УДК 550.834

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.91.05>

С. Вижва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vsa@univ.kiev.ua,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна;
І. Соловійов, ген. директор,
E-mail: i.solovyov@geounit.com.ua,
ТОВ "ГЕОЮНІТ", пр. С. Бандери, 9, м. Київ, 04073, Україна;
І. Михалевич, асп., заст. головного геолога,
E-mail: i.mykhalevych@kub-gas.com.ua,
ТОВ "КУБ-ГАЗ", вул. Рилєєва, 10а, м. Київ, 04073, Україна;
В. Круглик, пров. геолог,
E-mail: v.kruglyk@gmail.com,
Г. Лісний, д-р геол. наук, доц.,
E-mail: g.lisny@geounit.com.ua,
ТОВ "ГЕОЮНІТ", пр. С. Бандери, 9, м. Київ, 04073, Україна

ВИКОРИСТАННЯ КІЛЬКІСНИХ ДАНИХ 3D СЕЙСМОРОЗВІДКИ ДЛЯ ВИЯВЛЕННЯ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ У МЕЖАХ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

(Представлено членом редакційної колегії канд. геол. наук, ст. наук. співроб. І.М. Безродною)

На основі результатів численних сейсмічних досліджень, що проведені на площах і родовищах північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), визначено доцільну стратегію виявлення пасток вуглеводнів у даному регіоні. При цьому враховано сучасні вимоги до пошуків і розвідки покладів газу та нафти. Вони полягають у визначенні імовірних зон скопчення вуглеводнів на основі аналізу структурно-тектонічної моделі. Водночас необхідним елементом розв'язання такого завдання також є використання прямих індикаторів вуглеводнів для прогнозування пасток структурного, літологічного або комбінованого типу.

Показано, що ефективним підходом до виявлення пасток вуглеводнів у цьому регіоні є атрибутний аналіз з використанням таких сейсмічних атрибутів, як огинаюча сейсмічного сигналу, акустичний імпеданс або відносний акустичний імпеданс. У більшості практично важливих випадків аналіз розподілу значень цих атрибутів виявився достатнім для вирішення геологічних завдань. Водночас наведено приклад вилучення додаткової корисної інформації щодо просторового розподілу пасток вуглеводнів з об'ємних сейсмічних зображень, що отримані за сейсмограмами спільних джерел з обмеженим діапазоном нахилів кутів сейсмічних променів.

Для аналізу розподілу значень сейсмічних атрибутів рекомендовано застосовувати технологію geobody як найбільш ефективну в разі використання даних об'ємної сейсморозвідки. Залежно від комбінації сейсмічних атрибутів, що беруть участь в аналізі, визначаються розподіли різних властивостей гірських порід, зокрема зони підвищеної пористості або зони присутності вуглеводнів. Аналіз з одночасним використанням декількох сейсмічних атрибутів дозволяє безпосередньо виявити насичені вуглеводнями геологічні тіла з підвищеною пористістю тощо.

Наведено приклади виявлення пасток вуглеводнів на площах і родовищах північного борту ДДЗ, які підтверджені бурінням свердловин. Надано рекомендації на буріння свердловин з використанням розподілів значень різних сейсмічних атрибутів. Зроблено узагальнення щодо розподілу перспективних на наявність вуглеводнів ділянок на північному борті Дніпровсько-Донецької западини та наведено співвідношення цього розподілу з виявленими структурними елементами геологічного середовища.

Ключові слова: сейсморозвідка, сейсмічні зображення, пастки вуглеводнів різних типів, сейсмічні атрибути, геологічні тіла, прямі індикатори вуглеводнів.

Вступ. Сучасні підходи до пошуків пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) передбачають використання даних об'ємної сейсморозвідки як доволі інформативних. Разом із побудовою структурно-тектонічної моделі вивчаються розподіли значень сейсмічних атрибутів, що дозволяють отримувати кількісні характеристики фізичних властивостей гірських порід. У деяких випадках це допомагає досить точно виявляти пастки вуглеводнів будь-якого типу. Для ліцензійних ділянок північного борту ДДЗ значний інтерес становить розвідка літологічних пасток вуглеводнів. Вивченню таких пасток присвячено серію статей, зокрема (Вижва та ін., 2018, 2019), а також доповідей на міжнародних конференціях (Vyzhva et al., 2018, 2019; Стрельцова та ін., 2019). Результати цих робіт показують, що літологічні пастки є досить поширеними в межах північного борту ДДЗ, а їхня розвідка становить практичний інтерес. Виявлення літологічних пасток базується на аналізі значень сейсмічних атрибутів, що мають певний фізичний зміст. Цілковито інформативними для виявлення літологічних пасток є такі сейсмічні атрибути, як акустичний імпеданс, у тому числі й відносний акустичний імпеданс, огинаюча сейсмічного сигналу, миттєва частота. Цікавими також є сейсмічні зображення, що отримані за сейсмограмами з обмеженими діапазонами кутів сейсмічних

променів. Такі зображення використовуються для отримання AVO атрибутів і визначення характеру насичення гірських порід вуглеводнями. Для виявлення літологічних пасток вуглеводнів часто використовується також розподіл значень відношення V_p/V_s , де V_p – швидкість поздовжньої, а V_s – швидкість поперечної хвилі. Ці та деякі інші сейсмічні атрибути ще мають назву прямих індикаторів наявності вуглеводнів. Зрозуміло, що фізичний зміст цих індикаторів не обмежує їхнє застосування для виявлення лише літологічних пасток. Вони з однаковим успіхом застосовуються для виявлення наявності вуглеводнів у пастках будь-якого типу, зокрема структурних. Однак для виявлення неструктурних пасток основним підходом є саме використання прямих індикаторів вуглеводнів.

Технологія виявлення літологічних пасток вуглеводнів у межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Під час вибору та тестування такої технології автори мали за мету отримання достовірних і водночас стійких рішень. Розв'язання цієї проблеми базується на визначенні доцільного співвідношення між складністю та стійкістю алгоритмів, що застосовуються. Стосовно визначення властивостей літологічних пасток бажання підвищити точність рішень завжди стикається з необхідністю ускладнення технології та використання сейсморозвідувальних даних з підвищеними вимогами

щодо їхньої якості. Однак переважна більшість результатів сейсморозвідувальних зйомок з тих чи інших причин характеризується доволі високим рівнем завад. Зокрема, це типово для сейсмограм, зареєстрованих на північному борті ДДЗ, а також для результатів їхньої обробки, включаючи об'ємні сейсмічні зображення геологічного середовища. І якщо ускладнення технології дає позитивні результати щодо синтетичних сейсморозвідувальних даних, то для реальних даних часто спостерігаються зворотні результати. Вони пов'язані з нестійкістю обчислення сейсмічних атрибутів за сейсмограмами та сейсмічними зображеннями з низьким співвідношенням сигнал/завада. У таких випадках незначні помилки в сейсморозвідувальних даних спричиняють істотні помилки в розподілах значень сейсмічних атрибутів, що використовуються для виявлення та визначення характеристик літологічних пасток вуглеводнів.

Ураховуючи наведені міркування, автори провели низку експериментів і тестів для визначення оптимального набору сейсмічних атрибутів для виявлення літологічних пасток вуглеводнів на північному борті ДДЗ. Важливим атрибутом є огинаюча сейсмічного сигналу *Envelope*, яка обчислюється за такою формулою:

$$Envelope = [f^2(t) + g^2(t)]^{1/2},$$

де $f(t)$ – дійсна частина, $g(t)$ – уявна частина сейсмічної траси.

Атрибут огинаюча сигналу завжди має позитивні значення, які досягають максимального значення амплітуди сейсмічної траси. Він допомагає виділяти так звані яскраві плями на сейсмічних записах, які відповідають, наприклад, купченням газу. Яскраві плями – це термін, що використовується для опису аномальних високоамплітудних зон у сейсміці, які зазвичай інтерпретуються як газовий індикатор в уламкових породах або продуктивних пластах. Отже, яскраві плями можуть бути асоційовані з вуглеводневими пластами та потенційними пастками вуглеводнів. Атрибут також допомагає виділяти зміни в літології, які можуть слабо відображатися на сейсмічних зображеннях.

Цей атрибут є одним із загальних і добре відомих застосувань сейсмічного атрибутного аналізу через пряму кореляцію між змінами в амплітудах сейсмічних хвиль зі змінами фізичних властивостей гірських порід. Атрибут може відображати зміни в літології й насиченні гірських порід флюїдами та газами.

Наступним необхідним атрибутом є відносний акустичний імпеданс. Вихідними даними для його обчислення є сейсмічні траси у вигляді послідовностей коефіцієнтів відбиття (Taner, 1992). Для отримання останніх застосовується зворотна згортка або деконволюція з відповідними сейсмічними імпульсами. Для сейсмічної траси у вигляді коефіцієнтів відбиття $f(t)$ має місце таке співвідношення:

$$f(t) = \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho v}{\rho v},$$

де ρ – густина гірських порід; v – швидкість поширення поздовжніх хвиль у гірських породах.

Останній вираз можна переписати у вигляді диференційного рівняння:

$$f(t) = \frac{1}{2} \Delta \ln(\rho v).$$

Рішенням такого диференційного рівняння є вираз такого вигляду:

$$\ln(\rho v) = 2 \int_{t=0}^{t=T} f(t) dt.$$

Розв'язання диференційного рівняння виконується з точністю до константи. Тому наведене рішення носить назву "відносний акустичний імпеданс". Точне рішення

диференційного рівняння вимагає додаткових умов або додаткової інформації. У даному випадку такою інформацією є низькочастотний тренд акустичного імпедансу. Для врахування цього тренду використовується апріорна інформація у вигляді значень акустичного імпедансу у свердловинах.

Слід зазначити, що акустичний імпеданс, як і відносний акустичний імпеданс характеризується стійкою кореляцією з пористістю гірських порід. Це впливає зі зрозумілого фізичного змісту цього атрибуту. Малі значення відносного акустичного імпедансу відповідають малим швидкостям і густині, що характеризує гірську породу з підвищеною пористістю.

Корисним атрибутом є відношення значень поздовжніх і поперечних хвиль v_p/v_s . Для гірських порід, насичених газом, значення швидкостей поздовжніх хвиль будуть меншими порівняно зі значеннями швидкостей у породах, насичених водою. Водночас істотних змін у значеннях швидкостей поперечних хвиль у цьому випадку не відбувається. Таким чином, перевірка аномалій для поздовжніх хвиль, зокрема яскравих плям із залученням даних про швидкості поперечних хвиль, є цілком інформативна (Tatham and Stoffa, 1976).

Обчислення об'ємних розподілів сейсмічних атрибутів є частиною технології виявлення літологічних пасток вуглеводнів. Однак не менш важливою її частиною є визначення способу їхнього аналізу. Тривимірною моделю геологічного середовища складається з набору об'ємних комірок, кожна з яких містить значення фізичних параметрів або сейсмічних атрибутів. Основним завданням аналізу такого набору комірок є виявлення так званих геологічних тіл. Такі тіла визначаються як зв'язані групи комірок, що мають певні властивості. З міркувань доцільності подальшого використання геологічних тіл необхідно також визначити мінімальний розмір геологічних тіл, що становлять практичний інтерес.

Візуальний аналіз об'ємних комірок є неефективним через їхню значну кількість і в основному слабку роздільну здатність кольорових палітр. Тому для виявлення геологічних тіл застосовується технологія geobody, що впроваджена компанією Schlumberger. Основні підходи до використання цієї технології на території ДДЗ розглянуто в роботах (Вижва та ін., 2019; Vyzhva et al., 2019).

Приклади виявлення пасток вуглеводнів у межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Розглянемо ділянку площі досліджень, що має розміри близько 500 км². На рис. 1. показана схема розташування геологічних тіл, що є перспективними на наявність вуглеводнів. У даному випадку кольорова палітра не несе будь-якої інформації про розподіл значень сейсмічних атрибутів. Різні геологічні тіла показані різними кольорами для зручності їхнього візуального сприйняття. Усі геологічні тіла належать до відкладів карбону. Ізолінії на схемі показують виявлені в товщі карбонів відкладів структури, що для традиційної структурної сейсморозвідки вважаються перспективними на наявність вуглеводнів. Різні структури подано різними кольорами.

Аналіз наведеної на рис. 1 схеми показує істотні розбіжності між класичними перспективними структурами та геологічними тілами, визначеними за допомогою прямих індикаторів вуглеводнів. Лише північно-західна частина наведеної ділянки характеризується збігом виділених структур і геологічних тіл, насичених вуглеводнями. Співвідношення між потенційно перспективними структурами та фактичним розташуванням пасток вуглеводнів різних типів, що випливають зі схеми, показаної на рис. 1, є типовими для північного борту ДДЗ. У даному випадку закладання свердловин лише на підставі позитивного структурного фактора призводить до низької

успішності їхнього буріння. Про це свідчать численні негативні результати буріння на цій території. Таким чином, для успішного буріння свердловин на вуглеводні необхідно

використовувати прямі індикатори наявності вуглеводнів як для структурних, так і для неструктурних пасток.

Рис. 1. Схема розташування геологічних тіл і структур, перспективних на наявність вуглеводнів

Розглянемо приклад виявлення газонасиченого геологічного тіла у відкладах продуктивного горизонту М-3 московського ярусу середнього карбону. Для цього звернемося до рис. 2, на якому наведено відповідне геологічне тіло площею 0,5 кв. км², яке є класичною літологічною пасткою вуглеводнів. Ізолінії та кольорова палітра визначають глибини відбиваючого горизонту в товщі відкладів продуктивного горизонту М-3 московського ярусу середнього карбону. Для виявлення цієї пастки було використано технологію geobody. За вихідні дані використано об'ємне сейсмічне зображення, що побудовано за сейсмограмами спільних джерел з обмеженим діапазоном нахилу сейсмічних променів. У цьому прикладі діапазон нахилу сейсмічних променів становить 10–30°. Розріз такого сейсмічного зображення наведено на рис. 3, а його положення в плані показано на рис. 2 лінією, що перетинає літологічну пастку газу. Для виявлення газонасиченого геологічного тіла використано лише один атрибут – огинаючу сейсмічного сигналу. У цьому прикладі інформативності огинаючої сейсмічного сигналу виявилось достатньо для виявлення літологічної пастки газу.

Наявність газу в літологічній пастці підтверджена вертикальною свердловиною, наведеною на рис. 3. Червоними точками показано зони перфорації. Газовий поклад відповідає великим амплітудам сигналів хвиль сейсмічного зображення, що показані блакитним кольором. Інакше кажучи, газовий поклад, показаний на сейсмічному зображенні, є класичною яскравою плямою. Наведений вертикальний розріз містить також додаткову важливу

інформацію. Нижче газового покладу розташована горизонтальна зона підвищених амплітуд сигналів хвиль сейсмічного зображення. Вона має назву "плоска пляма" і визначає контакт між газом і водою.

Для оцінки пористості гірських порід та обчислення запасів газу в літологічній пастці можна використовувати акустичний імпеданс або відносний акустичний імпеданс. Однак у даному випадку визначення пористості та підрахунок запасів газу було зроблено за даними геофізичних досліджень у пробуреній через дану пастку свердловині.

У наступному прикладі для виявлення геологічного тіла, що є пасткою вуглеводнів, використано декілька сейсмічних атрибутів. На рис. 4 показано контури геологічних тіл, що визначені в різні способи.

Геологічне тіло, яке відповідає контуру з меншою площею та наявністю кольорової заливки, отримано шляхом спільного використання двох сейсмічних атрибутів – огинаючу сейсмічного сигналу та відносного акустичного імпедансу. Для виявлення пористого газонасиченого геологічного тіла із запасами газу, достатніми для прибуткової розробки покладу, необхідно визначити доцільний діапазон змін значень огинаючої сейсмічного сигналу та відносного акустичного імпедансу, а також мінімальний об'єм геологічного тіла, необхідний для економічно виправданої розробки покладу. Газонасичені геологічні тіла з підвищеною пористістю характеризуються підвищеними значеннями огинаючої сейсмічного сигналу та водночас пониженими значеннями відносного акустичного імпедансу. Діапазони змін

цих атрибутів визначаються в емпіричний спосіб з використанням свердловинних даних. Щодо мінімального розміру геологічних тіл, які становлять практичний інтерес,

зазначимо, що він визначається з урахуванням оцінки обсягу імовірних запасів газу геологічних тіл та економічних показників розробки відповідних пасток газу.

Рис. 2. Газонасичене геологічне тіло у відкладах продуктивного горизонту М-3 московського ярусу середнього карбону

Рис. 3. Вертикальний розріз об'ємного сейсмічного зображення, отриманий за сейсмограмами спільних джерел з обмеженим діапазоном нахилів кутів сейсмічних променів

Рис. 4. Контури геологічних тіл, отриманих з використанням різних сейсмічних атрибутів.

Контур меншої площі з кольоровою заливкою відповідає геологічному тілу, отриманому шляхом спільного використання огинаючої сейсмічного сигналу та відносного акустичного імпедансу. Контур більшої площі відповідає геологічному тілу, отриманому з використанням сейсмічного атрибуту v_p/v_s .

Другому варіанту геологічного тіла або імовірної пастки вуглеводнів відповідає контур більшої площі з відсутністю кольорової заливки. Геологічне тіло виявлено з використанням сейсмічного атрибуту v_p/v_s . Необхідний для виявлення газонасичених гірських порід діапазон зміни значень v_p/v_s визначено за свердловинними даними. Значення збігу двох варіантів геологічних тіл у плані становить близько 70 %. У північно-східному напрямку збіг двох варіантів геологічних тіл збільшується, а в південно-західному напрямку – зменшується. Відсутність газу у свердловині М-23 зменшує імовірність наявності газонасиченої гірської породи в південно-західній частині геологічного тіла, визначеного за сейсмічним атрибутом v_p/v_s .

На рис. 5 показано вертикальний розріз об'ємного сейсмічного зображення площі досліджень уздовж ламаної лінії (рис. 4). Розріз проходить через вертикальні свердловини, серед яких свердловина М-2 є пробуреною, а решта проектні. На розрізі кольоровими кульками показано геологічне тіло, отримане з використанням об'ємних розподілів значень огинаючої сейсмічного сигналу та відносного акустичного імпедансу. Вигляд цього геологічного тіла або пастки вуглеводнів у розрізі дає змогу зробити такі висновки. Пастку можна вважати структурною, однак розподіл газу в пастці залежить в основному від літологічного фактора. Це підтверджується відсутністю газу в лівій склепінній частині пастки, показаній на розрізі, та нетиповому розподілі газу в правій склепінній частині.

Конфігурація виявленого геологічного тіла, що є перспективним на наявність природного газу, дозволяє визначити попередні точки для буріння нових свердловин. На рис. 4 свердловини М-2 та М-23 є пробуреними, а свердловини М-2_I, М-2_II, М-2_III та М-2_IV – рекомендовані. Наведені чотири варіанти проектних свердловин були рекомендовані після того, як з технічних причин став неможливим відбір залишкових запасів газу з газонасиченого покладу продуктивного горизонту М-3 московських відкладів середнього карбону через свердловину М-2. Проектні глибини свердловин обмежуються глибиною розкриття даного покладу і становлять близько 1750 м. Проаналізуємо доцільність наведених

рекомендацій на буріння свердловин і визначимо свердловини, які можна вважати оптимальними для подальшої розробки покладу газу.

Перша рекомендована свердловина М-2_I розташована на північному сході від свердловини М-2 і розкриває пастку на 5 м вище, ніж свердловина М-2. Вона потрапляє в контур газонасиченого геологічного тіла, що виділена за допомогою сейсмічного атрибуту v_p/v_s . Однак ця свердловина не потрапляє у контур геологічного тіла, що виявлено за об'ємним розподілом значень огинаючої сейсмічного сигналу та відносного акустичного імпедансу.

Друга рекомендована свердловина М-2_II розташована поряд із свердловиною М-2_I, однак потрапляє в контури обох геологічних тіл. Очікувана глибина розкриття покрівлі продуктивного горизонту М-3 московського ярусу середнього карбону розташована на 2 м вище, ніж у свердловині М-2.

Наступну свердловину М-2_III рекомендовано пробурити на південний схід від свердловини М-2. Вона розкриває продуктивний горизонт М-3 московських відкладів середнього карбону на тій самій позначці, що й рекомендована свердловина М-2_I. Свердловина М-2_III потрапляє в контури обох геологічних тіл.

Свердловина М-2_IV, що рекомендується для розкриття газонасиченого геологічного тіла в межах продуктивного горизонту М-3 московських відкладів середнього карбону, розташована у західному піднятому нерозбуреному блоці на північному заході від свердловини М-2. Вона також потрапляє в контури обох геологічних тіл.

Аналіз різних варіантів розробки покладу з використанням наведених рекомендованих свердловин з урахуванням оцінки залишкових запасів пастки та економічних показників розробки дозволив зробити такі висновки. Оптимальним є буріння похилого стовбуру свердловини М-2 з точками розкриття газонасиченого геологічного тіла в продуктивному горизонті М-3 у рекомендованих свердловинах М-2_II та М-2_III. Крім того, оптимальним також є буріння нової вертикальної свердловини М-2_IV у західному блоці газонасиченого покладу.

Рис. 5. Вертикальний розріз об'ємного сейсмічного зображення уздовж ламаної лінії, що проходить через пробурені та проектні свердловини. Кольоровими кульками показано геологічне тіло, отримане з використанням атрибутів огинаючої сейсмічного сигналу та відносного акустичного імпедансу

Висновки. У роботі розглянуто сучасний підхід до пошуків і розвідки пасток газу і нафти в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Результати робіт з об'ємної сейсморозвідки, виконані в даному регіоні, свідчать про зниження ефективності застосування традиційних технологій прогнозування пасток вуглеводнів, які базуються на аналізі структурно-тектонічних моделей. У ряді випадків використання лише структурного фактора не дає позитивних результатів. Це певною мірою пов'язано з відсутністю великих структурних пасток. Відповідно до цього розробка таких покладів може не досягати бажаної рентабельності. З наведеної схеми розташування геологічних тіл і структур, перспективних на наявність вуглеводнів, випливає таке. Значна частина структур, які умовно вважаються перспективними, характеризується низькою імовірністю наявності вуглеводнів. Практика буріння свердловин на таких структурах підтверджує цей висновок.

Підвищення ефективності пошуків, розвідки та розробки покладів газу і нафти в даному регіоні безпосередньо пов'язано з використанням прямих індикаторів вуглеводнів. У статті запропоновано концепцію доцільного використання сейсмічних атрибутів для розв'язання даного геологічного завдання. Проаналізована ефективність застосування різних наборів сейсмічних атрибутів. Критерієм визначення оптимального набору атрибутів і технологій їхнього використання є доцільне співвідношення між складністю та стійкістю алгоритмів, що застосовуються. Визначено найбільш доцільний спосіб інтерактивного аналізу об'ємних розподілів значень сейсмічних атрибутів, що базується на виявленні геологічних тіл з певними фізичними властивостями.

Наведено приклади виявлення пасток вуглеводнів і визначення їхніх фізичних властивостей, що підтверджені бурінням свердловин. Виконано оцінку розбіжностей пасток вуглеводнів, виявлених за допомогою різних наборів сейсмічних атрибутів.

Список використаних джерел

- Вижва, С., Соловйов, І., Круглик, В., Лісний, Г. (2018). Прогнозування зон підвищеної пористості у глинистих породах Сходу України. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 1 (80), 28–33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.80.04>.
- Вижва, С., Соловйов, І., Круглик, В., Лісний, Г. (2019). Використання технології інтерактивної класифікації геологічних тіл для прогнозування покладів газу на сході України. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 1 (84), 70–77. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.84.10>.
- Стрельцова, І.О., Чуприна, А.М., Круглик, В.М. (2019). Визначення нафтогазоперспективності відкладів нижньої Пермі в межах Південно-Хрещитищенської площі Дніпровсько-Донецької западини із застосуванням сейсмічного атрибутивного аналізу. *Матеріали VIII Всеукраїнської молодіжної наукової конференції: Ідеї та новачі в системі наук про Землю*, 10–12 квітня 2019 р., Київ.
- Taner, M. (1992). *Attributes Revisited*. Rock Solid Images, Houston, Texas.
- Tatham, R.H., Stoffa, P.L. (1976). VP/VS – A potential hydrocarbon indicator. *Geophysics*, 41, 5, 837–849. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1440668>.
- Vyzhva, S.A., Solovyov, I.V., Kruhlyk, V.M., Lisny, G.D. (2019). Application of two-parameter classification of seismic attributes for prediction of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donetsk depression. *XIII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, 12–15 November 2019, Kyiv, Ukraine.
- Vyzhva, S.A., Solovyov, I.V., Kruhlyk, V.M., Lisny, G.D. (2018). Modern approaches of gas deposits forecasting in Eastern Ukraine. *XII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, 13–16 November 2018, Kyiv, Ukraine.

References

- Streltsova, I., Chupryna, A., Kruhlyk, V. (2019). Prospects of oil and gas in the lower Permian sediments in the Pivdenno-Khrestyshchenska area of the Dnieper-Donets basin with the use of seismic attributes. *Ideas and innovations in geosciences. Proceedings of the VIII Ukrainian young scientific conference*, 10–12 April 2019, Kyiv.
- Taner, M. (1992). *Attributes Revisited*. Rock Solid Images, Houston, Texas.
- Tatham, R.H., Stoffa, P.L. (1976). VP/VS – A potential hydrocarbon indicator. *Geophysics*, 41, 5, 837–849. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1440668>.
- Vyzhva, S.A., Solovyov, I.V., Kruhlyk, V.M., Lisny, G.D. (2018). Prediction of high porosity zones in clay rocks at the Eastern Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 80, 28–33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.80.04> [in Ukrainian].
- Vyzhva, S.A., Solovyov, I.V., Kruhlyk, V.M., Lisny, G.D. (2019). Application of two-parameter classification of seismic attributes for prediction of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donetsk depression. *XIII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, 12–15 November 2019, Kyiv, Ukraine.

Vyzhva, S.A., Solovyov, I.V., Kruhlyk, V.M., Lisny, G.D. (2019). Use of the technology of interactive classification of geological bodies for gas deposits prediction in eastern Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 84, 70–77. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.84.10> [in Ukrainian].

Vyzhva, S.A., Solovyov, I.V., Kruhlyk, V.M., Lisny, G.D. (2018). Modern approaches of gas deposits forecasting in Eastern Ukraine. *XII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, 13–16 November 2018, Kyiv, Ukraine.

Надійшла до редколегії 18.08.2020

S. Vyzhva, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: vyzhvas@gmail.com,
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90, Vasylkivska Str., Kyiv, Ukraine, 03022;
I. Solovyov, Director General,
E-mail: i.solovyov@geounit.com.ua,
Geounit LLC, 9 S. Bandery Ave., Kyiv, 04073, Ukraine;
I. Mihalevich, PhD student, Deputy Chief Geologist,
E-mail: i.mykhalevych@kub-gas.com.ua,
CUB-GAZ LLC, 10a Rileeva Str., Kyiv, 04073, Ukraine;
V. Kruhlyk, Senior Geologist,
E-mail: v.kruglyk@gmail.com;
G. Lisny, Dr. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., Advisor Director General,
E-mail: g.lisny@geounit.com.ua,
Geounit LLC, 9 S. Bandery Ave., Kyiv, 04073, Ukraine

USE OF QUANTITATIVE DATA OF 3D SEISMIC EXPLORATION FOR DETECTION OF TRAPS OF HYDROCARBONS WITH IN THE NORTH SIDE OF THE DNIEPER-DONETSK DEPRESSION

Based on the results of numerous seismic surveys conducted on the areas and deposits of the northern side of the Dnieper-Donetsk depression, an appropriate strategy for detecting hydrocarbon traps in this region has been determined. This takes into account modern requirements for exploration and prospecting of gas and oil deposits. They consist in determining the probable zones of accumulation of hydrocarbons based on the analysis of the structural-tectonic model. At the same time, the use of direct hydrocarbon indicators to predict structural, lithological or combined traps is also a necessary element in solving this problem.

It has been shown that an effective approach to detecting hydrocarbon traps in this region is attribute analysis using seismic attributes such as seismic signal envelope, acoustic impedance or relative acoustic impedance. In most practically important cases, the analysis of the distribution of values of these attributes was sufficient to solve geological problems. At the same time, an example of extracting additional useful information on the spatial distribution of hydrocarbon traps from volumetric seismic images obtained from seismograms of common sources with a limited range of seismic angle inclinations is given.

To analyze the distributions of seismic attribute values it is recommended to use geobody technology as the most effective one when using volumetric seismic data. Depending on the combination of seismic attributes involved in the analysis, the distributions of different properties of rocks are determined, in particular the zone of increased porosity or the presence of hydrocarbons. Analysis with the simultaneous use of several seismic attributes allows to directly identify hydrocarbon-rich geological bodies with high porosity and the like.

The paper presents examples of detection of hydrocarbon traps in the areas and deposits of the northern side of the Dnieper-Donetsk depression, which are confirmed by drilled wells. An example of providing recommendations for wells drilling using the distributions of values of different seismic attributes is given.

Generalizations are made on the distribution of promising areas for the presence of hydrocarbons on the northern side of the Dnieper-Donetsk depression and the ratio of this distribution with the identified structural elements of the geological environment.

Keywords: seismic exploration, seismic images, hydrocarbon traps of different types, seismic attributes, geological bodies, direct hydrocarbon indicators.

С. Выжва, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vyzhvas@gmail.com,
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина;
И. Соловьев, ген. директор,
E-mail: i.solovyov@geounit.com.ua,
ООО "ГЕОЮНИТ", пр. С. Бандеры, 9, г. Киев, 04073, Украина;
И. Михалевич, асп., зам. главного геолога,
E-mail: i.mykhalevych@kub-gas.com.ua,
ООО "КУБ-ГАЗ", ул. Рылеева, 10а, г. Киев, 04073, Украина;
В. Круглик, вед. геолог,
E-mail: v.kruglyk@gmail.com;
Г. Лесной, д-р геол. наук, доц., советник ген. директора,
E-mail: g.lisny@geounit.com.ua,
ООО "ГЕОЮНИТ", пр. С. Бандеры, 9, г. Киев, 04073, Украина

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ДАННЫХ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПОИСКА ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРНОГО БОРТА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

На основе результатов многочисленных сейсмических исследований, проведенных на площадях и месторождениях северного борта Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), определена целесообразная стратегия выявления ловушек углеводородов в данном регионе. При этом учтены современные требования к поискам и разведке залежей газа и нефти. Они заключаются в определении вероятных зон скопления углеводородов на основе анализа структурно-тектонической модели. В то же время необходимым элементом решения такой задачи является также использование прямых индикаторов углеводородов для прогнозирования ловушек структурного, литологического или комбинированного типа.

Показано, что эффективным подходом к поискам ловушек углеводородов в данном регионе является атрибутный анализ с использованием таких сейсмических атрибутов, как огибающая сейсмического сигнала, акустический импеданс или относительный акустический импеданс. В большинстве практически важных случаев анализ распределения значений этих атрибутов оказался достаточным для решения геологических задач. В то же время приведен пример извлечения дополнительной полезной информации о пространственном распределении ловушек углеводородов из объемных сейсмических изображений, полученных с использованием сейсмограмм общих источников с ограниченным диапазоном наклонов углов сейсмических лучей.

Для анализа распределений значений сейсмических атрибутов рекомендуется применять технологию geobody как наиболее эффективную в случае использования данных объемной сейсморазведки. В зависимости от комбинации сейсмических атрибутов, участвующих в анализе, определяются распределения различных свойств горных пород, в том числе зоны повышенной пористости или зоны присутствия углеводородов. Анализ с одновременным использованием нескольких сейсмических атрибутов позволяет непосредственно выявить насыщенные углеводородами геологические тела с повышенной пористостью или другими физическими характеристиками.

В работе приведены примеры выявления ловушек углеводородов на площадях и месторождениях северного борта ДДВ, которые подтверждены бурением скважин. Приведен пример рекомендаций на бурение скважин с использованием распределений значений различных сейсмических атрибутов.

Сделано обобщение в отношении распределения перспективных на наличие углеводородов участков на северном борту ДДВ и взаимосвязи этого распределения с выявленными структурными элементами геологической среды.

Ключевые слова: сейсморазведка, сейсмические изображения, ловушки углеводородов различных типов, сейсмические атрибуты, геологические тела, прямые индикаторы углеводородов.