

УДК 550.834.05:551.24

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.107.05>Андрій ТИЩЕНКО, канд. геол. наук, менеджер проєктів
ORCID ID: 0000-0001-9640-2300e-mail: Tyshchenko@naftogaz.com

НАК "Нафтогаз України", Київ, Україна

Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

Олександр КИЧКА, головний фахівець

ORCID ID: 0000-0003-1545-8738

e-mail: oleksandr.kychka@ugv.com.ua

Український науково-дослідний інститут природних газів, Київ, Україна

Андрій ВИЖВА, канд. фіз.-мат. наук, головний фахівець

ORCID ID: 0009-0003-6699-5848

e-mail: andrii.vyzhva@ugv.com.ua

Український науково-дослідний інститут природних газів, Київ, Україна

ШЕЛЬФОВІ ПАЛЕОРУСЛА, СХИЛОВІ КАНЬЙОНИ, ГЛИБОКОВОДНІ КОНУСИ І ПІДВОДНІ КОМПЛЕКСИ МАСОПЕРЕНОСУ ТА ЇХ ВПЛИВ НА МІГРАЦІЮ ВУГЛЕВОДНІВ НА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОМУ ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, доц. О.В. Шабатурою)

Вступ. Тектонічна еволюція і структурна будова шельфової зони зчленування Східноєвропейської платформи, Переддобруджинського передового прогину Скіфської плити та накладеної мезо-кайнозойської Чорноморської западини вирізняються особливою складністю. Представлені дослідження даної зони зчленування просторово відповідають мілководній внутрішній частині північно-західного шельфу Чорного моря.

Методи. Було проведено тематичну геологічну інтерпретацію регіональних сейсмічних даних 2D CDP, що включала 47 профілів (загальна довжина майже 10 000 км), отриманих для НАК "Нафтогаз України" у 2005 році та перероблених із застосуванням методу відновлення істинної амплітуди. Ці структурні побудови доповнено інтерпретацією дещо щільніших 2D CDP сейсмічних даних, отриманих компанією Western Geophysical у 1994 році, хоча остання застосувала інші параметри зйомки та методику обробки.

Результати. У межах українського сектору північно-західної частини Чорного моря і суміжної акваторії за результатами комплексних досліджень було вперше закартовано масштабну систему глибоководних підводних комплексів масопереносу неоген-четвертинного віку. На основі тематичної інтерпретації було з'ясовано, що система глибоководних підводних комплексів масопереносу у своїй підшовній частині площинного ковзання утворює систему багатоярусних екранів на шляху висхідної міграції вуглеводнів. Детальна геологічна інтерпретація даних сейсмозвідки, а також глибокого буріння дала змогу виділити дренажну мережу, яка поєднує в собі колекторські різновиди турбідитів і каналів дистальних конусів виносу, а також комплексу заповнення врізаних долин континентального палеосхилу та похованих річкових палеодолин внутрішнього шельфу.

Висновки. Система високоамплітудних крайових скидів краю палеошельфу та ерозійних поверхонь контролює шляхи перетікання вуглеводнів з нижчих структурних рівнів у Чорноморській западині нагору та сприяє їхньому проникненню в приконтаткові колектори верхньої крейди, палеоцену та еоцену північно-західного шельфу, що є важливим аспектом для розуміння шляхів підвищення результативності пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ у даному регіоні.

Ключові слова: система глибоководних підводних комплексів масопереносу (ПКМ), північно-західна частина Чорного моря, сейсмозвідка, секвенція, інтерпретація, міграція вуглеводнів.

Вступ

Формування підводних комплексів масопереносу (ПКМ) – комплексне геологічне явище, яке характерне для відкладів Світового океану, що періодично виникає внаслідок механічної нестабільності континентальних схилів і провокується швидкими змінами рівня моря, тектонічними перебудовами, ростом внутрішньобасейнових піднятих і складок, землетрусами тощо. Для плейстоцен-голоценової епохи узбережжя Чорного моря добре відомі підводні обвали та сповзання порід по ослаблених глинистих верствах з переміщенням відірваних олістолітів / олістоплак і формуванням хаотичних осадових меланжів та уламкових потоків.

Нещодавно було визнано, що розвиток ПКМ є набагато потужнішим процесом, ніж вважалося раніше (Ogata, Festa, & Pini, 2020), тож він суттєво вплинув на геологічну будову осадової товщі середнього-пізнього неогену і пліоцену на більшій частині глибоководної частини Чорноморського басейну (Kitchka, Tyshchenko, & Iysenko, 2016; Tari et al., 2015, 2016; Tyshchenko et al., 2021). Під час тематичної інтерпретації регіональних 2D сейсмічних даних, що охоплюють українську глибоководну частину Чорного моря, було виявлено повний спектр

структурних умов ПКМ та пов'язаних з ними елементів розтягу, переносу та стиснення. Узагальнено сейсмофації, що пов'язані з ПКМ, показано на рис. 1.

Розгляд геологічної ситуації через концепцію ПКМ дає змогу трактувати швидкі падіння рівня Чорного моря в епоху середнього і пізнього міоцену як причину активації пришельфових розломів і формування підводних врізаних долин (Ольшанецький, & Єрмоленко, 2011), провокування нестабільності схилів і великомасштабних обвалів гірських порід, як передвісників прояву мессінської кризи в субокеанічному поясі Паратетісу, що розпочалася в меотисі і досягла свого апогею в середньопонтійський час.

Методи

Тематична інтерпретація регіональних сейсмічних даних 2D CDP (47 сейсмічних профілів завдовжки майже 10 000 км), отриманих для НАК "Нафтогаз України" у 2005 р. та перероблених із застосуванням методу відновлення істинної амплітуди в ДП "Науканафтогаз", є ключовим елементом цього дослідження. Ця інтерпретація також підтверджується на даних по дещо щільнішій сейсмічній сітці 2D CDP, отриманій компанією "Western Geophysical" у 1994 р., хоча остання застосовувала інші параметри зйомки та методику обробки. За результатами

© Тищенко Андрій, Кичка Олександр, Вижва Андрій, 2024

інтерпретації було виділено дві великомасштабні області композитних ПКМ: західний і східний амфітеатри накопичення відкладів транспорту мас, відповідно (рис. 2). Крім того, у цьому дослідженні було використано 3D сейсмічні дані площею 710 кв. км, оброблені в ДП "Наука нафтогаз" на Одеському і Безіменному газових родовищах та

прилеглих ділянках у 2009 р. для візуалізації тонкошарової будови цільових нафтогазоносних формацій з використанням методу спектральної декомпозиції з високою роздільною здатністю, переважно для вивчення внутрішньої архітектури заповнення врізаних долин.

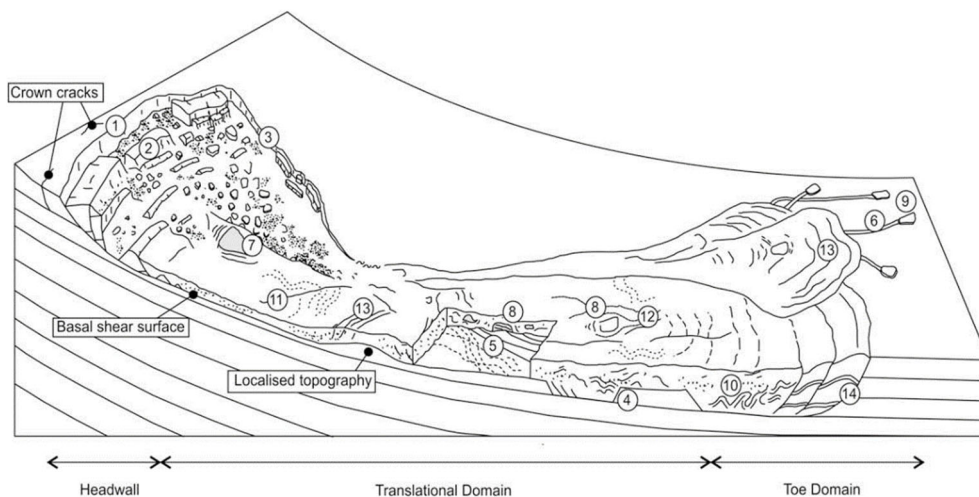


Рис. 1. Модель формування ПКМ (mass transport complex) (Bull et al., 2009):

- 1 – верхній уступ (ескарп) відриву; 2 – блоки, що утворилися в процесах розтягування і обвалу; 3 – бічні межі;
4 – рампи і флети поверхні ковзання; 5 – борозни вздовж поверхні ковзання; 6 – борозни, створені рухом олістолітів;
7 – останці (непереміщені блоки); 8 – переміщені блоки (класти, олістоліти); 9 – олістоліт-вітак у фронтальній частині;
10 – складки; 11 – окремі великі поздовжні зсуви; 12 – структури течії; 13 – гряди-складки в зоні гальмування потоку;
14 – складчасто-насувна зона. Crown cracks – закольні тріщини; basal shear surface – базальна поверхня зсуву;
localised topography – місцеве узвишся; headwall domain – зона ескарпу;
translational domain – зона переміщення; toe domain – підшовна зона

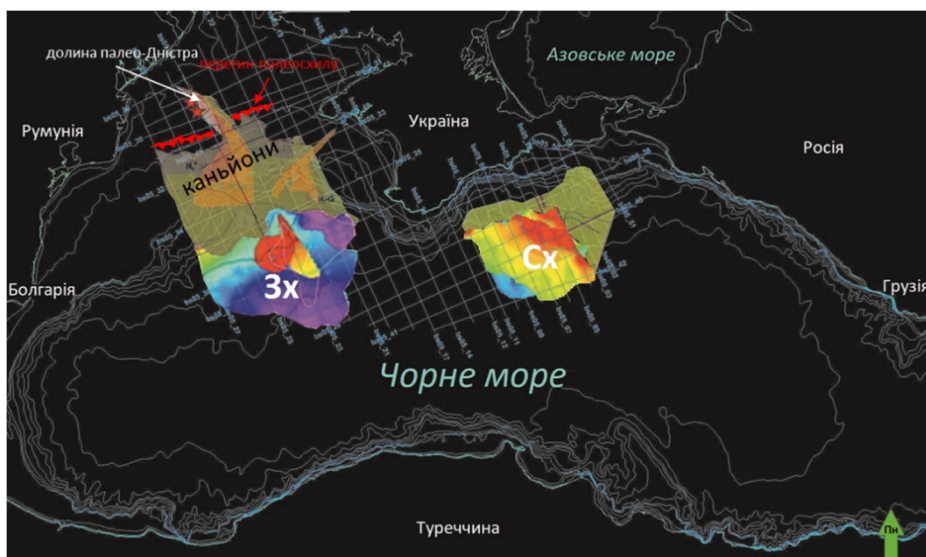


Рис. 2. Два великих композитних (середній міоцен-пліоцен та ранній плейстоцен) амфітеатри ПКМ (Західний (W) та Східний (E)) розташовані в українському глибоководному секторі Чорноморського басейну.

На рисунку згідно з (Ольшанецький, & Єрмоленко, 2011, зі змінами) вказано: Одеське та Безіменне газові родовища (*), палеошельф, прорізаний похованими каньйонами та алювіальними палеоруслами

Результати

Виділені середньоміоценові-пліоценові та ранньоплейстоценові ПКМ в Чорному морі. Найглибшим із закартованих є рівень ПКМ, пов'язаний з реперним горизонтом відбиття Ir, що приурочений до підшови парасеквенції вапнянистих середньоміоценових глин.

У сейсмосеквенціях від середнього міоцену до верхнього пліоцену-раннього плейстоцену, у західному амфітеатрі ПКМ було виявлено ще шість основних рівнів ПКМ

(рис. 3), на відміну від лише двох у східному, які виглядають молодшими (пізній міоцен – кімерій?), ніж у західному. З побудованих карт випливає, що західний театр ПКМ був більш розлогим і значно потужнішим та характеризувався великими недеформованими, насунутими і перевернутими тілами олістолітів, боковими рампами, седиментаційними язиками конусів прориву та потоками дебритів, вікнами зсувного відриву, нормальними скидами і флетами з когерентною складчастістю фацій

ПКМ, а також гармонійними внутрішньоформаційними складками (рис. 4) і меланжевими зім'ятими зонами вздовж фронтально розгалужених насувів, що супроводжуються підвернутими складками.

Припускається, що ці деформації контролюються горизонтом пластичних темних глин сарматського віку, під яким локалізована поверхня відшарування / ковзання. Ці результати добре корелюються з дослідженнями та інтерпретаціями, зробленими для Західночорноморського

басейну в турецькому, болгарському та румунському секторах.

Піщані фації ПКМ і пов'язані з ними структурні особливості можуть бути колекторами для покладів вуглеводнів, хоча найбільш типові для ПКМ вапняні глинисті породи відіграють роль екрануючих порід, отже найбільш перспективними об'єктами розвідки є піщані турбідити і лопатеві віяла комплексу заповнення над ПКМ (Kitchka et al., 2021).

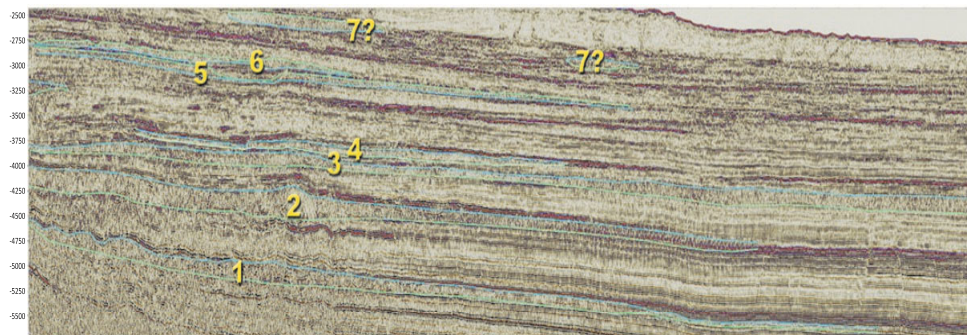


Рис. 3. Сейсмостратиграфічні одиниці середньоміоценових – нижньопліоценових – ранньоплейстоценових ПКМ (пронумеровані) в українському глибоководному секторі Західночорноморського суббасейну (ЗЧБ), сейсмопрофіль BS 05-23

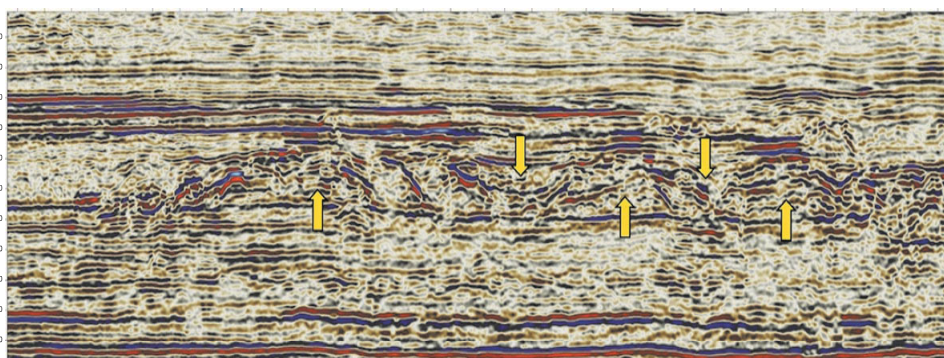


Рис. 4. Сейсмофації гармонійної складчастості у Західному амфітеатрі ПКМ, сеймопрофіль BS 05-37

Поховані річкові долини та підводні каньйони північно-західного шельфу та їх значення для розвідки вуглеводнів. Перші дані про врізані долини у межах північно-західного шельфу згадуються у виробничих звітах Причорноморської ДГРП на початку 80-х років минулого століття. Пізніші тематичні дослідження на нафту і газ (Khriachtchevskaia, Stovba, & Poradyuk, 2009; Ольшанецький, & Єрмоленко, 2011) виявили розгалужену і розвинену систему алювіальних русел палеорічок (див. рис. 5) і похованих схилових каньйонів, що прорізають кайнозойський осадовий чохол в Одеській затоці північно-західного шельфу, яка підтверджена як сучасними сейсмічними даними, так і даними пошуково-розвідувального буріння.

На сьогодні важливість дискордантних долин для розуміння структури та нафтогазоносного потенціалу Західночорноморської западини та її північно-західного шельфу зокрема є загальноновизнаною (Tari et al., 2015). У деяких випадках каньйони можуть розділяти поклади перспективної ділянки (наприклад, середній еоцен Олімпійської антикліналі, який розсічений врізаною неогеновою долиною) і ускладнювати пошуково-розвідувальні роботи. З іншого боку, вони можуть виявитися ефективним каналом для подальшої висхідної міграції вуглеводнів від депоцентрів термічно зрілих товщ до периферійних пасток, діючи як живлячі "труби" для нафти і газу, оскільки

базальні шари річкових долин зазвичай представлені високопроникним уламковим матеріалом.

Відновлюючись майже на тому самому місці протягом геологічного часу, поперечні долини чи каньйони (їхні тальвеги успадковані від глибинних розломних зон) заповнювалися уламковим матеріалом і ставали все глибшими і глибшими, наближаючись до краю континентального палеосхилу, послідовно прорізаючи більш давні верстви, щоб нарешті з'єднатися з турбідитовими віялами конусів виносу на підніжжі континентального схилу. Таким чином, долини та каньйони перехоплюють, локалізують і перерозподіляють висхідні потоки вуглеводнів (вздовж chimneys, або т. зв. труб дегазації), надаючи латеральний шлях до верхніх гіпсометричних рівнів, див. приклад на рис. 6 (мілководна газова аномалія вдвічі інтенсивніша в межах живлячих розломів, ніж в їхньому okolí).

Порівнюючи українську частину з прилеглою румунською акваторією, було встановлено ті самі пісковики, що продуктивні над фронтом ПКМ на газових родовищах Доміно та Ліра (рис. 7).

Непроникні багаторівневі поверхні ПКМ виконують роль покрива нафти і газу, вони модулюють, акумулюють і відхиляють висхідні потоки вуглеводнів до периферії басейну (Sun et al., 2017; Constandache et al., 2023), а через вікна витоків похованих каньйонів і русел річок сприяють надходженню нафти і газу до шельфових утворень різної глибини і віку (рис. 8).

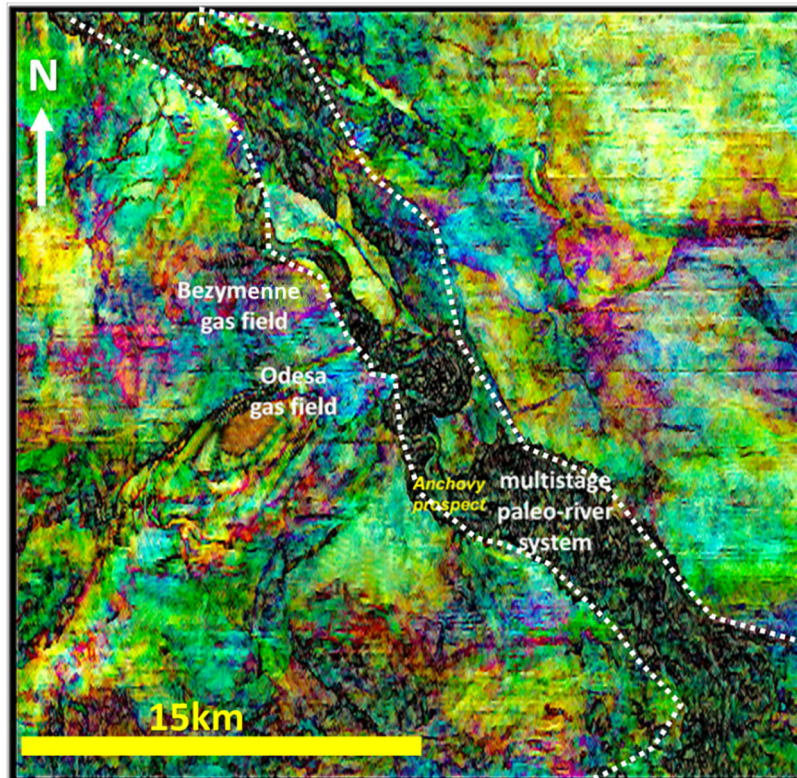


Рис. 5. Спектральна декомпозиція 3D-куба, що виявляє тонку меандруючу структуру похованої долини палео-Дністра(?) на зрізі 728 мс TWT, внутрішній шельф Одеської затоки.

Bezymenne gas field – Безіменне газове родовище; Odesa gas field – Одеське газове родовище; multistage paleo-river system – багаторівнева палеорічкова система; Anchovy prospect – пошуковий об'єкт Анчоус

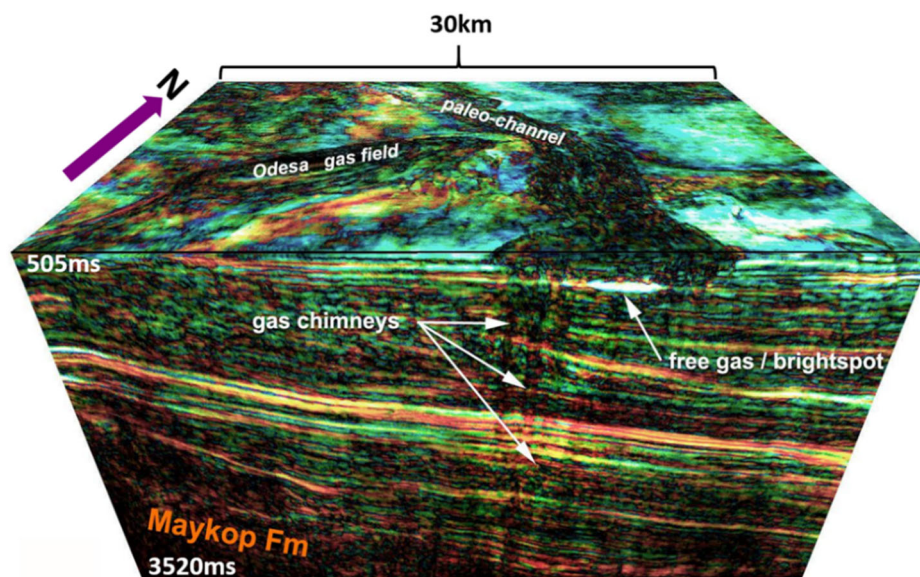


Рис. 6. 3D сейсмічний куб спектральної декомпозиції (зріз від 508 до 3948 мс), що показує мілководний газ (яскрава пляма), яка розташована на дні проксимального палеофану на глибині ~755 м і підживлюється каналами дегазації, що контролюються Одеським трансформним розломом.

Odesa gas field – Одеське газове родовище; paleo-channel – палео-канал; gas chimneys – канали дегазації; free gas/brightspot – вільний газ/яскрава пляма; Maykop Fm – Майкопська серія

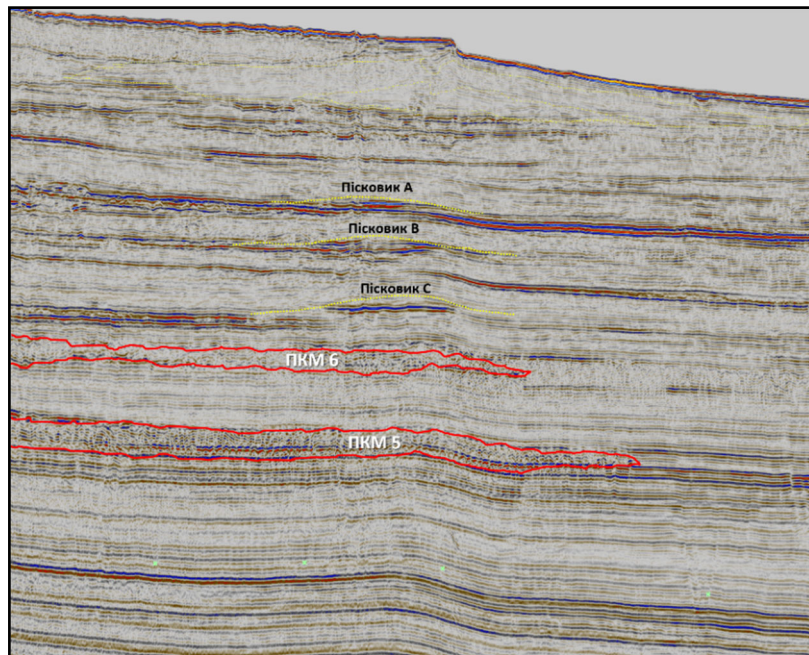


Рис. 7. Імовірно газонасичені пісковики комплексу заповнення над фронтом ПКМ (червоні контури) в глибоководній частині українського сектору Чорного моря

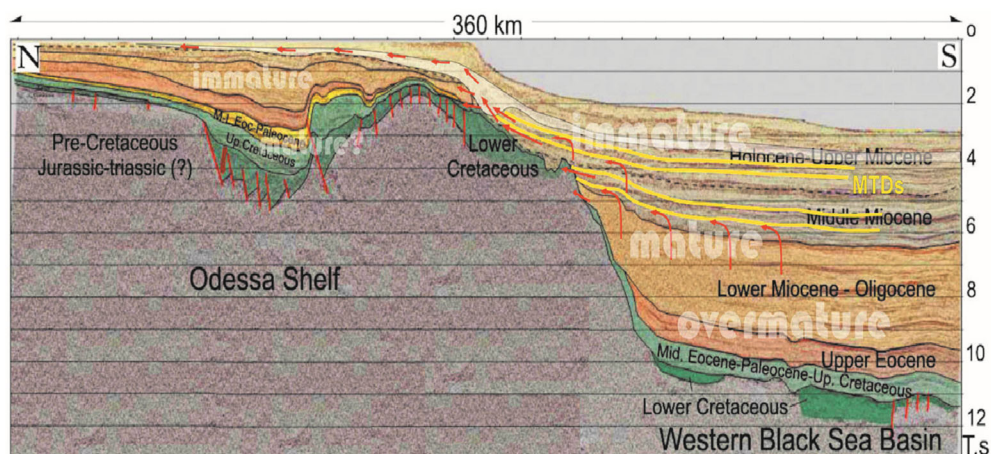


Рис. 8. Принципова модель міграції ВВ зі зрілого глибоководного басейну до менш зрілого північно-західного шельфу, розріз за (Khriachtchevskaja O. et al 2009) зі змінами; червоні стрілки вказують напрямки міграції вуглеводнів.

N – північ; S – південь; immature – незрілий; mature – зрілий; overmature – перезрілий; Odessa Shelf – одеський шельф; Western Black Sea Basin – Західночорноморський басейн; Pre-Cretaceous Jurassic-Triassic(?) – докрейдовий юрсько-тріасовий(?); M-L. Eoc-Paleocene – середній-верхній еоцен та палеоцен; Up. Cretaceous – верхня крейда; Lower Cretaceous – нижня крейда; Holocene-Upper Miocene – голоцен-верхній міоцен; Middle Miocene – середній міоцен; Lower Miocene-Oligocene – нижній міоцен-олігоцен; Upper Eocene – верхній еоцен; MTDs (mass transport deposits) – комплекси масопереносу

Дискусія і висновки

1. Встановлено, що басейн Чорного моря характеризується потужним розвитком підводних комплексів масопереносу і підводних каньйонів протягом середнього-пізнього міоцену і раннього плейстоцену.

2. З'ясовано, що підводні комплекси масопереносу, поховані підводні каньйони та система палео-річок з відповідними структурними елементами та літологічними різновидами забезпечують ефективні шляхи міграції та пасткові умови для скупчень вуглеводнів, що мігрують латерально вгору по схилу осадового басейну.

3. Вперше представлено, що суміщення зрілих материнських порід майкопу з більш давніми породами-колекторами по крайовій зоні розломів північно-західного палеошельфу, а також зон її перетину врізаними долинами створює ефективну дренажну мережу для

заповнення різноманітних пасток у колекторах від нижньої крейди до верхнього пліоцену, що створює сприятливі шанси для знаходження промислових скупчень ВВ досить далеко на північ і захід від зони нафтогенерації Каркінітського прогину.

4. Вперше в українській частині Чорного моря визначені аналоги трьох рівнів пісковиків, які є продуктивними над фронтом ПКМ на газових родовищах Доміно та Ліра (Румунія).

Внесок авторів: Андрій Тищенко – концептуалізація, методологія, інтерпретація сейсмічних даних, написання, висновки; Олександр Кичка – геологічна основа проведених досліджень, методологія, написання (оригінальна чернетка), формальний аналіз; Андрій Вишва – валідація даних, формальний аналіз, внесення доповнень до статті, написання (перегляд і редагування).

Список використаних джерел

Ольшанецкий, М. В., & Ермоленко О. В. (2011). Кайнозойські руслово-дельтові комплекси в межах української частини Чорного моря. *Проблеми нафтогазової промисловості*, 9, 28–35.

Bull, S., Cartwright, J., & Huuse, M. (2009). A review of kinematic indicators from mass-transport complexes using 3D seismic data. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 1132–1151. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.09.011>.

Constandache, D., Collier, T., Fallah, M., Tari, G., Caixeta, L., & Gariteai, T. (2023). How mass transport deposits influence the biogenic gas prospectivity of the Black Sea Basin, offshore Bulgaria. *Ext. abs. 84th EAGE Annual Conference & Exhibition, Jun 2023*, Vol. 2023, 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202310664>.

Khriachtchevskaia, O., Stovba, S., & Popadyuk, I. (2009). Hydrocarbon prospects in the Western Black Sea of Ukraine. *Leading Edge*, 28(9), 1024–1029. <https://doi.org/10.1190/1.3236371>.

Kitchka, A., Tyshchenko, A., & Lysenko, V. (2016). Mid-late Miocene Sea level Falls, Gas Hydrates Decay, Submarine Sliding, and Tsunamites in the Black Sea Basin. *Ext. Abs. 78th EAGE Conference, Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600609>.

Kitchka, A., Tyshchenko, A., & Tauters, P. (2021). Post-Maikop System of Mass-Transport Complexes, Submarine Canyons and Turbidite Hydrocarbon Reservoirs in the NW Black Sea, Ukraine. *Ext. abs. International Scientific Congress on Offshore Petroleum Exploration: Black Sea (ISCOPE), 1–2 June 2021, Turkey*.

Ogata, K., Festa, A., & Pini, G. A. (2020). Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles. Eds. American Geophysical Union – John Wiley & Sons.

Sun, Q., Alves, T., Xie, X., He, J., Li, W., & Ni, X. (2017). Free gas accumulations in basal shear zones of mass-transport deposits (Pearl River Mouth Basin, South China) An important geohazard on continental slope basins. *Marine and Petroleum Geology*, 81, 17–32. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.12.029>.

Tari, G., Fallah, M., Kosi, W., Floodpage, J., Baur, J., Bati, Z., & Sipahioğlu, N. Ö. (2015). Is the impact of the Messinian Salinity Crisis in the Black Sea comparable to that of the Mediterranean? *Marine and Petroleum Geology*, 66(1), 135–148. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.03.021>.

Tari, G., Fallah, M., Schell, C., Kosi, W., Bati, Z., Sipahioğlu, N. Ö., Krezsek, Cs., Schleder, Zs., Kozuharov, E., & Kitchka, A. (2016). Why are there no Messinian evaporites in the Black Sea? *Petroleum Geoscience*, 22, 381–391. <https://doi.org/10.1144/petgeo2016-003>.

Tishchenko, I., Tari, G., Fallah, M., & Floodpage, J. (2021). Submarine landslide origin of a tsunami at the Black Sea coast: Evidence based on swath bathymetry and 3D seismic reflection data. *Interpretation*, 9(2), SB67–SB78. <https://doi.org/10.1190/INT-2020-0174.1>.

References

Bull, S., Cartwright, J., & Huuse, M. (2009). A review of kinematic indicators from mass-transport complexes using 3D seismic data. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 1132–1151. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.09.011>.

Constandache, D., Collier, T., Fallah, M., Tari, G., Caixeta, L., & Gariteai, T. (2023). How mass transport deposits influence the biogenic gas prospectivity of the Black Sea Basin, offshore Bulgaria. *Ext. abs. 84th EAGE Annual Conference & Exhibition, Jun 2023*, Vol. 2023, 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202310664>.

Khriachtchevskaia, O., Stovba, S., & Popadyuk, I. (2009). Hydrocarbon prospects in the Western Black Sea of Ukraine. *Leading Edge*, 28(9), 1024–1029. <https://doi.org/10.1190/1.3236371>.

Kitchka, A., Tyshchenko, A., & Lysenko, V. (2016). Mid-late Miocene Sea level Falls, Gas Hydrates Decay, Submarine Sliding, and Tsunamites in the Black Sea Basin. *Ext. Abs. 78th EAGE Conference, Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600609>.

Kitchka, A., Tyshchenko, A., & Tauters, P. (2021). Post-Maikop System of Mass-Transport Complexes, Submarine Canyons and Turbidite Hydrocarbon Reservoirs in the NW Black Sea, Ukraine. *Ext. abs. International Scientific Congress on Offshore Petroleum Exploration: Black Sea (ISCOPE), 1–2 June 2021, Turkey*.

Ogata, K., Festa, A., & Pini, G. A. (2020). Submarine Landslides: Subaqueous Mass Transport Deposits from Outcrops to Seismic Profiles. Eds. American Geophysical Union – John Wiley & Sons.

Olshanskyi, M. V., & Yermolenko, O. V. (2011). Cenozoic channel-deltaic complexes in the Ukrainian part of the Black Sea. *Issues scientific works The oil and gas industry*, 9, 28–35 [in Ukrainian].

Sun, Q., Alves, T., Xie, X., He, J., Li, W., & Ni, X. (2017). Free gas accumulations in basal shear zones of mass-transport deposits (Pearl River Mouth Basin, South China) An important geohazard on continental slope basins. *Marine and Petroleum Geology*, 81, 17–32. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.12.029>.

Tari, G., Fallah, M., Kosi, W., Floodpage, J., Baur, J., Bati, Z., & Sipahioğlu, N. Ö. (2015). Is the impact of the Messinian Salinity Crisis in the Black Sea comparable to that of the Mediterranean? *Marine and Petroleum Geology*, 66(1), 135–148. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.03.021>.

Tari, G., Fallah, M., Schell, C., Kosi, W., Bati, Z., Sipahioğlu, N. Ö., Krezsek, Cs., Schleder, Zs., Kozuharov, E., & Kitchka, A. (2016). Why are there no Messinian evaporites in the Black Sea? *Petroleum Geoscience*, 22, 381–391. <https://doi.org/10.1144/petgeo2016-003>.

Tishchenko, I., Tari, G., Fallah, M., & Floodpage, J. (2021). Submarine landslide origin of a tsunami at the Black Sea coast: Evidence based on swath bathymetry and 3D seismic reflection data. *Interpretation*, 9(2), SB67–SB78. <https://doi.org/10.1190/INT-2020-0174.1>.

Отримано редакцією журналу / Received: 01.07.24

Прорецензовано / Revised: 26.11.24

Схвалено до друку / Accepted: 20.12.24

Andrii TYSHCHENKO, PhD (Geol.), Project Manager
ORCID ID: 0000-0001-9640-2300
e-mail: Tyshchenko@naftogaz.com
NJSC Naftogaz of Ukraine, Kyiv, Ukraine
Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

Oleksandr KITCHKA, Chief Specialist
ORCID ID: 0000-0003-1545-8738
e-mail: oleksandr.kychka@ugv.com.ua
Ukrainian Research Institute of Natural Gases, Kyiv, Ukraine

Andrii VYZHVA, PhD (Phys. & Math.), Chief Specialist
ORCID ID: 0009-0003-6699-5848
e-mail: andrii.vyzhva@ugv.com.ua
Ukrainian Research Institute of Natural Gases, Kyiv, Ukraine

SHELFAL PALEO-RIVER VALLEYS, SLOPE CANYONS, DEEPWATER FANS & MASS TRANSPORT DEPOSITS AND THEIR INFLUENCE ON HYDROCARBON MIGRATION TO THE NORTH-WESTERN SHELF OF THE BLACK SEA

Background. The tectonic evolution and structural constructions of the East European Platform offshore convergence zone, the Pre-Dobrogea foredeep on the Scythian Plate and the overlaid Meso-Cenozoic Black Sea Basin are particularly complicated. The presented research of this convergence zone spatially corresponds to the shallow inner part of the Black Sea northwestern shelf.

Methods. A thematic geological interpretation of regional 2D CDP seismic data was performed, including 47 profiles with a total length of almost 10,000 km acquired for Naftogaz of Ukraine in 2005 and re-processed using the true amplitude reconstruction method. These structural constructions were complemented by the interpretation of slightly denser 2D CDP seismic data acquired by Western Geophysical in 1994, although the latter used different acquisition parameters and processing techniques.

Results. For the first time based on the results of comprehensive studies, a large-scale system of deep-sea mass-transfer complexes of Neogene-Quaternary age was mapped within the Ukrainian northwestern part of the Black Sea and adjacent offshore. Based on the thematic interpretation, it was found that the deep-sea submarine mass transfer complex system in its plane slip bottom part forms a multi-level screen system on the way of upward hydrocarbon migration.

A detailed geological interpretation of seismic and deep drilling data allowed us to identify a drainage network that combines reservoir turbidites and distal alluvial fans, as well as incised valley filling complex of the continental paleoslope and inner shelf buried river paleodunes.

Conclusions. The system of marginal high-amplitude normal faults at paleo-shelf hinge and erosion surfaces facilitates migration of hydrocarbons from lower to higher stratigraphic levels of deepwater domain and their permeation into adjusted paleo-shelf terrace through the contact with older reservoir in Upper Cretaceous, Paleocene and Eocene strata that is quite important issue for planning of exploration activity for oil and gas in this region.

Key words: mass transport deposits (MTDs), Northwestern Black Sea, exploration, sequences, interpretation, hydrocarbon migration.

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.

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.