhurnal*, 47(1), 83—96. <https://doi.org/10.24028/gj.v47i1.311560>.

Publisher Subbotin Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine, 2025. This is an open access article under the CC BY-NC-SA license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).

допомогою сейсмічних індикаторів вуглеводнів. Використання сейсмічних індикаторів дає змогу виявляти неструктурні пастки вуглеводнів. Водночас можливість оцінювати наявність вуглеводнів у структурних пастках суттєво підвищує економічну ефективність сейсморозвідки на нафту і газ у цілому.

Визначення практично важливих сейсмічних індикаторів вуглеводнів є результатом розвитку теорії та технологій AVO-аналізу (Amplitude Variation with Offset, тобто залежність амплітуд відбитих хвиль від віддалень між джерелом і приймачем; більш точним змістом цього терміна є залежність амплітуд відбитих хвиль від кутів відбиття) [Chopra, Castagna, 2014; Simm, Bacon, 2015; Janssen, 2015]. Основні підходи до їх застосування для умов північного борту Дніпровсько-Донецької западини ґрунтуються на досвіді робіт авторів з виявлення пасток вуглеводнів та оцінювання їх флюїдонасичення. Метою даної статті є виявлення та аналіз особливостей інтерпретації амплітудних аномалій, а також визначення доцільного набору сейсмічних індикаторів вуглеводнів для отримання стійких розв'язань задач з виявлення пасток газу в даному регіоні.

Принципи аналізу амплітудних аномалій. 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 з початком вивчення та практичного використання сейсмічних індикаторів вуглеводнів під час інтерпретації сейсморозвідувальних даних.

Різні типи амплітудних аномалій зазвичай виявляють у певних діапазонах глибин. Умовно можна вважати, що яскраві плями характерні в основному для відносно невеликих глибин. Аномалії, пов'язані зі зміною полярності сейсмічних сигналів, з'являються, як правило, під час дослі-

дження 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 границі відбиття від газозводного або водонафтового контакту. Виникнення таких границь обумовлено зміною значень акустичного імпедансу на контакті між частинами геологічних пластів, що насичені водою та вуглеводнями. Плоскі плями часто добре помітні на фоні антиклінального 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 у результаті обчислень з використанням сейсмограм спільної середньої точки. Обчислена сейсмограма центральних променів має назву «часовий розріз» у сейсморозвідці 2D або «часовий куб» у сейсморозвідці 3D. Однак для виявлення та аналізу яскравих, тьмяних, плоских плям та зміни полярності сигналів сейсмічних хвиль обчислення сейсмограм центральних променів є некоректним. Це пов'язане 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 є можливим, але доволі екзотичним і дорогим способом сей-

смічних 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 отримано таку формулу для коефіцієнта відбиття поздовжньої хвилі залежно від кута i :

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

де

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \right),$$

$$B = \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_s}{V_s} \right) \right],$$

$$\rho = \frac{\rho_2 + \rho_1}{2}, \quad \Delta \rho = \rho_2 - \rho_1,$$

$$V_p = \frac{V_{p2} + V_{p1}}{2}, \quad \Delta V_p = V_{p2} - V_{p1},$$

$$V_s = \frac{V_{s2} + V_{s1}}{2}, \quad \Delta V_s = V_{s2} - V_{s1},$$

ρ_2 і 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} і 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 $\sin^2 i$ і 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 нормально-го падіння хвилі на відбиваючу границю.

Величини, пропорційні константам A і B , які отримують із сейсмічних даних, мають назви Intercept і Gradient відповідно. Вони є фундаментальними атрибутами AVO-аналізу. Для отримання розподілів значень атрибутів Intercept і Gradient були обчислені кутові сейсмограми спільних джерел,

які, у свою чергу, були використані для побудови кутових сейсмічних зображень.

Сучасні сейсмічні зйомки 3D на північному борту Дніпровсько-Донецької западини, зокрема на Ольгівському та Макіївському газоконденсатних родовищах, виконують за широкоазимутною методикою, що сприяє досягненню майже однакової роздільної здатності сейсмозвідки в різних напрямках. Це обумовлено доволі складною геологічною будовою регіону. У такому разі найбільш коректним і доцільним є використання прямого перетворення сейсмограм спільних джерел на сейсмічні зображення геологічного середовища [Лісний, 2002, 2012]. 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 сейсмозвідці 3D через змінення кута відбиття для різних пар джерел і приймачів за наявності похилих відбиваючих границь.

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

За розподілами значень атрибутів Intercept і Gradient можна обчислювати додаткові AVO-атрибути. Одним з таких атрибутів є коефіцієнт насичення гірської породи вуглеводнями, відомий також як флюїд-фактор (Fluid-factor). Аномальні значення цього атрибуту засвідчують збільшену ймовірність наявності вуглеводнів у гірських породах. Одним з варіантів математичного визначення атрибуту флюїд-

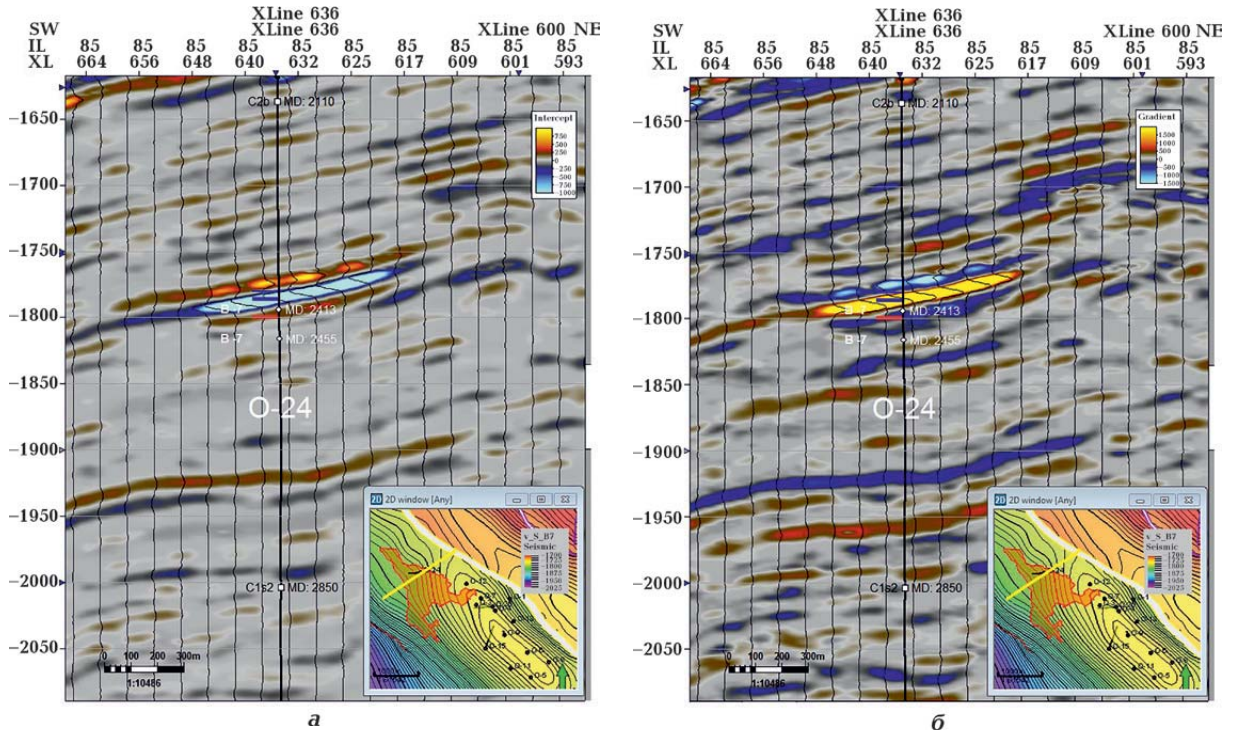


Рис. 1. Вертикальні розрізи з куба розрахованих значень AVO-атрибутів Intercept (а) і Gradient (б) уздовж лінії через свердловину О-24. Умовні позначення: C_1s_2 разом із MD 2850 — покрівля верхньосерпуховського ярусу нижнього карбону та її глибина залягання (в метрах); C_2b разом із MD 2110 — покрівля башкирського ярусу середнього карбону та її глибина залягання (в метрах); B-7 разом із MD 2455 — підшоша продуктивного горизонту B-7 у башкирських відкладах середнього карбону та її глибина залягання (в метрах); B-7 разом із MD 2413 — покрівля продуктивного горизонту B-7 у башкирських відкладах середнього карбону та її глибина залягання (в метрах).

Положення розглянутих стратиграфічних границь показано білими точками; інтервал перфорації (2421,0—2424,6 м), в якому отримано приплив газу, — червоним прямокутником; інтервал перфорації (2385,4—2406,2 м), в якому отримано приплив води, — синім прямокутником. У правому нижньому куті кожного розрізу показано положення лінії та амплітудної аномалії в плані.

Fig. 1. Vertical sections from the cube of calculated values of AVO-attributes Intercept (a) and Gradient (b) along the line through well O-24. Symbols: C_1s_2 together with MD 2850 — the top of the Upper Serpukhovian Stage of the Lower Carboniferous and its depth in meters; C_2b together with MD 2110 — the top of the Bashkirian Stage of the Middle Carboniferous and its depth in meters; B-7 together with MD 2455 is the bottom of the productive horizon B-7 in the Bashkirian sediments of the Middle Carboniferous and its depth in meters; B-7 together with MD 2413 is the top of the productive horizon B-7 in the Bashkirian sediments of the Middle Carboniferous and its depth in meters.

The white dots in the figures show the positions of the considered stratigraphic boundaries. The perforation interval (2421.0—2424.6 m) in which the gas inflow was obtained is shown by the red rectangle. The perforation interval (2385.4—2406.2 m) in which the water inflow was obtained is shown by the blue rectangle. The positions of the line and the amplitude anomaly in the plan are shown in the lower right corner of each section.

фактор є таке рівняння [Swan, 1993]:

$$F = 0,2 \left[8 + g \left(1 - \frac{V_p^2}{V_s^2} \right) \right] A + 0,25g \frac{V_p^2}{V_s^2} B, \quad (2)$$

де g — емпіричний коефіцієнт, що залежить від типу гірських порід. У статті [Smith, Sutherland, 1996] показано, що для

газонасичених пісковиків доцільно використовувати значення $g=0,63$.

Особливу групу сейсмічних індикаторів вуглеводнів складають фундаментальні пружні параметри, а саме константи Ламе λ і μ . Порівняльний аналіз різних сейсмічних індикаторів показав достатньо високу чутливість констант Ламе до наявності

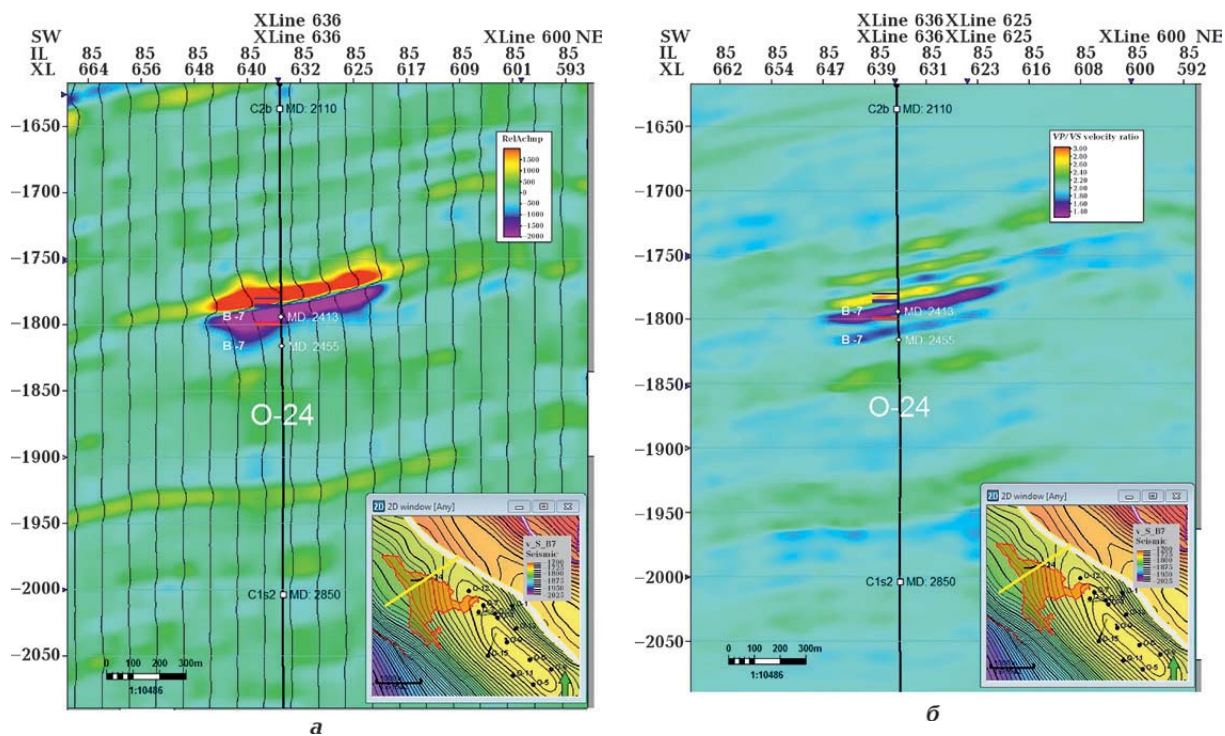


Рис. 2. Вертикальні розрізи з куба розрахованих значень відносного акустичного імпедансу (а) та відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_P/V_S (б) уздовж лінії через свердловину O-24. Умовні позначення такі самі, як і на рис. 1.

Fig. 2. Vertical sections from the cube of calculated values of relative acoustic impedance (a) and velocity ratio V_P/V_S (b) along the line through well O-24. The symbols are the same as in Fig. 1.

ті вуглеводнів у гірських породах. У статті [Cambois, 2000] наведено рівняння для отримання відносних значень добутків $\lambda\rho$ і $\mu\rho$:

$$\frac{\Delta(\lambda\rho)}{\lambda\rho} = 6A + 2B, \quad (3)$$

$$\frac{\Delta(\mu\rho)}{\mu\rho} = 2A - 2B. \quad (4)$$

До AVO-атрибутивів належить також відношення значень швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_P/V_S . У результатах чисельних дослідженнях, зокрема [Tatham, Stoffa, 1976; Chopra, Castagna, 2014] аналіз розподілів значень V_P/V_S є корисним для фрагментів геологічного середовища, що складаються з порід-колекторів і можуть містити вуглеводні. Це впливає з того, що значення швидкостей поширення поздовжніх хвиль V_P зменшуються для газових зон у порівнянні із зонами, насиченими водою. Водночас значення швид-

костей поширення поперечних хвиль V_S залишаються приблизно однаковими. Це означає, що відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_P/V_S будуть зменшуватися у зонах, що насичені газом, порівняно із зонами, що насичені водою.

Результати аналізу амплітудних аномалій для Ольгівського і Макіївського газоконденсатних родовищ. Ольгівське та Макіївське газоконденсатні родовища розміщуються на північному борту Дніпровсько-Донецької западини. Проаналізуємо просторовий розподіл значень AVO-атрибутивів, що характеризують продуктивні інтервали цих родовищ, за даними сейсмічної зйомки 3D, та об'ємними геологічними моделями родовищ, побудованими за сейсмічними та свердловинними даними, і результатами геофізичних досліджень та випробувань у пробурених свердловинах.

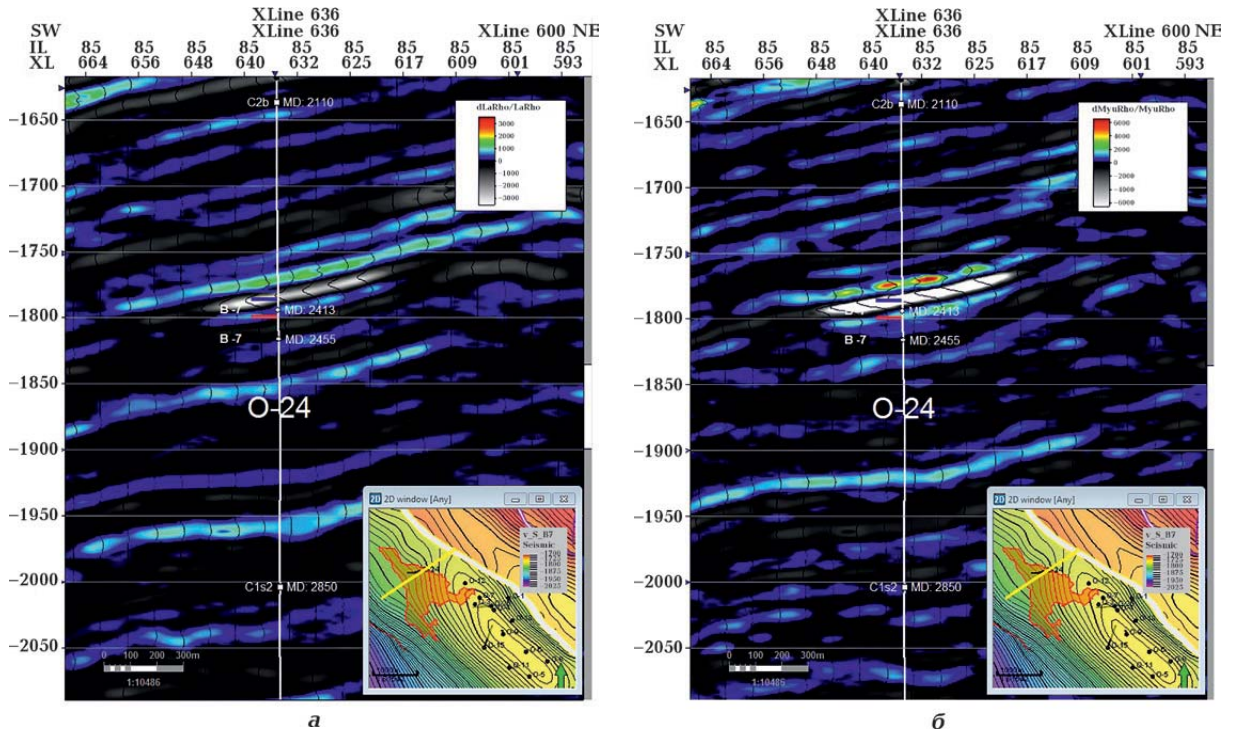


Рис. 3. Вертикальні розрізи з куба розрахованих значень атрибута $\Delta\lambda\rho/\lambda\rho$ (кольорова шкала має діапазон від -3000 до $+3000$) (а); атрибута $\Delta\mu\rho/\mu\rho$ (кольорова шкала має діапазон від -6000 до $+6000$) (б) уздовж лінії через свердловину О-24. Умовні позначення такі самі, як і на рис. 1.

Fig. 3. Vertical sections from the cube of calculated values of the $\Delta\lambda\rho/\lambda\rho$ attribute (color scale range from -3000 to $+3000$) (a); of the $\Delta\mu\rho/\mu\rho$ attribute (color scale range from -6000 to $+6000$) (b) along the line through the well O-24. The symbols are the same as in Fig. 1.

Ольгівське газоконденсатне родовище.

На цьому родовищі в горизонті Б-7 башкирських відкладів середнього карбону бурінням виявлено газонасиченість пласта Б-7б. Цей пласт розкритий майже всіма свердловинами, пробуреними на родовищі, і складається з кількох шарів пісковиків та алевролітів. Шари пісковиків є переважно щільними. У межах пласта трапляються зони підвищеної пористості з насиченням газом або водою, а також ущільнені зони. У свердловині О-24 газонасичений пласт Б-7б розкрито в інтервалі 2421,0—2424,6 м. Ефективна товщина пласта у свердловині становить 3,6 м, а ефективна продуктивна товщина — 2,0 м. У результаті випробувань з пласта Б-7б отримано припливи газу. Воду отримали з нижньої частини насиченого водою пласта, що залягає вище газового пласта. Між водоносним і газовим пластом залягає непроникий про-

шарок гірських порід малої потужності.

Вертикальні розрізи просторових розподілів значень атрибутів Intercept і Gradient (рис. 1) проходять через свердловину О-24. На розрізах виділено аномалії значень цих атрибутів. Площі аномалій приблизно $1,3 \text{ км}^2$ кожна розраховано з використанням горизонтальних зрізів відповідних просторових розподілів у правих нижніх кутах рисунків. Аномалія атрибута Intercept характеризує коефіцієнт відбиття поздовжньої хвилі у разі її нормального падіння на відбиваючу границю (рис. 1, а, аномалія зображена блакитним кольором і показана від'ємними значеннями атрибута Intercept). Це означає, що в районі аномалії акустичний імпеданс газонасиченого пласта менший у порівнянні з імпедансом непроникого пласта, що залягає над газовим пластом, а сама аномалія відповідає покрівлі газонасиченого пласта. Розподіли

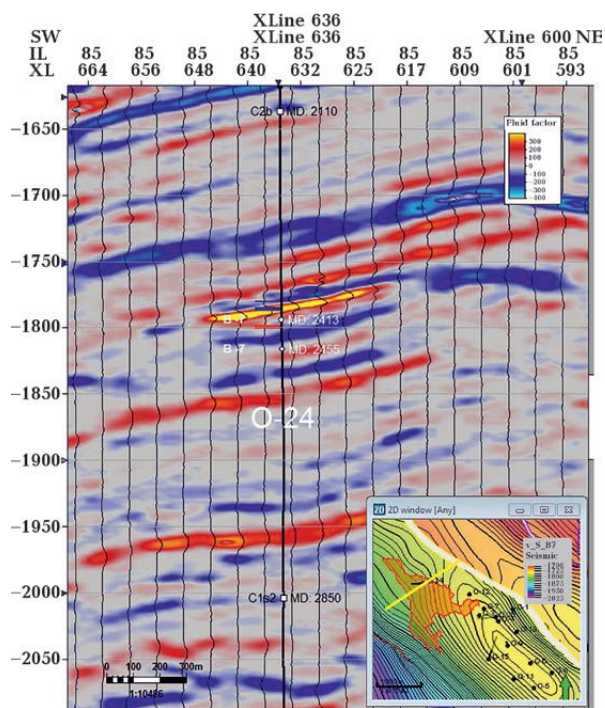


Рис. 4. Вертикальний розріз з куба розрахованих значень атрибута Fluid-factor уздовж лінії через свердловину O-24. Умовні позначення такі самі, як і на рис. 1.

Fig. 4. Vertical section from the cube of calculated values of the Fluid-factor attribute along the line through well O-24. The symbols are the same as in Fig. 1.

значень атрибутів Intercept і Gradient використані у статті для обчислення атрибута флюїд-фактор, а також відносних значень добутоків $\lambda\rho$ і $\mu\rho$.

Розрізи через свердловину O-24 (рис. 2) характеризують розподіл значень відносного акустичного імпедансу та відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_p/V_s .

Відносний акустичний імпеданс, як і власне акустичний імпеданс, характеризує гірські породи саме в межах пласта [Taner, 1992; Kemper, Gunning, 2014]. Водночас атрибуту Intercept і Gradient, як і коефіцієнти відбиття, характеризують відбивну здатність границі двох пластів і належать до цієї границі. Понижені значення відносного акустичного імпедансу добре корелюють з підвищеними значеннями пористості гірських порід [Вижва та ін., 2018]. Розподіл значень відносного акустичного

імпедансу (рис. 2, а) засвідчує підвищену пористість газового пласта.

Розподіл значень відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_p/V_s , вертикальний розріз якого ілюструє рис. 2, б, отримано за допомогою синхронної інверсії, що полягає в обчисленні значень V_p/V_s за набором кутових зображень [Aki, Richards, 1980; Fatti et al., 1994]. Вихідними даними для інверсії є кутові зображення геологічного середовища в межах Ольгівського родовища. Розподіл значень V_p/V_s розраховувався за допомогою програми синхронної інверсії, яка входить до програмного пакета Petrel (Schlumberger). Понижені значення відношення V_p/V_s є ознаками наявності природного газу. Буріння свердловин, що виконано з урахуванням цих даних, підтвердило наявність газової пастки.

З аналізу положення області підвищеної пористості (рис. 2, а) та області ймовірного насичення гірських порід газом (рис. 2, б) випливає, що випробування газового пласта проведено на неоптимальній глибині, що, ймовірно, обумовило незначний дебіт газу. Доцільно було би провести випробування дещо вище за розрізом, а саме в інтервалі найнижчих значень аномалії відносного акустичного імпедансу та в інтервалі найнижчих значень аномалії відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_p/V_s . На рис. 2, а, б ці інтервали показано фіолетовим кольором.

З огляду на результати випробувань свердловини O-24 розглянемо розподіли відносних значень констант Ламе λ і μ , тобто атрибутів $\Delta\lambda/\lambda\rho$ і $\Delta\mu/\mu\rho$ в інтервалі горизонту B-7. Як випливає з формул (3), (4), відносні значення констант Ламе $\Delta\lambda/\lambda\rho$ і $\Delta\mu/\mu\rho$ залежать від значень констант A і B, а для їх розрахунків за сейсмічними даними — від атрибутів Intercept і Gradient. Аномальні значення атрибутів $\Delta\lambda/\lambda\rho$ і $\Delta\mu/\mu\rho$, як і атрибутів Intercept і Gradient також належать до відбиваючих границь (рис. 3).

З аналізу розподілу значень атрибута $\Delta\lambda/\lambda\rho$ випливає, що в області амплітудної аномалії, яка відповідає покрівлі газового

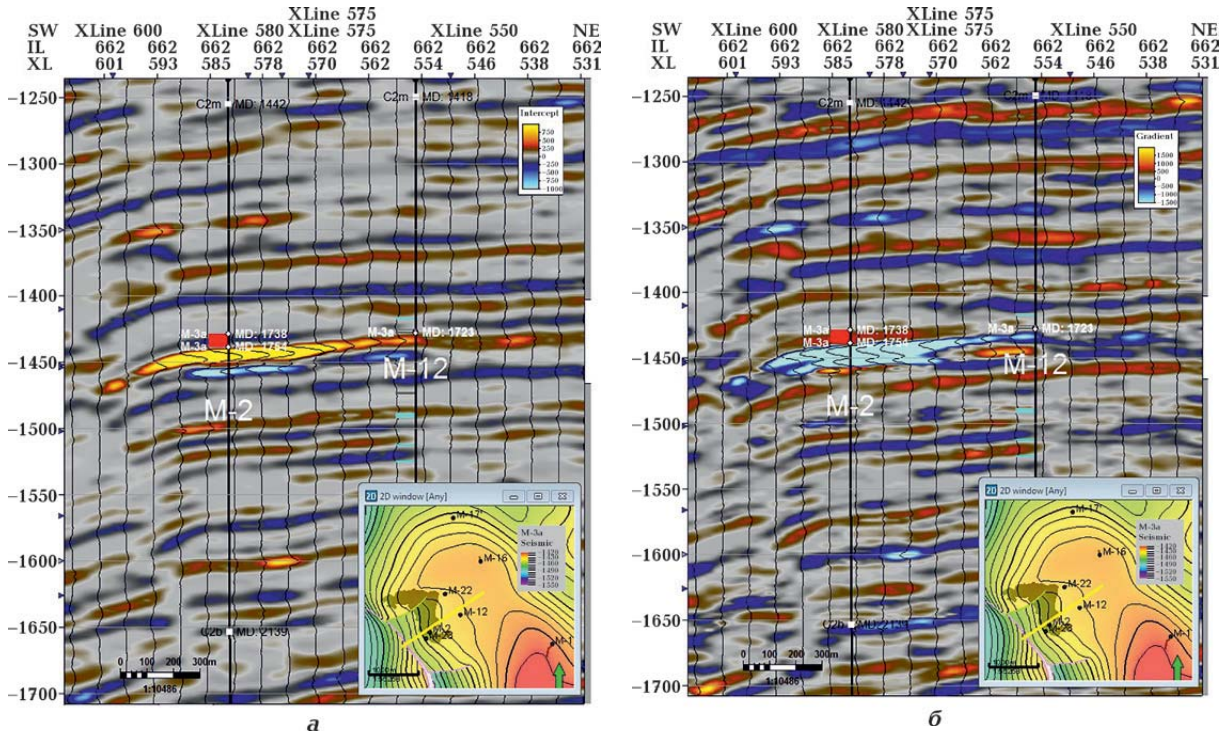


Рис. 5. Вертикальні розрізи з куба розрахованих значень AVO-атрибутів Intercept (а) і Gradient (б) уздовж лінії через свердловини М-2 і М-12. Умовні позначення: C_{2b} разом із MD 2139 — покрівля башкирського ярусу середнього карбону та її глибина залягання (у метрах); C_{2m} разом із MD 1442 — покрівля московського ярусу середнього карбону та її глибина залягання (у метрах); М-3а разом із MD 1754 — підшова продуктивного пласта М-3а у московських відкладах середнього карбону та її глибина залягання (у метрах); М-3а разом із MD 1738 — покрівля продуктивного пласта М-3а у московських відкладах середнього карбону та її глибина залягання (у метрах). Білі точки — положення розглянутих стратиграфічних границь. Інтервал перфорації (1754,0—1738,0 м), в якому отримано приплив газу, показано червоним прямокутником. Положення лінії та амплітудної аномалії в плані див. у правому нижньому куту кожного розрізу.

Fig. 5. Vertical sections from the cube of calculated values of AVO-attributes Intercept (a) and Gradient (b) along the line through wells M-2 and M-12. Symbols: C_{2b} together with MD 2139 — the top of the Bashkirian Stage of the Middle Carboniferous and its depth in meters; C_{2m} together with MD 1442 — the top of the Moscovian Stage of the Middle Carboniferous and its depth in meters; M-3a together with MD 1754 — the bottom of the productive layer M-3a in the Moscovian sediments of the Middle Carboniferous and its depth in meters; M-3a together with MD 1738 — the top of the productive layer M-3a in the Moscovian sediments of the Middle Carboniferous and its depth in meters. The white dots in the figures show the positions of the considered stratigraphic boundaries. The perforation interval (1754.0—1738.0 m), in which the gas inflow was obtained is shown by the red rectangle. The position of the line and the amplitude anomaly in the plan are shown in the lower right corner of each section.

пласта, значення атрибута $\Delta\rho/\rho$ є від'ємними та водночас найбільшими за модулем.

Розподіл значень атрибута $\Delta\rho/\rho$ нагадує розподіл $\Delta\rho/\rho$. Однак значення атрибута $\Delta\rho/\rho$ за модулем в області амплітудної аномалії є приблизно вдвічі більшими, ніж значення атрибута $\Delta\rho/\rho$. Такі співвідношення значень атрибутів відповідають газовим пісковикам [Goodway et al., 1999; Cambois, 2000; Gray, 2023].

Для обчислення розподілів значень атрибута Fluid-factor (флюїд-фактор) в ряді практично важливих випадків можна використовувати вираз (2). Як впливає з виразу (2) Fluid-factor залежить від параметрів A і B , тобто від атрибутів Intercept та Gradient. Це означає, що Fluid-factor визначається фізичними властивостями шарів гірських порід, що утворюють відбиваючу границю та відноситься до відбиваючої границі.

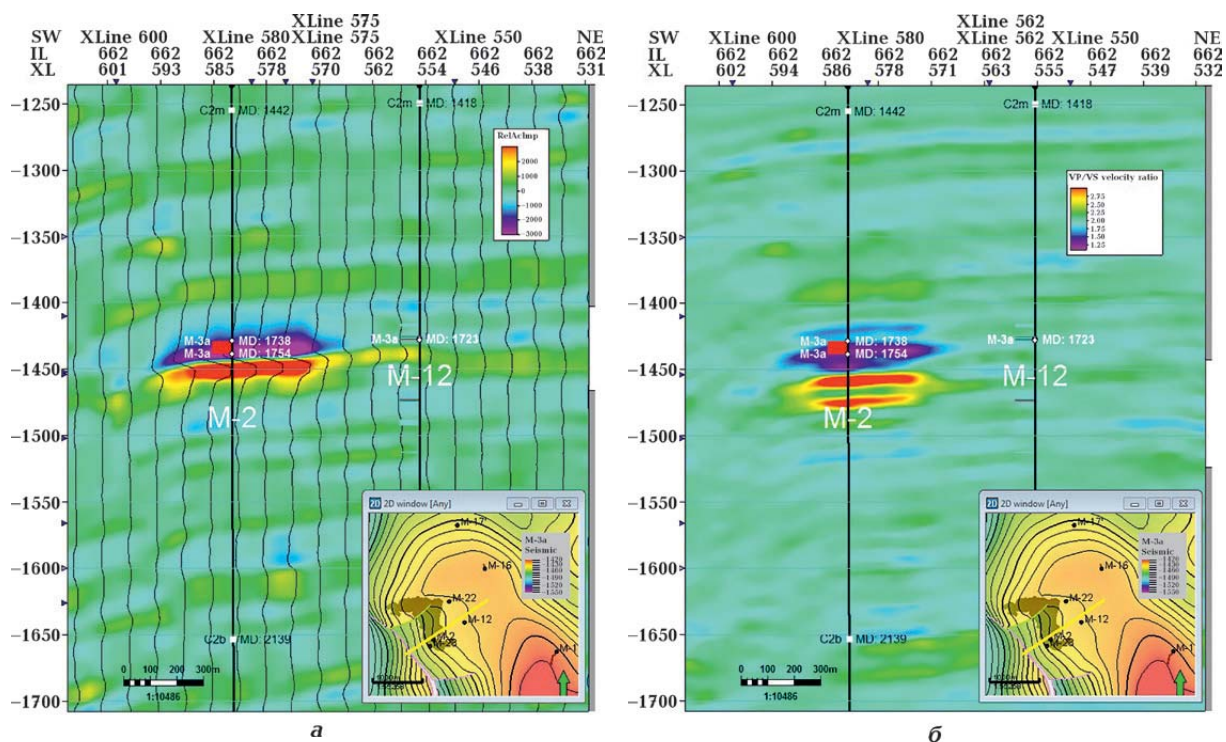


Рис. 6. Вертикальні розрізи з куба розрахованих значень відносного акустичного імпедансу (а) та відношення швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль V_p/V_s (б) уздовж лінії через свердловини М-2 і М-12. Умовні позначення такі самі, як і на рис. 5.

Fig. 6. Vertical sections from the cube of calculated values of relative acoustic impedance (a) and velocity ratio V_p/V_s (b) along the line through wells M-2 and M-12. The symbols are the same as in Fig. 5.

На рис. 4 показано вертикальний розріз масиву значень атрибуту Fluid-factor уздовж лінії через свердловину О-24. Найбільші значення атрибуту Fluid-factor відповідають відбиваючій границі, що розділяє шар гірської породи з більшим значенням імпедансу над газовим пластом та газовий пласт Б-7б, якому відповідають менші значення імпедансу. Результати випробувань у свердловині О-24 підтверджують ці висновки.

Таким чином, за результатами обчислення та аналізу розподілу значень сейсмічних індикаторів вуглеводнів для Ольгівського газоконденсатного родовища виявлено ділянки, що є перспективними на наявність природного газу. Отримані результати стали підставою для закладання нових свердловин у межах виявлених аномалій. Подальше буріння свердловин підтвердило наявність відповідних пасток природного газу.

Макіївське газоконденсатне родовище.

Пласт М-3а у московських відкладах середнього карбону на Макіївському родовищі складений пісковиками, за винятком двох свердловин, де він представлений алевролітами. Розглянемо результати застосування АВО-аналізу в межах цього родовища на прикладі свердловин М-2 і М-12. У результаті випробувань у свердловині М-2 в інтервалі глибин 1738—1754 м отримано промисловий приплив газу з пласта М-3а. Водночас у свердловині М-12 на відстані 750 м від свердловини М-2 продуктивний пласт М-3а за результатами випробувань є щільним.

Згідно з даними буріння і геофізичних досліджень свердловин (ГДС) продуктивний пласт М-3а у свердловині М-2 складений двома шарами пісковіку, що розкриті в інтервалі 1738—1754 м. Їх загальна товщина становить близько 16,0 м, ефективна — 15,6 м. Пласт має високі фільтраційні

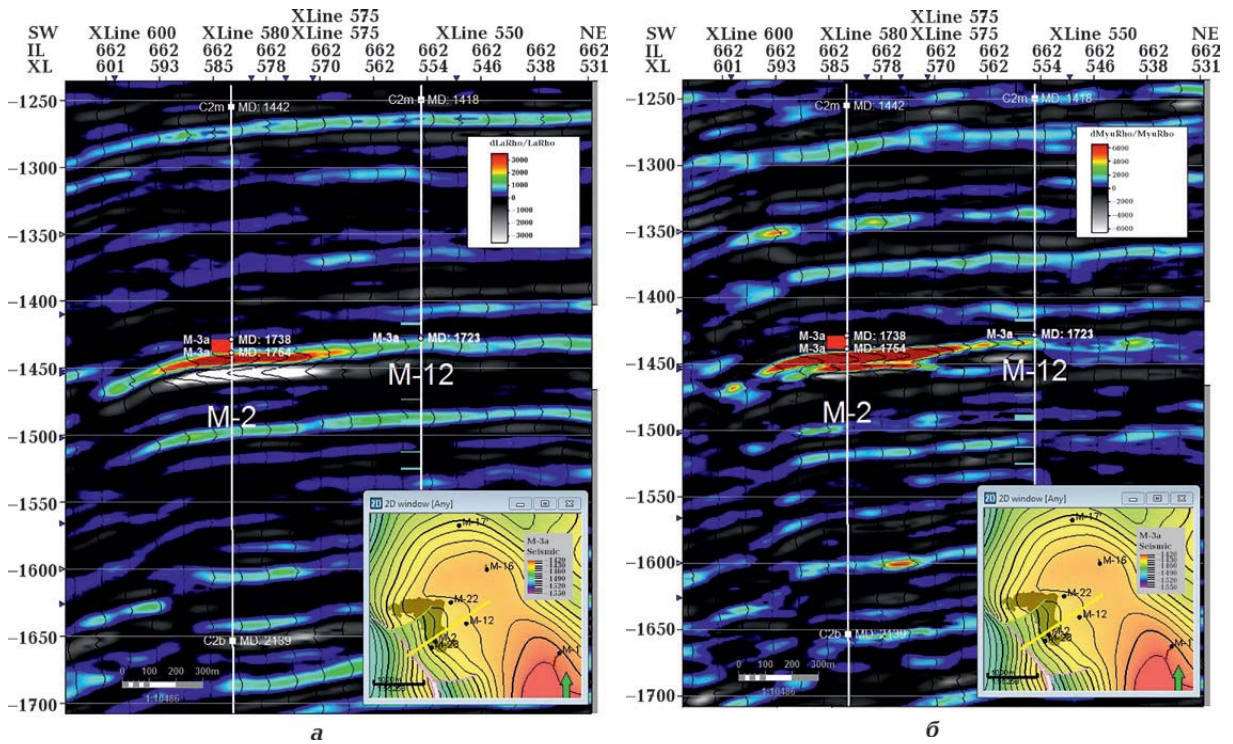


Рис. 7. Вертикальні розрізи з куба розрахованих значень атрибута $\Delta\rho/\rho$ (кольорова шкала має діапазон від -3000 до $+3000$) (а) і атрибута $\Delta\mu/\mu$ (кольорова шкала має діапазон від -6000 до $+6000$) (б) уздовж лінії через свердловини М-2 і М-12. Умовні позначення такі самі, як і на рис. 5.

Fig. 7. Vertical sections from the cube of calculated values of the $\Delta\rho/\rho$ attribute (color scale range from -3000 to $+3000$) (а); of the $\Delta\mu/\mu$ attribute (color scale range from -6000 to $+6000$) (б) along the line through wells M-2 and M-12. The symbols are the same as in Fig. 5.

властивості. За результатами ГДС пористість становить 14,6—18,1 %, газонасиченість — 56,0 %, коефіцієнт піщаності — 0,98.

На вертикальних розрізах (рис. 5) просторових розподілів значень атрибутів Intercept і Gradient уздовж лінії, що характеризує особливості розподілу атрибутів у місці розміщення свердловин М-2 і М-12, виділено амплітудні аномалії зазначених атрибутів, що засвідчує можливу наявність газової пастки. Додатково на рис. 5, а, б у правих нижніх кутах показано горизонтальні зрізи відповідних атрибутів через виділені аномалії. Площі аномалій, обчислені за горизонтальними зрізами, становлять приблизно $0,5 \text{ км}^2$ кожна. Додатна аномалія атрибута Intercept (рис. 5, а) та від'ємна аномалія атрибута Gradient (рис. 5, б) відносяться до підшви газона-

сиченого пласта і утворились унаслідок понижених значень його акустичного імпедансу щодо до імпедансу пласта гірських порід, розташованого під ним.

Розподіл значень відносного акустичного імпедансу (рис. 6, а) засвідчує підвищену пористість газонасиченого пласта М-3а, і це припущення підтверджується даними буріння та ГДС. Водночас розподіл значень відношення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль V_p/V_s (рис. 6, б) показує їх зменшення у пласті М-3а. Такі особливості аномалій, зображених на рис. 6, а, б, можуть засвідчувати наявність покладу газу у продуктивному пласті М-3а у свердловині М-2. Це припущення підтверджується випробуванням свердловини М-2, в якій отриманий промисловий приплив газу. Водночас пласт М-3а у свердловині М-12 виявився ущільненим.

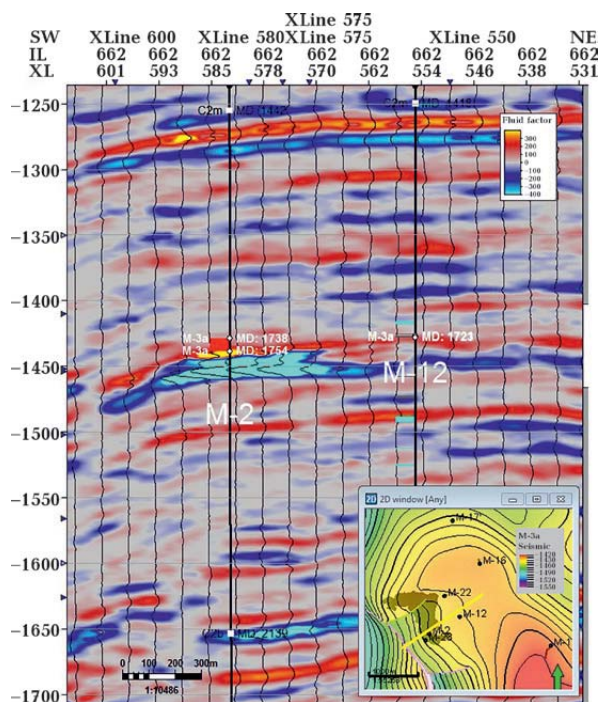


Рис. 8. Вертикальний розріз з куба розрахованих значень атрибута Fluid-factor уздовж лінії через свердловини M-2 і M-12. Умовні позначення такі самі, як і на рис. 5.

Fig. 8. Vertical section from the cube of calculated values of the Fluid-factor attribute along the line through wells M-2 and M-12. The symbols are the same as in Fig. 5.

Аномалії відносних значень констант Ламе (рис. 7) також відповідають підшві газопласта M-3a. Аномалії відносних значень констант Ламе $\Delta\rho/\rho$ та $\Delta\mu/\mu$ представлені додатними числами. Як впливає з аналізу розподілу відносних значень констант Ламе, значення $\Delta\mu/\mu$ приблизно у два рази перевищують значення $\Delta\rho/\rho$ в області амплітудної аномалії. Відповідно до даних публікацій [Goodway et al., 1999; Cambois, 2000; Gray, 2023] та інших експериментальних даних, такі співвідношення значень атрибутів $\Delta\rho/\rho$ і $\Delta\mu/\mu$ указують на ймовірну наявність газонасичених пісковиків.

Згідно з просторовим розподілом значень атрибута Fluid-factor (рис. 8), його аномалія відповідає підшві газопласта M-3a і представлена від'ємними значеннями.

Аномалія атрибута Fluid-factor є озна-

кою наявності пастки газу. Достовірність такого прогнозу підтверджена випробуванням, проведеним у свердловині M-2.

Висновки. Результати робіт з виявлення пасток газу на двох газоконденсатних родовищах північного борту Дніпровсько-Донецької западини дають можливість зробити такі висновки.

На північному борту Дніпровсько-Донецької западини структурні та літологічні пастки газу можна доволі впевнено прогнозувати на підставі виділення та інтерпретації аномалій сейсмічних індикаторів вуглеводнів.

Визначено п'ять сейсмічних індикаторів вуглеводнів, які доцільно використовувати для надійного виявлення пасток газу на родовищах північного борту Дніпровсько-Донецької западини із подібною геологічною будовою.

На реальних сейсмозв'язувальних даних продемонстровано розподіл знаків аномалій сейсмічних індикаторів вуглеводнів у відповідності до їх відношення до покрівлі, підшви газопласта або до самого газопласта, а також залежно від полярності сейсмічних даних.

Так, амплітудні аномалії сейсмічних індикаторів вуглеводнів, що відповідають границям газопластів для Ольгівського та Макіївського газоконденсатних родовищ, мають різні знаки. Це обумовлено віднесенням сейсмічних індикаторів до покрівлі газонасиченого пласта для Ольгівського та підшви газонасиченого пласта для Макіївського газоконденсатних родовищ.

Аномалії відносного акустичного імпедансу та відношення швидкостей поширення поздовжньої та поперечної хвиль V_p/V_s , що належать саме до газонасичених пластів, а не до їх границь, мають однакові знаки для Ольгівського та Макіївського газоконденсатних родовищ.

Актуальність застосування розглянутих у статті підходів до інтерпретації амплітудних аномалій сейсмічних даних на північному борту Дніпровсько-Донецької западини підтверджена результатами успішного буріння свердловин, що виявили промислові поклади газу.

Список літератури

- Вижва С., Соловійов І., Круглик В., Лісний Г. Використання технології інтерактивної класифікації геологічних тіл для прогнозування покладів газу на сході України. *Вісник Київ. нац. ун-ту імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2019. Т. 1. № 84. С. 70—76. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.84.10>.
- Вижва С., Соловійов І., Круглик В., Лісний Г. Прогнозування зон підвищеної пористості у глинистих породах Сходу України. *Вісник Київ. нац. ун-ту імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2018. Т. 1. № 80. С. 33—39. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.80.04>.
- Вижва С., Соловійов І., Михалевич І., Круглик В., Лісний Г. Використання кількісних даних 3D сейсмозвідки для виявлення пасток вуглеводнів у межах Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київ. нац. ун-ту імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2020. Т. 4. № 91. С. 35—41. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.91.05>.
- Вижва С., Соловійов І., Михалевич І., Круглик В., Лісний Г. Використання прямих індикаторів вуглеводнів для прогнозування нафтогазових покладів у Дніпровсько-Донецькій западині. *Геолог України*. 2021. № 1-2. С. 99—108.
- Лісний Г.Д. *Використання моделі анізотропного середовища для аналізу сейсмічних зображень геологічних об'єктів*. Київ: Вид-во Київ. ун-ту, 2002, 136 с.
- Лісний Г.Д. *Практичні аспекти побудови об'ємних сейсмічних зображень за сейсмограмами спільних джерел*. Київ: Радуга, 2012, 264 с.
- Aki, K., & Richards, P.G. (1980). *Quantitative Seismology — Theory and Methods*. Vol. 1, 2. San Francisco: W.H. Freeman & Co.
- Cambois, G. (2000). AVO inversion and elastic impedance. *Society of Exploration Geophysicists, SEG Technical Program Expanded Abstracts*: (pp. 142—145). <https://doi.org/10.1190/1.1815671>.
- Chopra, S., & Castagna, J.P. (2014). AVO. *Society of Exploration Geophysicists. SEG Investigation in Geophysics*, 304 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803201>.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., & Levitt, P.R. (1994). Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, 59(9), 1362—1376. <https://doi.org/10.1190/1.1443695>.
- Goodway, B., Chen, T., & Downton, J. (1999). Rock parameterization and AVO fluid detection using Lamé petrophysical factors — λ , μ and $\lambda\rho$, $\mu\rho$. *EAGE, Expanded Abstract*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201407878>.
- Gray, D. (2023). *The Relationship between AVO and Petrophysics*, 19 p. Retrieved from <https://cseg.ca/wp-content/uploads/FocusArticle-AVOPetrophysicsTutorial.pdf>.
- Janssen, M. (2015). *Shallow Gas: Rock Physics and AVO*. Universities Utrecht, 109 p.
- Kemper, M., & Gunning, J. (2014). Joint Impedance and Facies Inversion — Seismic inversion redefined. *First Break*, 32(9), 89—95. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.32.9.77968>.
- Shuey, R.T. (1985). A simplification of the Zoepritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609—614. <https://doi.org/10.1190/1.1441936>.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic amplitude*. Cambridge University Press, 271 p. <https://doi.org/10.1017/cbo9780511984501>.
- Smith, G.C., & Sutherland, R.A. (1996). The fluid factor as an AVO indicator. *Geophysics*, 61(5), 1425—1428. <https://doi.org/10.1190/1.1444067>.
- Swan, H.W. (1993). Properties of direct hydrocarbon indicators. In J.P. Castagna, M.M. Backus (Eds.), *Offset-dependent reflectivity — Theory and practice of AVO analysis* (pp. 78—92). Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.5724/gcs.96.17.0059>.
- Taner, M.T. (1992). *Attributes revisited. Rock Solid Images, revised 2000*, 45 p.
- Tatham, R.H., & Stoffa, P. L. (1976). VP /VS — A potential hydrocarbon indicator. *Geophysics*, 41(5), 837—849. <http://doi.org/10.1190/1.1440668>.

Features of amplitude anomalies according to the seismic data on the northern side of the Dnipro-Donetsk Depression

S.A. Vyzhva¹, V.M. Kruhlyk², G.D. Lisny², 2025

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology, Kyiv, Ukraine

²Geounit LLC, Kyiv, Ukraine

The work continues series of articles on using seismic hydrocarbon indicators to detect natural gas traps in licensed areas within the northern side of the Dnipro-Donetsk Depression. The article presents some results for gas traps in the Olhivske and Makiivske gas condensate fields. A 3D seismic survey was conducted. Angular seismic images were used to calculate the distributions of seismic hydrocarbon indicators. They were constructed by direct conversion of seismograms of common sources into seismic images of the geological environment using the Kirchhoff method. Five seismic hydrocarbon indicators were identified that are appropriate for searching for gas traps in the fields of the northern side of the Dnipro-Donetsk Depression with a similar geological structure. Seismic exploration data were used to plot the distribution of signs of hydrocarbon seismic indicator anomalies (their position relative to the top, the bottom of the gas layer, or to the gas layer itself and its dependence on the polarity of the seismic data). The studies were conducted using Schlumberger technologies and software. The results were taken into account in the recommendations for drilling wells. The commercial gas reserves confined to the detected amplitude anomalies are confirmed by drilling and well studies. The results are useful for scientists and geologists of oil and gas companies that use hydrocarbon seismic indicators to detect gas traps in this region. Using the implemented approaches to detecting hydrocarbon traps will contribute to improving drilling and increasing the volume of explored gas reserves in Ukraine.

Key words: seismic exploration, angular seismic images, seismic hydrocarbon indicators.

References

- 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. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.84.10> (in Ukrainian).
- Vyzhva, S., Solovyov, I., Kruhlyk, V., & Lisny, G. (2018). Prediction of high porosity zones in clay rocks at the Eastern Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(80), 33—39. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.80.04> (in Ukrainian).
- 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 Dniper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4(91), 35—41. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.91.05> (in Ukrainian).
- Vyzhva, S., Solovyov, I., Mihalevich, I., Kruhlyk, V., & Lisny, G. (2021). Use of direct hydrocarbon indicators for forecasting oil and gas deposits in the Dnieper-Donetsk Basin. *Geologist of Ukraine*, (1-2), 99—108 (in Ukrainian).
- Lisny, G.D. (2002). *Using the anisotropic medium model for the analysis of seismic images of geological objects*. Kyiv: University Publ. House, 136 p. (in Ukrainian).

- Lisny, G.D. (2012). *Practical aspects of construction of three-dimensional seismic images based on seismograms of common sources*. Kyiv: Raduga, 264 p. (in Ukrainian).
- Aki, K., & Richards, P.G. (1980). *Quantitative Seismology — Theory and Methods*. Vol. 1, 2. San Francisco: W.H. Freeman & Co.
- Cambois, G. (2000). AVO inversion and elastic impedance. *Society of Exploration Geophysicists, SEG Technical Program Expanded Abstracts*: (pp. 142—145). <https://doi.org/10.1190/1.1815671>.
- Chopra, S., & Castagna, J.P. (2014). AVO. *Society of Exploration Geophysicists, SEG Investigation in Geophysics*, 304 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803201>.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., & Levitt, P.R. (1994). Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. *Geophysics*, 59(9), 1362—1376. <https://doi.org/10.1190/1.1443695>.
- Goodway, B., Chen, T., & Downton, J. (1999). Rock parameterization and AVO fluid detection using Lamé petrophysical factors — λ , μ and $\lambda\rho$, $\mu\rho$. *EAGE, Expanded Abstract*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201407878>.
- Gray, D. (2023). *The Relationship between AVO and Petrophysics*, 19 p. Retrieved from <https://cseg.ca/wp-content/uploads/FocusArticle-AVOPetrophysicsTutorial.pdf>.
- Janssen, M. (2015). *Shallow Gas: Rock Physics and AVO*. Universities Utrecht, 109 p.
- Kemper, M., & Gunning, J. (2014). Joint Impedance and Facies Inversion — Seismic inversion redefined. *First Break*, 32(9), 89—95. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.32.9.77968>.
- Shuey, R.T. (1985). A simplification of the Zoepritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609—614. <https://doi.org/10.1190/1.1441936>.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic amplitude*. Cambridge University Press, 271 p. <https://doi.org/10.1017/cbo9780511984501>.
- Smith, G.C., & Sutherland, R.A. (1996). The fluid factor as an AVO indicator. *Geophysics*, 61(5), 1425—1428. <https://doi.org/10.1190/1.1444067>.
- Swan, H.W. (1993). Properties of direct hydrocarbon indicators. In J.P. Castagna, M.M. Backus (Eds.), *Offset-dependent reflectivity — Theory and practice of AVO analysis* (pp. 78—92). Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.5724/gcs.96.17.0059>.
- Taner, M.T. (1992). *Attributes revisited. Rock Solid Images, revised 2000*, 45 p.
- Tatham, R.H., & Stoffa, P.L. (1976). VP/VS — A potential hydrocarbon indicator. *Geophysics*, 41(5), 837—849. <http://doi.org/10.1190/1.1440668>.