

<https://doi.org/10.15407/ggcm2023.191-192.007>

УДК 553.982.23:552.5(477.74)

Ярослав ЛАЗАРУК, Мирослав ПАВЛЮК

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

**НАПРЯМКИ ОПТИМІЗАЦІЇ
РОЗВІДКИ І РОЗРОБЛЕННЯ НАФТОВИХ РОДОВИЩ
ЗАХІДНОГО ПРИЧОРНОМОР'Я УКРАЇНИ**

На південно-західних теренах України в межах Одеської області розташована південна частина Придубрудзького прогину. Тут на території піднятого Білоліського блоку в хомогенно-карбонатній товщі середнього і верхнього девону встановлені Східносаратське, Жовтоярське, Сариярське, Зарічнлянське нафтові скупчення. Поклади приурочені до вапняків і доломітів з вторинними тріщинно-каверново-поровими колекторами. Вони залягають на глибинах 2500–3200 м. Під час випробування двох десятків свердловин отримували фільтрат бурового розчину з невеликою кількістю нафти з розрахунковими дебітами у декілька тонн на добу. Підйом рівня нафти у свердловинах швидко припинявся, гідродинамічний зв'язок свердловин з продуктивними пластами втрачався. Застосування відомих сьогодні методів інтенсифікації припливу вуглеводневих флюїдів до позитивних результатів не привело. За даними петрографічного вивчення шліфів доведено, що найбільші за розміром пори-рід-колекторів запечатані нерухомим бітумом, у менших порожнинах міститься рухома нафта. Нерухомі бітуми заповнюють магістральні канали і блокують зв'язок між порожнинами породи. Це є основною причиною відсутності промислових припливів нафти. Ще однією суттєвою причиною є низькі фільтраційні властивості колекторів. Більшість з них має проникність менше 0,01 мД. Іншими причинами невдач промислового освоєння нафтових покладів є висока динамічна в'язкість нафти через значний вміст асфальтенів, силікагелевих смол, парафінів, невисокий енергетичний потенціал нафтових покладів унаслідок їхньої дегазації упродовж тривалого геологічного розвитку території, а також відсутність гідродинамічного зв'язку нафтових покладів з природними водонапірними системами. Висловлено припущення, що нафтові родовища середнього і верхнього девону Західного Причорномор'я є головними бітумними. З огляду на значні глибини залягання покладів їхня промислова розробка сьогодні технічно неможлива. Тому планувати подальші наукові дослідження згаданого комплексу недоцільно. Натомість слід переорієнтувати дослідження на теригенно-карбонатний комплекс силуру та теригенний комплекс нижнього девону, які гідродинамічно більш закриті і в яких можуть зберегтися не дегазовані вуглеводневі скупчення.

Ключові слова: нафта, бітум, поклад, пастки нафти, карбонатний колектор, теригенний комплекс, запаси вуглеводнів, розвідка і розроблення покладів.

© Ярослав Лазарук, Мирослав Павлюк, 2023

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2023. № 3–4 (191–192)

Вступ. На границі між Східноєвропейською платформою та Північно-добрудзьким орогеном розташований Придобрудзький прогин. Це найпівденніший елемент системи Балтійсько-Дністерських крайових прогинів, які простягаються вздовж західного краю Східноєвропейської платформи від Балтійського щита до Чорного моря. У прогинах відкрито більше сотні родовищ нафти і газу (Павлюк, 2014).

У межах українського суходолу в Придобрудзькій нафтогазоносній області розміщений Білоліський тектонічний блок розмірами 50х40 км. На його території у хемогенно-карбонатній товщі середнього і верхнього девону встановлені Східносаратське, Жовтоярське, Сариярське та Заріччянське нафтові скупчення. Два перші за результатами геолого-економічної оцінки визнані нафтовими родовищами і зараховані до Державного балансу корисних копалин України. Крім того, численні нафтові і газові прояви встановлені свердловинами різного призначення у сульфатно-карбонатних відкладах девону і меншою мірою – теригенних утвореннях пермі і тріасу на інших структурах Білоліського блока. З 1973 до 2022 р. у його межах пробурено двадцять глибоких параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин, а також десятки структурно-пошукових і вугільних свердловин. Результати випробування свердловин практично однакові: короткочасне виділення незначних об'ємів нафти і припинення роботи свердловин. Незважаючи на застосування різноманітних методів інтенсифікації, отримати стабільні припливи вуглеводнів із свердловин та розпочати дослідно-промислову розробку родовищ досі так і не вдалося.

Об'єктом досліджень є нафтові скупчення у хемогенно-карбонатній товщі середнього і верхнього девону Білоліського блока.

Мета досліджень полягала у вивченні будови порід-колекторів і характеру їх заповнення пластовими флюїдами у відкладах девону Білоліського блока та з'ясування причин обмеженості припливів нафти до свердловин.

Методи досліджень. Для обґрунтування перспективних об'єктів використані структурно-тектонічний, сейсмоструктурний методи, петрографічне дослідження шліфів, а також метод аналогій з подібними геологічними об'єктами.

Матеріалами досліджень стали значні обсяги інформації про геологію і нафтоносність Білоліського блока (Лазарук та ін., 2017a) і Жовтоярського (Лазарук та ін., 2017b) родовищ, а також результати сейсморозвідувальних робіт (Сергій & Постнікова, 2014).

Результати досліджень та їхнє обговорення.

Геологічна характеристика об'єкта досліджень.

Стратиграфія. За аналогією до сусідніх тектонічних елементів фундамент Білоліського блока може бути складений метаморфічними та магматичними породами дорифею та рифею.

Товщина осадових утворень верхнього протерозою–антропогену сягає 5–6 км. Відклади венду представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами та вулканогенними породами, кембрію та ордовіку – пісковиками, алевролітами, аргілітами, а також гравелітами та конгломератами. На них трансгресивно залягає теригенно-карбонатна товща силуру – органогенні та доломітизовані вапняки з прошарками аргілітів, доломітів та мергелів.

На породах силуру згідно залягають утворення девону, товщина яких перевищує 2500 м. Нижньодевонські відклади – це переважно теригенно-глинисті породи загальною товщиною 600–1000 м. Перехід між відкладами нижнього та середнього девону поступовий, і тільки в північній частині Білоліського блока зафіксовано стратиграфічну незгідність. Розріз середнього девону має ритмічну будову. Постійна зміна мілководно-шельфових і лагунних умов седиментації призвела до перешарування карбонатних порід (в основному вапняків уолтсортських фацій) з хомогенними відкладами (в основному ангідритами). Типовий ритм складений (знизу вгору) аргілітами, вапняками, доломітами (як первинними, так і вторинними), ангідритами. Товщина ритмів змінюється від 10 до 100 м. Товщина відкладів середнього девону складає 500–800 м, досягаючи 1700 м на півдні Білоліського блока. За літологічним складом та внутрішньою будовою розріз верхнього девону подібний до розрізу середнього девону. Товщина верхньодевонських відкладів становить зазвичай 400–900 м, хоч подекуди досягає 1400 м. На деяких ділянках Трапівського валу відкладів верхнього девону немає. Основні скупчення нафти приурочені до верхнього і середнього девону; у нижньому девоні вуглеводневі прояви трапляються рідко.

Відклади девону перекриваються турнейсько-нижньовізейським карбонатно-евапоритовим комплексом та вугленосною теригенно-глинистою вехньовізейсько-серпуховською товщею. На них трансгресивно з кутовою незгідністю залягають вулканогенно-теригенні утворення пермсько-тріасового віку товщиною до 700 м. Вони, як і решта карбонатно-теригенних відкладів мезозою та кайнозою товщиною понад 1000 м, інтересу для нафтогазової геології не становлять. За даними численних свердловин, пласти-колектори згаданих відкладів обводнені.

Тектоніка. Структура осадового чохла Білоліського блока (рис. 1) сформувалася внаслідок горизонтального стискання з боку орогену Північної Добруджі з кінця раннього карбону по ранній тріас. На цьому етапі горст-грабенів структури, що існували в період конседиментаційного розвитку прогину, були трансформовані в підкидо-насувні, а сам чохол був суттєво стиснутий, переміщений на північний схід та насунений на край зовнішнього схилу Східноєвропейської платформи. Тут сформувалося декілька жорстких карбонатних блоків. Вони обмежені насувами південно-західного падіння (рис. 2), по яких блоки горизонтально зміщені на віддаль до 300 м. Вертикальна амплітуда розломів по відкладах девону досягає 500 м (рис. 3).

Горизонтальне стискання з боку орогену визначило переважно північно-західне простягання структурних ліній девону. Головними є три зони складок (з північного сходу на південний захід): Розівсько-Саратсько-Балабанівська, Ройлянсько-Зарічниська і Лимансько-Будуринська (Трапівський вал), розділених глибокими синкліналями. Основна, Розівсько-Саратсько-Балабанівська зона складок, сформувалася у фронтальній частині Білоліської тектонічної пластини. Характерною особливістю зони є підкидо-насувні структури. Вони виникли внаслідок сил тангенціального стиснення перед масивом кристалічного фундаменту Східноєвропейської платформи, який слугував жорстким упором для відносно пластичних комплексів палеозойського прогину. Згадана обставина визначила в основному насувний стиль тектонічних дислокацій Розівсько-Саратсько-Балабанівської зони складок.

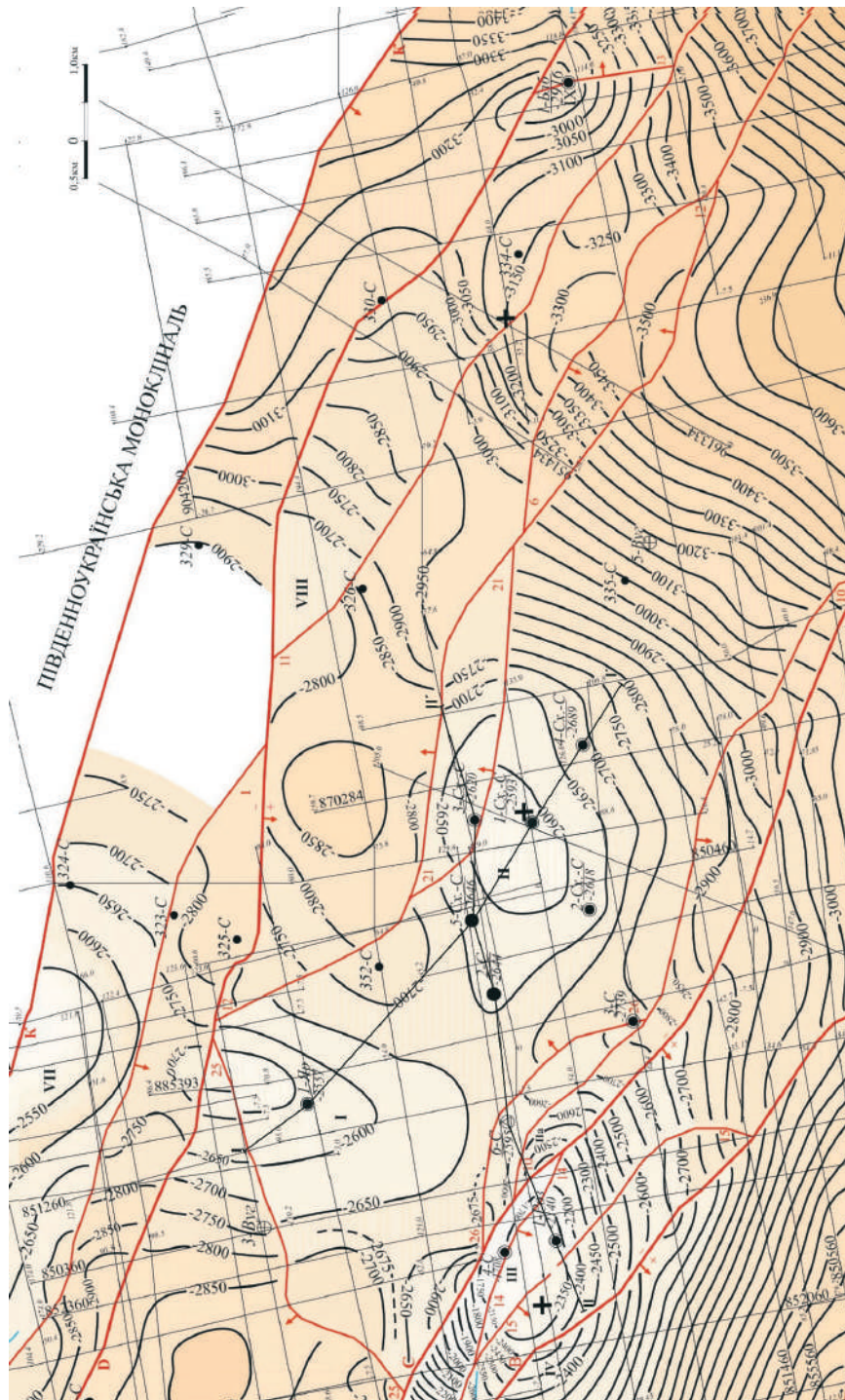


Рис. 1. Фрагмент структурної карти покритті середнього девону (горизонт відбиття IXб) північної частини Білолівського блока з локальними підняттями (зліва направо): Розівським, Ярославським, Східносаратським, Балабанівським. За Н. М. Постніковою (Сергій & Постнікова, 2014)

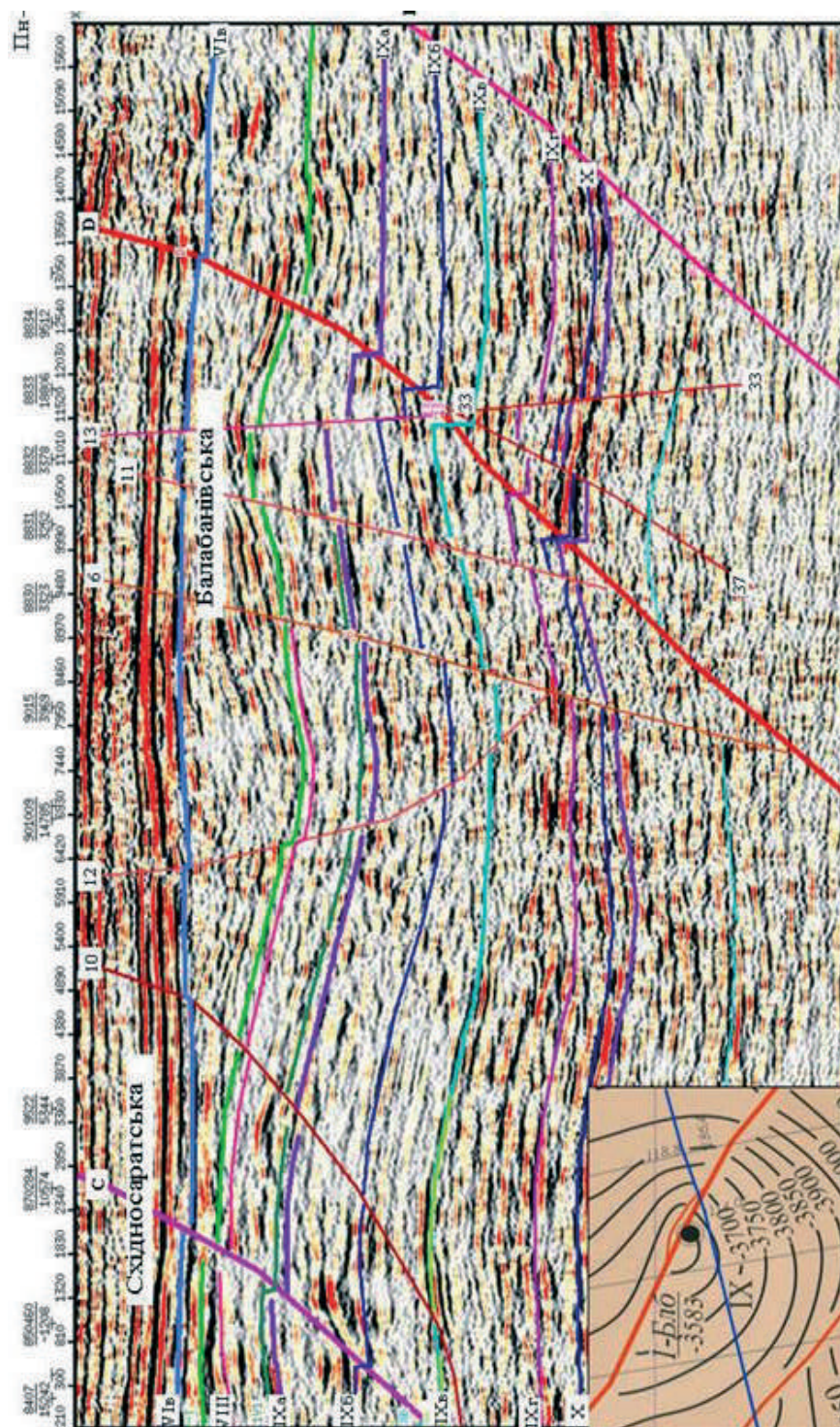


Рис. 2. Часовий розріз 870384 через південну перикліналь Східносаратського підняття та Балабанівську структуру. За Н. М. Постніковою (Сергій & Постнікова, 2014)

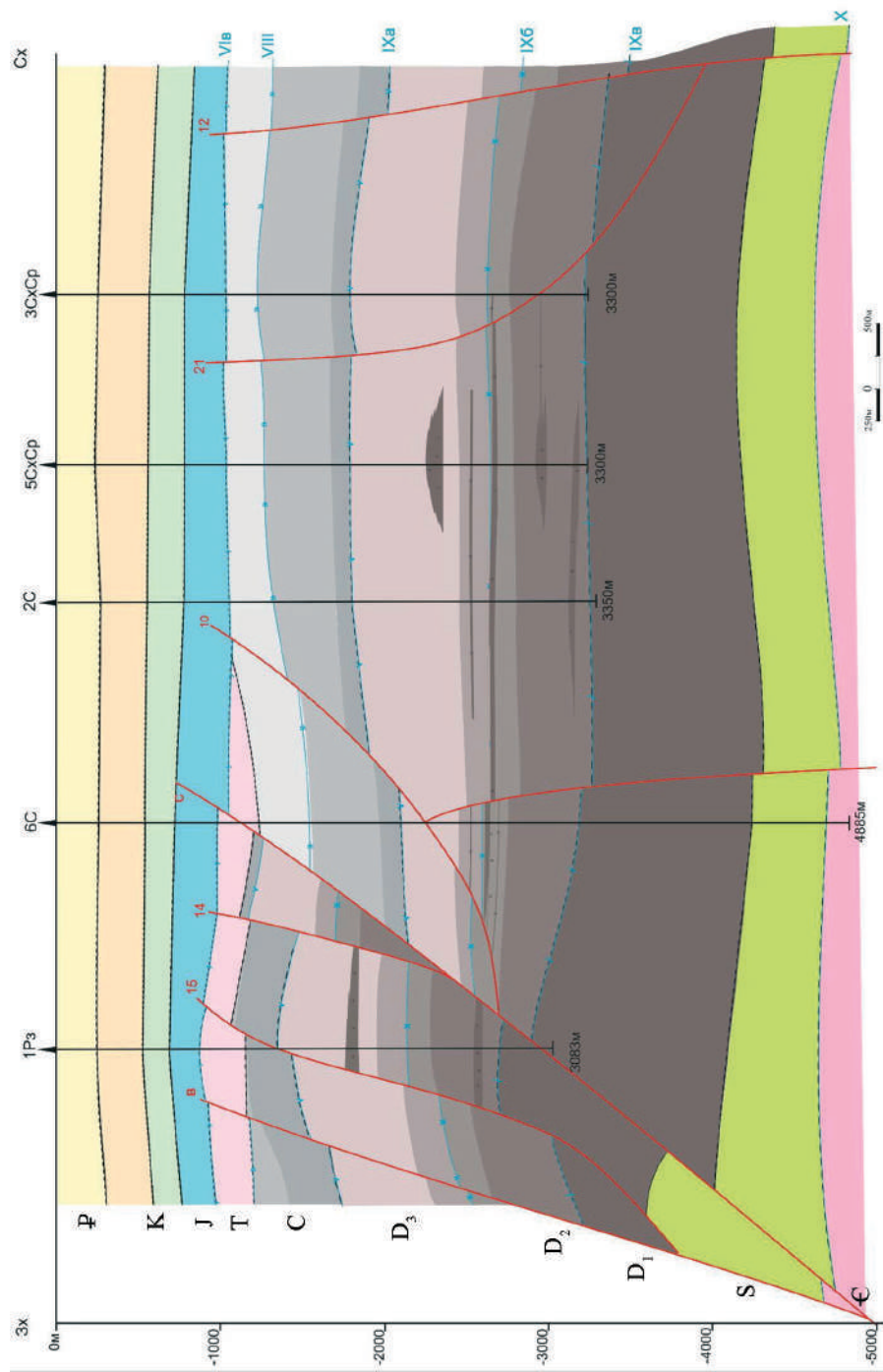


Рис. 3. Геологічний розріз II–III по лінії свердловин 1-Розівська – 6-2-Саратська – 5-3-Східносаратська. За Я. Лазаруком (Лазарук та ін., 2017а)

Нафтоносність. На локальних підняттях у хемогенно-карбонатних відкладах середнього і верхнього девону Розівсько-Саратсько-Балабанівської зони пошуковими і розвідувальними свердловинами встановлені численні нафтові скупчення. Локальні структури є або куполоподібними антикліналями (Розівська, Східносаратська, Сариярська, Жовтоярська), або структурними носами, замкненими на розривні порушення (Ярославський). Розміри цих структур зазвичай становлять 3–4 км, амплітуда – 100–200 м (лише амплітуда Розівської антиклінали перевищує 600 м).

У 1983 р. відкрито Східносаратське, а в 1989 р. – Жовтоярське родовища, нафтові поклади яких приурочені до утворень верхнього і середнього девону. За даними випробування і дослідження свердловин, виокремлюється п'ять продуктивних горизонтів: D_2-1 , D_2-2 у відкладах середнього девону і D_3-1 , D_3-2 , D_3-3 у відкладах верхнього девону. З кожним із них пов'язані самостійні поклади нафти. Нафти родовищ характеризуються низьким рівнем газонасичення. Поклади пластові склепінні, часто тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Вони залягають в інтервалі глибин 2500–3200 м. За даними геолого-економічної оцінки 2017 р. загальні попередньо розвідані запаси нафти Східносаратського родовища складають 7885 тис. т, розчиненого газу – 230 млн m^3 , Жовтоярського родовища – 1946 тис. т нафти і 58 млн m^3 розчиненого газу.

Під час буріння свердловин спостерігалися численні нафто- і газопрояви, поглинання бурового розчину. Для всіх свердловин результати випробування були приблизно однаковими: до свердловин з карбонатних порід просочувався фільтрат бурового розчину з невеликою домішкою нафти, розрахункові дебіти якої за підняттям рівня у свердловинах оцінені переважно у декілька тон на добу. Із свердловини 3-Східносаратська, пробуреної в зоні тектонічного порушення, з відкладів верхнього девону отримали короткочасний приплив нафти дебітом близько десяти тонн нафти за добу.

Максимальні дебіти нафти отримані під час випробування в процесі буріння свердловин. В експлуатаційних колонах інтенсивність припливів нафти зменшувалася в 3–5 разів. Підйом рівня нафти у свердловинах швидко припинявся, гідродинамічний зв'язок свердловин з продуктивними пластами втрачався.

Будова і насичення пустотного простору порід-колекторів. З відкладів девону Білоліського блока вибурено понад півтори тисячі метрів керна. Це дало змогу детально вивчити особливості літологічного складу, структури пустотного простору, фізичні властивості порід-колекторів та виявити особливості заповнення пустот пластовими флюїдами. Узгодження отриманих даних з результатами геофізичного дослідження свердловин дає повну і об'єктивну картину просторового розподілу параметрів колекторів у геологічному середовищі.

Породами-колекторами у відкладах середнього і верхнього девону в основному є перекристалізовані органогенно-детритусові і хемогенні вапняки. Особливості їхнього формування, просторового розподілу та постседиментаційних перетворень достатньо повно висвітлені в (Гнідець та ін., 2003). Органогенні вапняки майже повністю втратили свою початкову седиментаційну структуру. В основному вони складені кальцитом з домішками доломітів і ангідритів. Порода нерівномірно розкристалізована: від пелітоморфної до середньокристалічної. Значну частку в об'ємі порід-колекторів девону

займають доломіти, в основному вторинного генезису. Доломіти кристалічні, пелітоморфні, в основному з масивною текстурою, місцями глинисті. Основну масу породи складають ромбоєдри доломіту розміром від 0,01 до 1 мм.

Тангенціальні напруги зумовили значну тріщинуватість порід-колекторів. Зазвичай густіша система тріщин розвинута у вапняках з більшим вмістом кальциту, а також в доломітизованих вапняках. Тріщини різноспрямовані, різних типів та генерацій.

Тектонічні тріщини утворюють системи за певними напрямками. Їхня ширина зазвичай становить 1–3 мм, подекуди до 1–2 см, довжина – від декількох сантиметрів до десяти сантиметрів, трапляються тріщини з дзеркалами ковзання. Як правило, тектонічні тріщини заповнені кальцитом чи ангідритом, подекуди – бітумами (рис. 4), значно рідше вони відкриті.

До другого типу належать літогенетичні тріщини, які утворилися в процесі доломітизації вапняків. Тріщини розташовані хаотично, що надає породі брекчієподібного вигляду. Довжина літогенетичних тріщин не перевищує 1 мм, їхня ширина коливається в середньому від 0,02 до 0,04 мм (рис. 5).

По тріщинах циркулювали пластові води, що призводило до вилуговування їхніх стінок і утворення каверн (рис. 6). Вони неправильної форми розміром від 0,05 до 0,5 мм.

За типом пустотного простору хомогенно-карбонатні породи-колектори тріщинно-порово-кавернозні.

За даними лабораторних досліджень понад тисячі взірців порід-колекторів, більше половини з них мають відкриту пористість до 3%, понад чверть – від 3 до 5% і приблизно шоста частина має пористість 5–8%. Найбільш пористі доломіти з ангідритами та доломітизовані вапняки. Близько 60% взірців непроники – менше 0,01·мД, решта мають проникність 0,01–0,02·мД і тільки в поодиноких випадках у породах з розвиненою тріщинуватістю проникність зростає до 0,05–0,1·мД.

Складна будова пустотного простору порід-колекторів суттєво вплинула і на характер їхнього насичення пластовими флюїдами. Нерівномірне поширення в породі каверн і тріщин різного розміру зумовило селективне насичення порід-колекторів. Всі пустоти породи – пори, каверни, тріщини – заповнені вуглеводневими сполуками. Подекуди вуглеводні виповнюють поодинокі пустоти, в зонах інтенсивної тріщинуватості насиченість має загальний характер – порода повністю насичена вуглеводнями. Однак ніхто з дослідників досі не звернув уваги на локалізацію і співвідношення рухомих і нерухомих вуглеводнів у породі, а саме: найбільші за розміром каверни, пори, тріщини запечатані нерухомим бітумом, у менших порожнинах міститься нафта. На фотографіях шліфів бітуми мають чорний колір, нафта – коричневий та світло-коричневий (рис. 4–6). За результатами люмінісцентно-крапельного аналізу в матриці порід встановлені бітуми масляного, середнього і смолисто-асфальтенового рядів. Нерухомі бітуми займають магістральні канали і блокують зв'язок між порожнинами породи.

Причини низької нафтовіддачі свердловин. Основна проблема промислового освоєння середньо- верхньодевонських покладів Білоліського блоку полягає у недостатньому гідродинамічному зв'язку пустотного простору порід-колекторів зі свердловинним простором. Це пов'язано передовсім

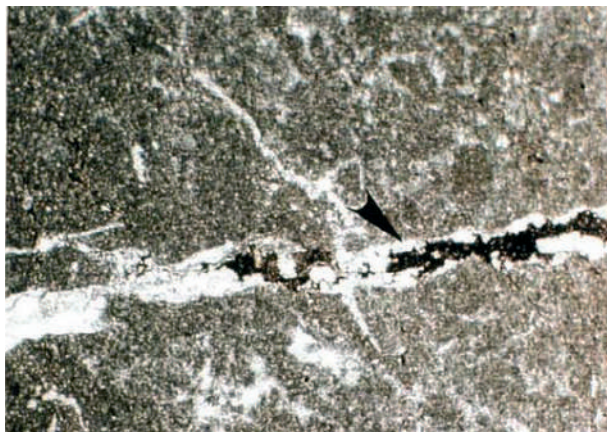


Рис. 4. Свердловина 1-Східносаратська, інтервал 2643–2648 м. Вапняк біокластичний тонкозернистий доломітизований з тектонічними тріщинами, заповненими кальцитом. В осьовій частині вертикальної тріщини видно прожилки чорного бітуму. Шліф, 75 $\times$



Рис. 5. Свердловина 1-Східносаратська, інтервал 2984–2992 м. Доломіт тонкозернистий з кальцитовим цементом (білий фон). Шліф, 150 $\times$

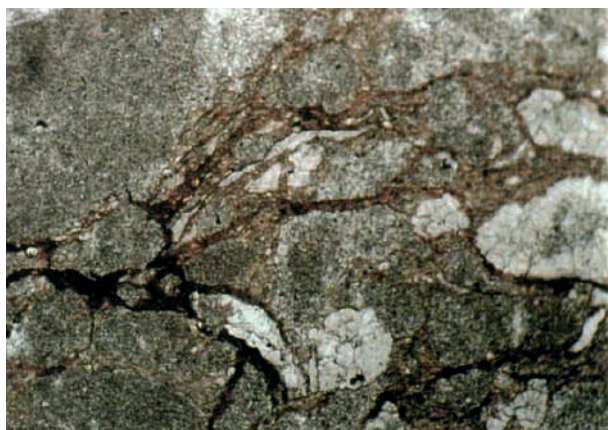


Рис. 6. Свердловина 2-Східносаратська, інтервал 2567–2574 м. Вапняк дрібнозернистий доломітизований, тріщинно-кавернозний. Широкі тріщини в нижній частині шліфа заповнені чорним бітумом, тонкі тріщини у верхній – світло-коричневою нафтою. Шліф, 75 $\times$

з низькими фільтраційними властивостями хомогенно-карбонатних порід-колекторів. Більшість з них, як вже згадувалося, мають проникність менше 0,01 мД. Це проникність, яка стандартно заміряється по газу. За методологією Федеральної енергетичної комісії США (The Federal Energy Regulatory Commission (FERC)) нижньою межею проникності ущільнених порід-колекторів для неконвенційних газових покладів вважається 0,1 мД. Для нафтових покладів низькопроникними вважаються пласти з матричною проникністю менше 2 мД. Це пов'язано з суттєво більшою в'язкістю нафти порівняно з в'язкістю газу. Тому з колекторів проникністю менше 2 мД отримати промислові припливи нафти проблемно. Давно помічено, що з нафтонасичених колекторів із проникністю до 10 мД отримують припливи нафти менше 5,0 м³/добу, тобто, по суті, це малодебітні свердловини, а для газу за проникності менше 1 мД припливи досягають багатьох десятків тисяч м³/добу. Для хомогенно-карбонатних відкладів девону Білоліського блока тільки в поодиноких випадках зафіксована проникність до 0,1 мД, що явно недостатньо для отримання промислових припливів нафти із свердловин.

Ще однією причиною надто повільної фільтрації нафти до свердловин є її висока в'язкість. Через значний вміст асфальтенів, силікагелевих смол, парафінів динамічна в'язкість нафт коливається в межах 6–100 мкМ²/с; температура їхнього застигання змінюється від –15 до +25 °С. Зрозуміло, що за таких параметрів нафти її фільтрація через пори практично неможлива.

Незначні припливи нафти до свердловин зумовлені і невисоким енергетичним потенціалом нафтових покладів внаслідок їхньої дегазації упродовж тривалого геологічного розвитку території від девону і донині. Надзвичайно низький газовміст – 29 м³ газу на одну тону нафти – не сприяє фільтрації нафти внаслідок дії стиснутого розчиненого у ній газу.

Відсутність гідродинамічного зв'язку нафтових покладів з природними водонапірними системами теж може бути причиною незначних припливів пластових флюїдів до свердловин (Трохименко, 2013). Відклади девону характеризуються низькою гідродинамічною активністю: припливи води за методом відновлення рівня становили зазвичай 0,5–1,0 м³/добу.

Однак основною причиною відсутності промислових припливів нафти до свердловин на наш погляд є те, що у пустотному просторі колектора нерухомі бітуми займають магістральні канали і блокують зв'язок з меншими порожнинами породи, в яких затиснута міграційноздатна нафта. Саме це і спричинило малу швидкість фільтрації нафти, а отже, її незначні припливи до свердловин і брак стабільних дебітів. І це – незважаючи на застосування різноманітних методів для інтенсифікації припливів пластових флюїдів: солянокислотних, термосолянокислотних та азотних обробок присвердловинних зон пластів, розкриття пластів на бурових розчинах з нафтовою основою, вплив на присвердловинні зони колекторів лугом, розчинником асфальтових, смолистих, парафінових сполук, поверхнево-активними реагентами, ультразвуковими генераторами, гідродинамічними імпульсами тощо. Таким чином з використанням арсеналу сучасних методів освоєння нафтових покладів неможливе – це може бути лише справою майбутнього.

Насамкінець зауважимо значну заповненість пустотного простору бітумами, які у кількісному відношенні суттєво переважають об'єми, заповнені

нафтою. Це добре видно з аналізу петрографічних шліфів. З великою вірогідністю можна говорити скоріше про бітумні родовища у відкладах середнього і верхнього девону Західного Причорномор'я, ніж про нафтові родовища. Сучасними методами геофізичних досліджень ідентифікувати у геологічному розрізі свердловин окремо газ, нафту і бітум поки що неможливо, а тим більше – відрізнити нафтонасичені інтервали від бітумонасичених.

За даними промислової геофізики можна виокремити лише пласти, заповнені вуглеводнями. А це кардинально змінює підхід до подальшого геологічного вивчення та промислового освоєння подібних об'єктів. Немає сенсу за даними свердловинних і польових геофізичних робіт, палеогеоморфологічних, літофаціальних чи інших геологічних методів шукати зони просторової локалізації найбільш ємних порід-колекторів, оскільки вони все одно будуть заповнені в основному бітумами. Бурити нові свердловини з надією розкрити нафтонасичені породи безперспективно, оскільки вони дадуть ті ж самі негативні результати, що і два десятки попередніх свердловин. Розробляти подібні родовища за технологіями, що застосовуються для нафтонасичених крейдових пісковиків Атабаски, з огляду на трикілометрові глибини на сьогодні технічно складно та й економічно недоцільно.

У ситуації, що склалася, планувати подальші наукові дослідження на нафтоносність середньо-верхньодевонського комплексу недоцільно. Натомість варто переорієнтувати дослідження на нижче залеглий теригенний комплекс нижнього девону і теригенно-карбонатний комплекс силуру, які гідродинамічно більш закриті і в яких могли зберегтися не лише дегазовані нафтові, а й газоконденсатні скупчення.

Сказане підтверджується отриманням короткочасних припливів газоконденсату дебітом до 250 тис. м³/добу у свердловинах 1-Жовтоярська та 1-Сариярська з відкладів нижнього девону.

Висновки і перспективи досліджень. Пустотний простір карбонатних порід-колекторів середнього і верхнього девону Західного Причорномор'я сформований постседиментаційними процесами: перекристалізацією, доломітизацією, утворенням тріщин і каверн. Тріщинно-порово-кавернозні колектори девону мають складну просторову будову.

Пори, каверни, тріщини заповнені вуглеводневими флюїдами. Нерівномірний розподіл пустот в породах-колекторах зумовив їхнє селективне насичення. Найбільші за розміром пустоти заповнені нерухомими бітумами, у менших порожнинах міститься рухома нафта. Бітуми заповнюють магістральні канали і блокують зв'язок між порожнинами породи. Це є основною причиною відсутності промислових припливів нафти.

Ще однією суттєвою причиною відсутності припливу нафти до свердловин є низькі фільтраційні властивості хомогенно-карбонатних колекторів. Більшість з них мають проникність менше 0,01 мД і є практично флюїдотривами для нафти.

Іншими причинами невдач у промисловому освоєнні нафтових покладів є висока динамічна в'язкість нафт через значний вміст асфальтенів, силікагелевих смол, парафінів, невисокий енергетичний потенціал нафтових покладів внаслідок їхньої дегазації упродовж тривалого геологічного розвитку території, а також відсутність гідродинамічного зв'язку нафтових покладів з природними водонапірними системами.

Застосування відомих сьогодні методів інтенсифікації припливів вуглеводневих флюїдів до позитивних результатів не призвели; можливо, в майбутньому вдасться створити прогресивніші методи інтенсифікації.

Нафтові родовища середнього і верхнього девону Західного Причорномор'я, скоріше за все, є головно бітумними. З огляду на значні глибини залягання покладів їхня промислова розробка сьогодні технічно неможлива і економічно не вигідна. Тому планувати подальші наукові дослідження на нафтоносний девонський комплекс недоцільно. Натомість варто переорієнтувати дослідження на нижче заляглий теригенний комплекс нижнього девону і теригенно-карбонатний комплекс силуру, які гідродинамічно більш закриті і в яких могли зберегтися не дегазовані нафтові, а й газоконденсатні скупчення.

Гнідець, В. П., Григорчук, К. Г., Полухтович, Б. М., & Федішин, В. О. (2003). *Літогенез девонських відкладів Придобрудзького прогину (палеоокеанографія, седиментаційна циклічність, формування порід-колекторів)*. Київ: УкрДГРІ.

Лазарук, Я. Г., Мельник, А. Ю., Васирина, Р. М., & Шеремет, Б. Б. (2017a). *Геолого-економічна оцінка Східносаратського нафтового родовища Одеської області* [Звіт]. Київ: ПрАТ НВК «Укрнафтівест».

Лазарук, Я. Г., Мельник, А. Ю., Васирина, Р. М., & Шеремет, Б. Б. (2017b). *Геолого-економічна оцінка Жовтоського нафтового родовища Одеської області* [Звіт]. Київ: ПрАТ НВК «Укрнафтівест».

Павлюк, М. І. (2014). *Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово-Чорноморського і Баренцовоморського периконтинентальних шельфів*. Львів: Проман.

Сергій, Г. Б., & Постнікова, Н. М. (2014). *Уточнення геологічної будови перспективних відкладів Білоліського блока Передобрудзького прогину на основі поглибленої обробки та інтерпретації даних сейсмозвідки* [Звіт]. Київ: ПрАТ НВК «Укрнафтівест».

Трохименко, Г. Л. (2013). Особливості природних резервуарів вуглеводнів у потужних карбонатних комплексах. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 4, 46–62.

Стаття надійшла:
24.11.2023 р.

Yaroslav LAZARUK, Myroslav PAVLYUK

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

OPTIMIZATION DIRECTIONS OF EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OIL FIELDS OF THE WESTERN FORE-BLACK SEA AREA OF UKRAINE

The southern part of the Dobrogea Foredeep is located in the southwestern regions of Ukraine within the Odesa region. Here, on the territory of the uplifted Bilolissya block, the East Sarata, Zhovtyjar, Saryjar, Zarichna oil accumulations are located in the chemogenic-carbonate layer of the Middle and Upper Devonian. The deposits are confined to limestones and dolomites with secondary fractured-cavernous-porous reservoirs. They lie at depths of 2500–3200 m. During the test of two dozen wells, the filtrate of the drilling fluid with a small amount of oil was received with the estimated flow rates of several tons per day. The rise of the oil level in the wells was quickly stopped, the hydrodynamic connection of

the wells with the productive formations was lost. The use of today's known methods of intensification of the flow of hydrocarbon fluids did not lead to positive results. According to the research of microphotographs of reservoir rocks, it is proved that the largest voids of reservoir rocks are filled with immobile bitumen, while the smaller cavities contain mobile oil. Immobile bitumen fills main channels and blocks communication between rock cavities. This is the main reason for the absence of industrial inflows of oil to the wells. Another important reason is the low filtering properties of the collectors. Most of them have a permeability of less than $0.01 \cdot \mu\text{D}$. Other reasons for the failure of the industrial development of oil deposits are the high dynamic viscosity of oil due to the high content of asphaltenes, silicagel resins, paraffins, the low energy potential of oil deposits due to their degassing during the long geological time, as well as the lack of hydrodynamic connection of oil deposits with natural water pressure systems. We assume that the Middle and Upper Devonian oil fields of the Western Fore-Black Sea area are most likely mainly bituminous. Given the significant depths of the deposits, their industrial development is technically impossible today. Therefore, it is impractical to plan further scientific research on the mentioned complex. Instead, research should be reoriented to the Silurian terrigenous-carbonate complex and the Lower Devonian terrigenous complex, which are hydrodynamically more closed and in which non-degassed hydrocarbon accumulations can be preserved.

Keywords: oil, bitumen, deposit, oil traps, carbonate reservoir, terrigenous complex, hydrocarbon reserves, exploration and development of deposits.