

<https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2026.1.343948>

УДК 552.5+551.7.022.4/734.5 (477.74)

Літофізична будова відкладів середнього девону Переддобрудзького прогину в контексті тришарової моделі резервуарів

E-mail: kosagri@ukr.net,
<http://orcid.org/0000-0003-1595-0968>;
vgnidets53@gmail.com,
<http://orcid.org/0009-0001-6372-7878>;
koshil_lesia@ukr.net,
<http://orcid.org/0000-0001-6678-9460>;
myroslavakoshil@ukr.net,
<http://orcid.org/0000-0001-8967-0489>

Received / Надійшла до редакції:
29.11.2025

Received in revised form /
Надійшла у ревізованій формі:
17.01.2026

Accepted / Прийнята:
27.02.2026

*Corresponding author /
Автор для кореспонденції:
V.P. Hnidets, vgnidets53@gmail.com

Keywords: Dobrudja Foredeep, Middle Devonian, lithophysical structure.

Ключові слова: Переддобрудзький прогин, середній девон, літофізична структура.

К.Г. Григорчук, В.П. Гнідець*, Л.Б. Кошіль, М.Б. Яковенко

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна

Lithophysical structure of Middle Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep in the context of the three-layer reservoir model

K.H. Hryhorchuk, V.P. Hnidets*, L.B. Koshil, M.B. Yakovenko

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

In the work, for the first time, models of a three-layer lithophysical structure were developed for the Middle Devonian sediments of the Dobrudja Foredeep, which showed a rather complex picture of the spatial and age development of fluid-resistant packs and reservoir rocks, which is most clearly observed on the Skhidnosaratska structure, and is recorded by the lateral variability of the thicknesses of true fluid-resistant packs, reservoir horizons, as well as wedging or stratification of false fluid-resistant packs. In the area of the Yaroslavskaya, Saratskaya and Rozovskaya structures, the lithophysical structure of the stratum is more stable and homogeneous. For the Skhidnosaratska structure, arched hydrocarbon traps are outlined, which in most productive horizons are composed not only of reservoir rocks, but also of false fluid-resistant packs, which often form the main volume of the reservoir. In the area of the Yaroslavska structure, the presence of partially tectonically shielded traps (horizons e-1-e-3, g-2-g-4) is predicted, which are also of interest due to the increased thickness of the reservoir rock horizons and the relatively insignificant development of false fluid-resistant packs. Local or zonal natural reservoirs were discovered in the latter units, which include sulfate-carbonate reservoir rocks. This, as well as the heterogeneous mosaic structure of carbonate reservoir rocks and the specific properties of the "Saratskaya" oil, require special technological approaches when testing wells. Instead, the latter were carried out using traditional methods, which is one of the reasons for obtaining small and unstable hydrocarbon inflows. Failure to take into account the lithofacies and lithophysical features of the Middle Devonian deposits did not allow for the application of the optimal regime of reservoir opening and well development and, accordingly, obtaining significant oil inflows. In addition, the test intervals usually covered several productive horizons, probably with different energies, which could cause fluid interflow and negatively affect the results of oil field tests. The regional nature of the distribution of various signs of oil content probably records the migration paths of hydrocarbons at different stages of catagenesis. In this regard, it is planned to reconstruct the history of postdiagenesis in the future, including in the context of its influence on the formation of false fluid-resistant packs.

© Видавець Інститут геологічних наук НАН України, 2026. Стаття опублікована за умовами відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>)

© Publisher Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2026. This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>)

Цитування: Григорчук К.Г., Гнідець В.П., Кошіль Л.Б., Яковенко М.Б. Літофізична будова відкладів середнього девону Переддобрудзького прогину в контексті тришарової моделі резервуарів. *Геологічний журнал*. 2026. № 1 (394). С. 48–58. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2026.1.343948>

Citation: Hryhorchuk K.H., Hnidets V.P., Koshil L.B., Yakovenko M.B. 2026. Lithophysical structure of Middle Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep in the context of the three-layer reservoir model. *Geologichnij žurnal*, 1 (394), 48–58. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2026.1.343948>

Вступ

Постановка проблеми. Багаторічні нафтогазопошукові роботи у Переддобрудзькому прогині не привели до виявлення істотних вуглеводневих скупчень. На даний час за наявності численних вуглеводневих проявів у сульфатно-карбонатній товщі середнього та верхнього девону встановлено лише Східносаратське та Жовтоярське нафтові родовища. При цьому характерною є подібність результатів випробування свердловин: незначні, швидко затухаючі припливи нафти. Це, а також неефективність застосування методів інтенсифікації припливів і фрагментарні результати петрографічних досліджень, а також специфіка нафти дали підстави дуже песимістично ставитися до можливих перспектив середньодевонського осадового комплексу, що дозволило зробити висновок про недоцільність подальших його наукових досліджень (Лазарук, Павлюк, 2023). Власне, це і стало підставою для повторного звернення до проблеми вивчення літогенетичних особливостей відкладів середнього девону в аспекті формування та поширення природних колекторів і флюїдотривів.

Мета та завдання. Дослідження спрямовані на уточнення літофізичної будови, з'ясування причин низької результативності нафтогеологічних досліджень та врешті-решт визначення ступеня нафтогазоперспективності відкладів середнього девону.

Предмет та об'єкт роботи – літофізична структура середньодевонських відкладів Східносаратської та сусідніх структур у контексті концепції тришарової будови резервуарів.

Огляд попередніх досліджень. Результати попередніх досліджень (Гнідець та ін., 2003, 2021) показали значно складнішу картину просторово-вікового розвитку у відкладах середнього девону колекторів і флюїдотривів, ніж традиційно вважалося. Зокрема, на відміну від існуючих поглядів (Атлас..., 1998) щодо наявності лише двох продуктивних горизонтів (ПГ), було виділено дев'ять таких утворень, які складені ангідрито-мергельними екрануючими пачками, що перекривають природні колектори переважно карбонатного складу. Були з'ясовані особливості поширення цих ПГ, основні риси локалізації резервуарів, характер розвитку порід-колекторів різного типу й якості. На цій основі спро-

гнозовано наявність пасток вуглеводнів (ВВ) і здійснено оцінку перспектив виділених ПГ. Результати моделювання історії катагенезу та нафтогазоутворення засвідчили високий потенціал в аспекті формування скупчень ВВ частини Тузлівської депресії, де розташована Східносаратська структура (Гнідець та ін., 2003).

Втім, деякі дослідники (Лазарук, Павлюк, 2023), ґрунтуючись на результатах випробувань свердловин, властивостей нафт і певних петрографічних даних, дійшли висновку про безперспективність хемогенно-карбонатної товщі середнього та верхнього девону Західного Причорномор'я. На наш погляд, цей висновок є передчасним. У даній роботі розглядаються можливі причини тих негативних показників (ознак), які призвели згаданих авторів до такого песимістичного заключення.

Методологічні засади досліджень. Згідно з метою роботи, увага передусім була зосереджена на локалізації неправдивих або хибних флюїдотривів (ХФ). Ця проблема у регіоні раніше не розглядалася. Натомість, за даними (Хитров, 2013), колектори в середньому складають лише 20–25 % товщини осадового чохла, ХФ – близько 60–65 % і тільки 10–15 % припадає на істинні флюїдотриви (ІФ).

З традиційної точки зору ХФ відіграють переважно негативну роль, оскільки зменшують корисний об'єм резервуарів. Однак роль ХФ у процесах генерації, міграції й акумуляції ВВ є значно складнішою та цим не вичерпується (Риле, 2013). На думку В.Д. Ілліна (Ільин, 1986), власне по породах ХФ відбувається основна міграція ВВ. ХФ можуть мати первинну седиментаційну природу, зокрема це притаманне поліциклічним карбонатно-хемогенним формаціям з послідовним чергуванням у розрізах рифогенних вапняків – сульфатно-карбонатних порід – ангідритів (Ільин, 1986). Власне, такі утворення у досліджуваному регіоні формують продуктивну товщу середнього девону, в якій виділено дев'ять циклітів (Гнідець та ін., 2003), середній елемент яких можна інтерпретувати як ХФ. Для визначення характеру поширення останніх були проведені більш детальні дослідження, ґрунтуючись на результатах вивчення літологічної структури розрізів ейфельських відкладів (Гнідець та ін., 2021) та додатково виконаних побудов по нашаруваннях живету.

Результати та їхнє обговорення

Загальна геологічна характеристика

Район досліджень, згідно із структурною схемою (Гнідець та ін., 2003), розміщений в межах Саратовсько-Балабанівської зони складок, котра простягається у північно-західному напрямку і розділяє Тузлівську та Нижньопрутську депресії (рис. 1). Були розглянуті відклади середнього девону Ярославського, Розівського, Саратовського та Східносаратовського підняття, деякі з яких ускладнені розривними порушеннями.

Нашарування ейфельського та живецького ярусів входять до складу герцинського структурно-літологічного комплексу та представлені сульфатно-карбонатними утвореннями циклічної будови, що спричинено ритмічною зміною умов седиментації. Потужність відкладів у Тузлівській депресії варіюється від 350 до 750 м, а в межах території досліджень – від 450 до 640 м.

Поширення флюїдотривів, порід-колекторів і прогнозні пастки вуглеводнів

ХФ, згідно з даними робіт (Ильин, 1986; Лукін, 2011), відрізняються від ІФ і колекторських горизонтів проміжним характером літологічної будови. На основі таких особливостей нами здійснено літофізичну типізацію розрізів середнього девону. ІФ у досліджених відкладах представлені перешаруванням ангідритів (0,6–4,2 м), мергелів (0,5–2,8 м) і поодиноких прошарків (0,2–1 м) пелітоморфних карбонатних порід (рис. 2). Середній вміст (див. таблицю) ангідритів становить 52 %, мергелів – 43 %, карбонатних порід – 5 %. Останні представлені головню пелітоморфними вапняками та тонкозернистими доломітами.

ХФ характеризуються чергуванням у розрізах вапняків, у тому числі доломітизованих та ангидритизованих, (1,2–5,6 м), мергелів (0,2–2,6 м), ангидритів (0,7–12 м), аргілітів (0,2–1,4 м), пісковиків та алевролітів (0,6–1,0 м), доломітів (0,1–0,8 м). Середній вміст вапняків і доломітів становить 48 %, мергелів – 31 %, ангидритів – 10 %, аргілітів – 5 %, пісковиків та алевролітів – 4 %. Карбонатні пачки потужністю 3–9 м, вочевидь, являють собою спорадичні локальні або зональні природні резервуари ВВ, що дає певні підстави позитивно оцінювати перспективність ХФ.

Колектори тріщинно-порового типу представлені пачками (1,5–14 м) органогенних, органогенно-уламкових вапняків різного ступеня доломітизації й ангидритизації, розмежованих прошарками мергелів товщиною до 1,2–1,4 м.

Колектори тріщинно-порового типу представлені пачками (1,5–14 м) органогенних, органогенно-уламкових вапняків різного ступеня доломітизації й ангидритизації, розмежованих прошарками мергелів товщиною до 1,2–1,4 м.

Таблиця. Середній склад основних літофізичних відмін
Table. Average composition of the main lithophysical varieties

Літофізичні типи	Породи, %	Вапняки, доломіти	Мергелі	Ангідрити	Аргіліти	Пісковики, алевроліти
ІФ		5	43	52	0	0
ХФ		48	31	10	5	4
Природні колектори		75	5	2	10	8

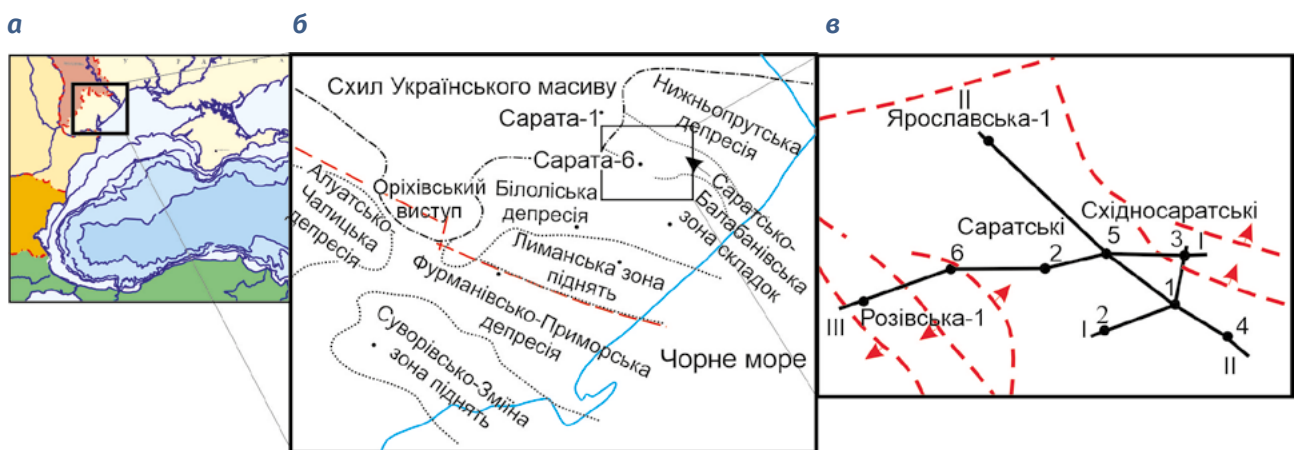


Рис. 1. Положення території досліджень (а), основні структурні елементи (б) (Гнідець та ін., 2003) та локалізація вивчених свердловин і перетинів (в)

Fig. 1. Location of the research area (a), main structural elements (b) (Hnidets et al., 2003), and localization of the studied wells and sections (c)

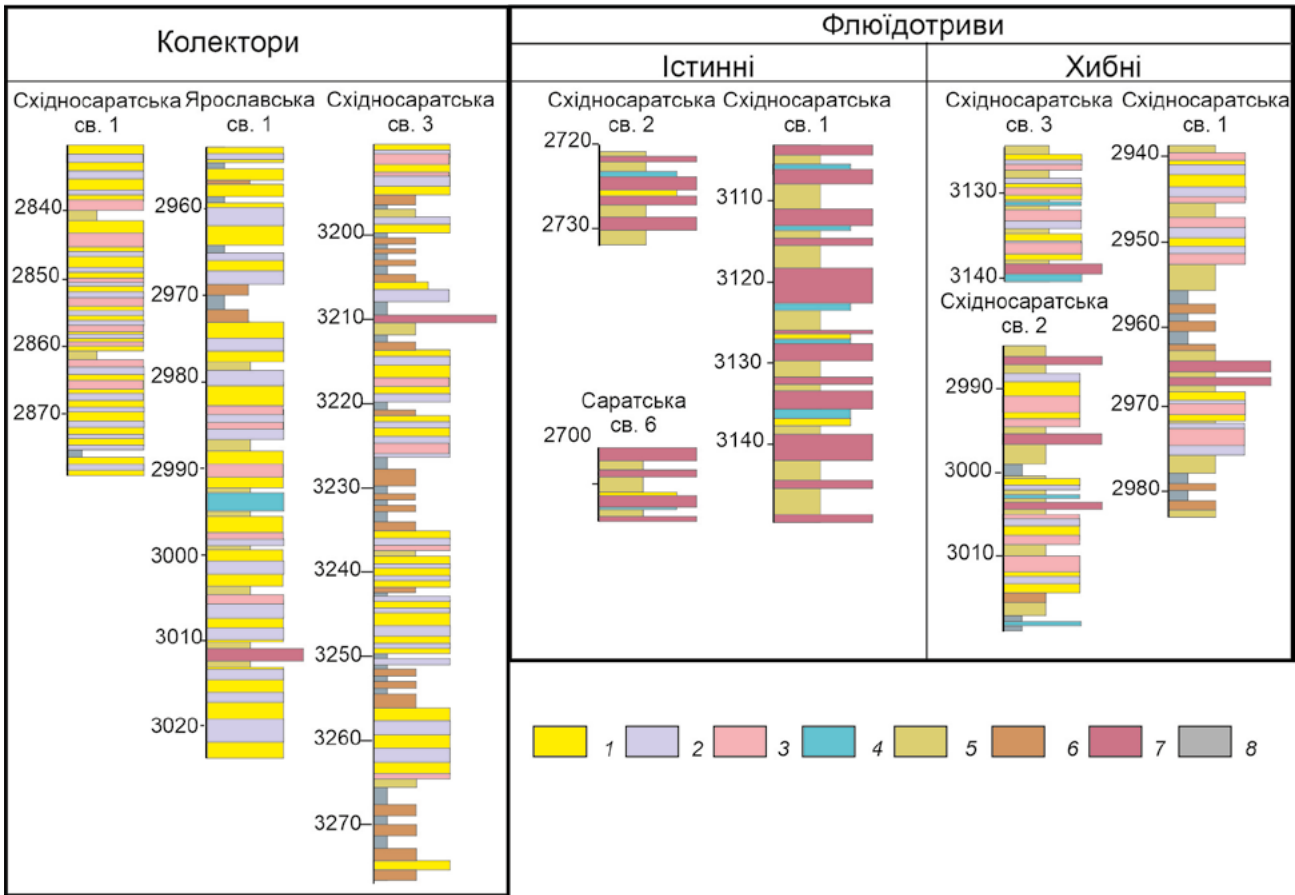


Рис. 2. Типові літологічні розрізи основних літофізичних відмін. 1 – вапняки, 2 – вапняки доломітизовані, 3 – вапняки ангідритизовані, 4 – доломіти, 5 – мергелі, 6 – пісковики, алевроліти, 7 – ангідрити, 8 – аргіліти

Fig. 2. Typical lithological sections of the main lithophysical varieties. 1 – limestones, 2 – dolomitized limestones, 3 – anhydritized limestones, 4 – dolomites, 5 – marls, 6 – sandstones, siltstones, 7 – anhydrites, 8 – mudstones

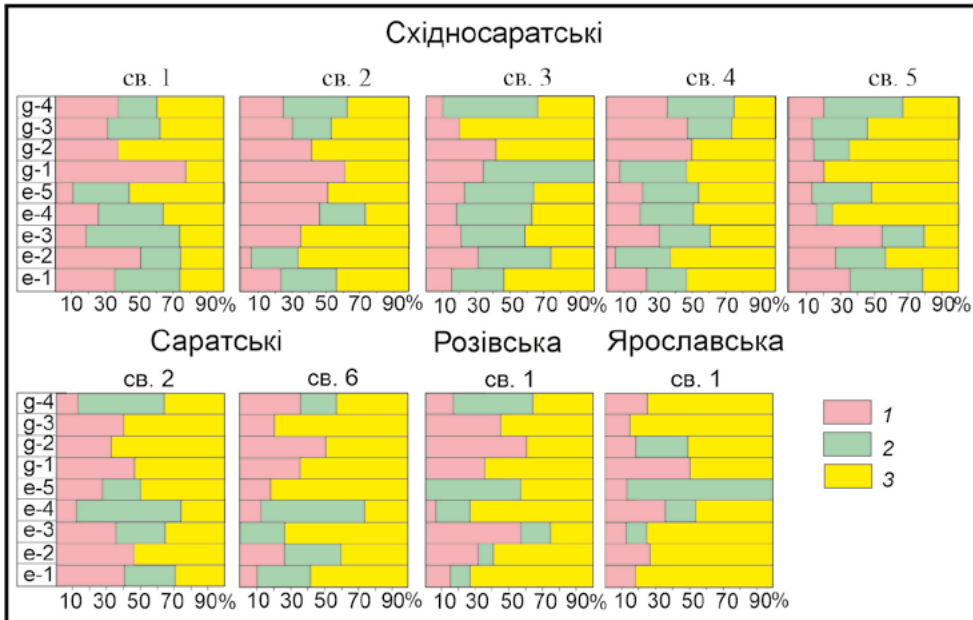


Рис. 3. Просторово-вікові особливості літофізичної будови ПГ. 1 – ІФ, 2 – ХФ, 3 – колектори

Fig. 3. Spatial-age features of the lithophysical structure of the PH. 1 – TC, 2 – FC, 3 – reservoir-rocks

В окремих ПГ спостерігаються теригенні пакки (до 7–8 м), складені перешаруванням аргілітів, пісковиків та алевролітів (1,0–1,6 м). Такі утворення розглядаються як колектори тріщинного типу (Гнідець та ін., 2021).

На підставі аналізу отриманих даних для відкладів середнього девону створені моделі літофізичної структури та визначені просторово-вікові особливості її мінливості в межах дослідженої ділянки (рис. 3, 4).

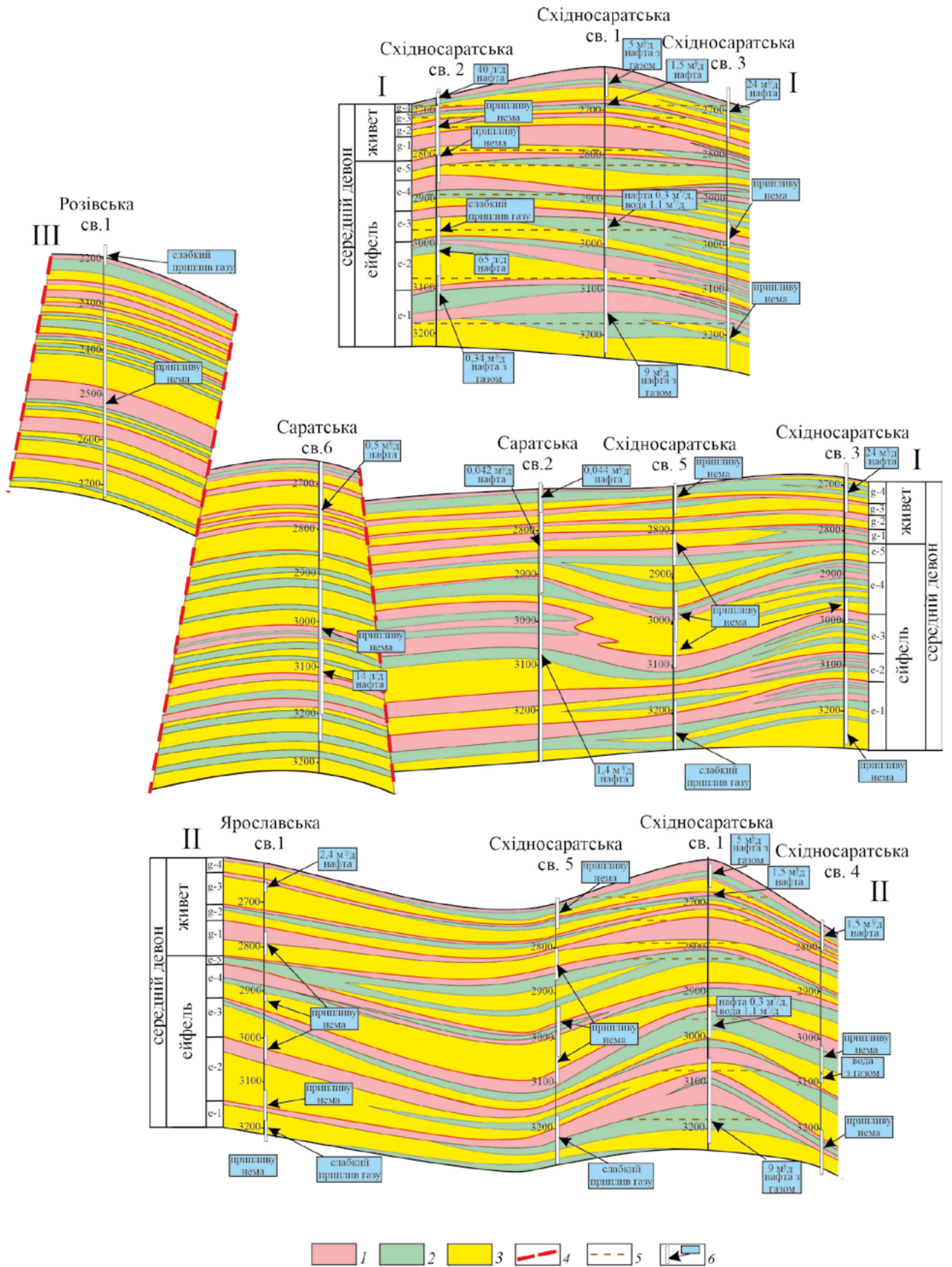


Рис. 4. Моделі літофізичної будови та результати випробування свердловин. 1 – ІФ, 2 – ХФ, 3 – колектори, 4 – розривні порушення, 5 – прогнозний рівень водо-нафтового контакту, 6 – інтервал і результати випробувань

Fig. 4. Lithophysical structure models and well test results. 1 – TC, 2 – FC, 3 – reservoir-rocks, 4 – faults, 5 – predicted water-oil contact, 6 – interval and test results

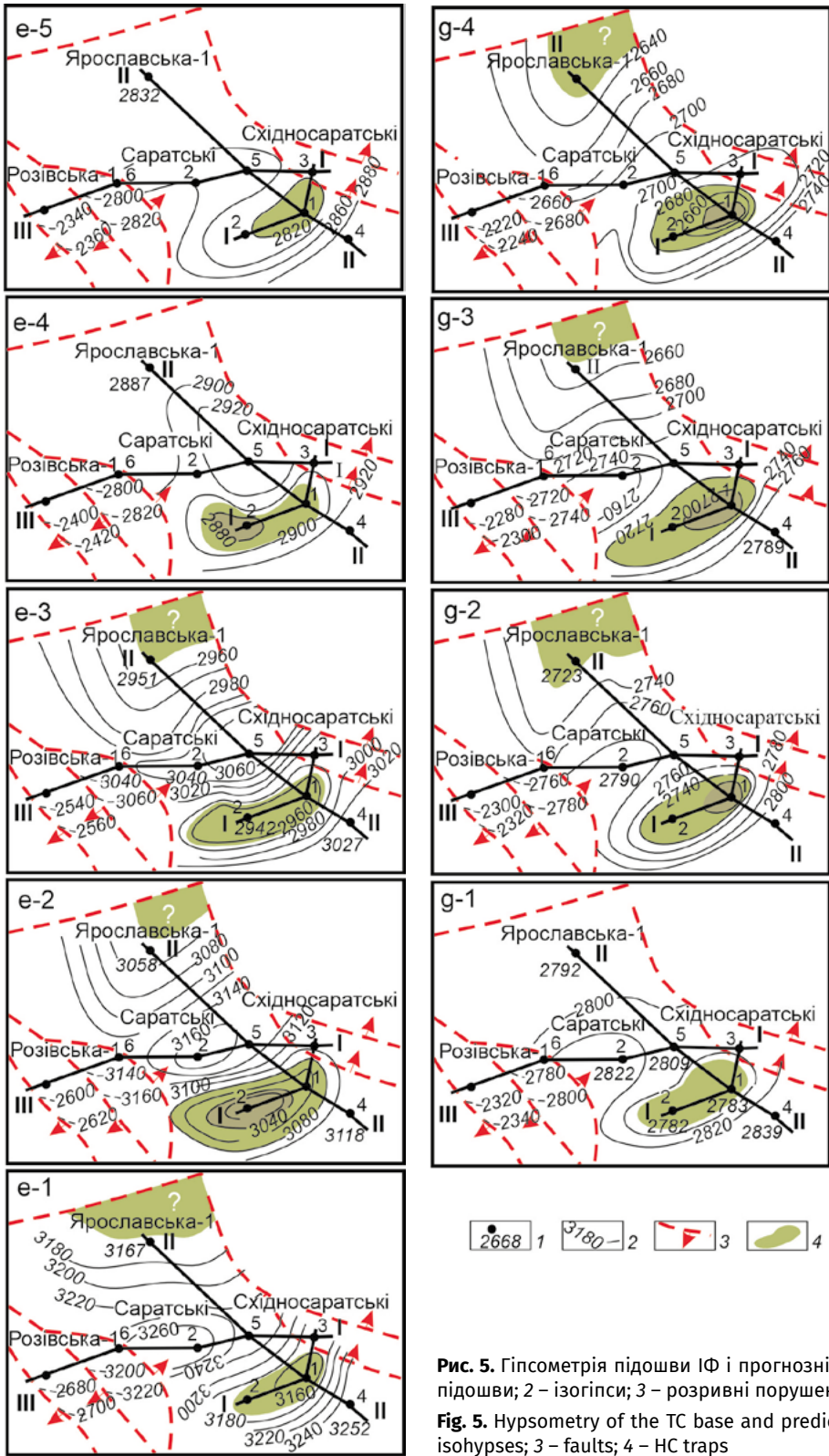


Рис. 5. Гіпсометрія підовши ІФ і прогнозні пастки ВВ. 1 – свердловина, глибина підовши; 2 – ізогіпси; 3 – розривні порушення; 4 – пастки ВВ
Fig. 5. Hypsometry of the TC base and predictive HC traps. 1 – well, base depth; 2 – isohypses; 3 – faults; 4 – HC traps

Крім того, побудовано схеми гіпсометрії підовши ІФ для кожного ПГ (рис. 5). Конфігурація ізогіпс ґрунтувалася на фактичних матеріалах для ділянки Східносаратської структури, а для районів структур Саратська та Розівська – даних роботи (Лазарук, Павлюк, 2023). В останньому випадку ізолінії мають прогнозний характер, що не дозволяє достовірно визначити локалізацію та мор-

фологію можливих пасток ВВ, хоча не виключає їхнього існування. Варто зазначити, що літологічна, а, відповідно, і літофізична будова середньодевонських відкладів цієї ділянки суттєво відрізняється від решти території (див. рис. 3), що, вочевидь, вказує на конседиментаційний характер розвитку блоків, обмежених розривними порушеннями. Подібне можна сказати і про

район св. Східносаратська-3, де розріз, на відміну від більшості свердловин, характеризується тонкошаруватою будовою. Ярославська ділянка також відрізняється певною літофізичною специфікою відкладів середнього девону (див. рис. 3, 4), що проявляється у меншому поширенні ХФ та більшій ролі природних колекторів.

Тришаровий варіант будови ПГ демонструє (див. рис. 4) доволі складну картину просторово-вікового розвитку флюїдотривів і порід-колекторів. Найвиразніше це спостерігається у відкладах ейфельського віку Східносаратської структури. Тут фіксуються суттєва мінливість товщини як ІФ, так і колекторських горизонтів, а також часте виклинювання або розшарування ХФ. У західних і північно-західних ділянках території досліджень літофізична будова товщі є більш витриманою й однорідною.

Здійснені побудови дозволяють по-новому розглянути морфологічні та структурно-речовинні особливості ймовірних пасток і вуглеводневих скупчень.

Насамперед розглянемо це питання на прикладі Східносаратського родовища. Локалізація пасток визначається гіпсометрією підшови ІФ. Так, у ПГ е-1 вимальовується склепінний резервуар, потенційно заповнений ВВ у районі св. 1 та 2 (див. рис. 4). На профілі І-І видно, що в апікальній частині (св. 1) він складений ХФ, тоді як у св. 2 він представлений породами-колекторами завтовшки 6–8 м. Пастка горизонту е-2 також охоплює обидві свердловини зі склепінням у ділянці св. 2, де розвинена потужна (понад 70 м) пачка природних колекторів, яка у напрямку до св. 1 редукується до 16 м. У ПГ е-3 спостерігається певною мірою подібна картина, за винятком того, що у св. 1 колекторський горизонт заміщується ХФ. Пастка горизонту е-4 є слабо вираженою: товщина ХФ перевищує її висоту, тому, незважаючи на наявність витриманого горизонту порід-колекторів (близько 20 м), акумуляція ВВ могла відбуватися лише у породах ХФ. Пастка ПГ е-5 є також малоамплітудною, зі склепінням, локалізованим у св. 1; резервуар складений переважно ХФ і лише поблизу св. 2 – частково породами-колекторами. Пастки живецького ярусу (ПГ g-1–g-4) також приурочені до району св. 1 і 2. У горизонті g-1 під потужним (30–50 м) ІФ можливе накопичення ВВ у колекторах завтовшки не більше 4–5 м. У горизонті g-2 товщина колекторів зростає до 20 м (св. 1), тоді як у горизонті g-3 – не перевищує 10 м через розвиток ХФ.

Найбільш об'ємним є резервуар горизонту g-4, де колектори можуть бути нафтонасиченими на всю товщину шару (приблизно 30 м).

У районі Ярославської структури за конфігурацією ізогіпс прогнозується наявність частково тектонічно екранованих пасток ВВ (ПГ е-1–е-3, g-2–g-4). Ця ділянка становить значний інтерес з огляду на велику товщину горизонтів порід-колекторів (до 60–90 м) і в той же час відносно слабкий розвиток ХФ (див. рис. 4, 5).

Перспективними є також відклади блоків свердловин Саратська-6 і Розівська-1, які характеризуються сприятливим для акумуляції ВВ співвідношенням колекторів, ХФ та ІФ. Обмежувальні розривні порушення, імовірно, періодично виконували роль провідників флюїдів, у тому числі вуглеводневих. Утім, через недостатність геологічної інформації на даному етапі спрогнозувати точну локалізацію пасток не видається можливим.

Деякі петрофізичні особливості відкладів

Породи середнього девону, за лабораторними даними (справи свердловин, понад 400 аналізів), загалом характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними властивостями: пористість – до 1 %, проникність – менше ніж 0,01 мД. У пластових умовах ці показники, ймовірно, мають дещо вищі значення. Так, за результатами ГДС, значення пористості варіюються від 0–2 до 12 %. Крім того, варто враховувати, що найбільш пористі та проникні породи часто руйнуються при відборі керна, що ускладнює їх достовірну оцінку.

Оскільки ступінь вилучення ВВ з пластів передусім залежить від проникності, основну увагу було зосереджено на екстремальних значеннях цього параметра та проаналізовано особливості його варіацій (68 проб) у породах основних літофізичних відмін (рис. 6). Попри нерівномірне за ПГ представлення різних літотипів, простежуються певні тенденції.

По-перше, це наявність у ХФ порід з високими значеннями пористості та проникності, що може вказувати на вірогідність існування осередкових покладів у локальних (або зональних) резервуарах. Колекторами в останніх могли слугувати і сульфатно-карбонатні породи, які характеризуються досить високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Через свої специфічні фізико-хімічні властивості вони, згідно з даними робіт (Плотников и др., 2000), могли зумовлювати нестабільність положення вуглеводневих скупчень (так званих «блукаючих» покладів).

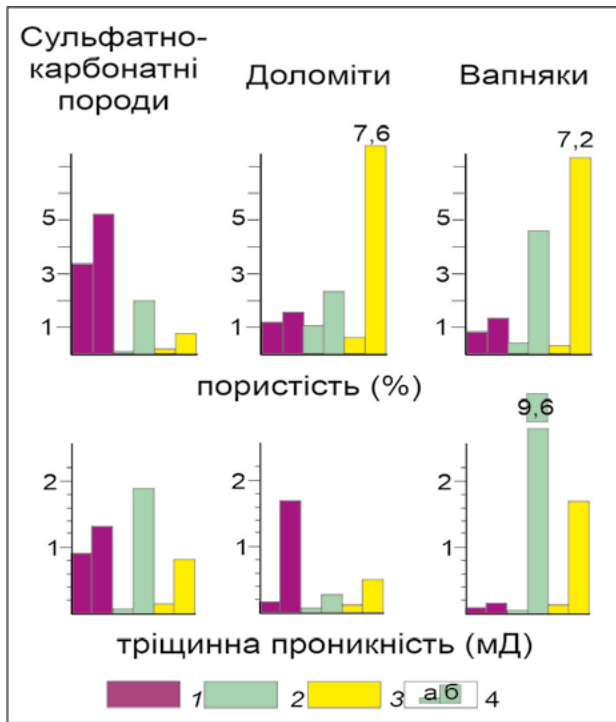


Рис. 6. Екстремальні значення петрофізичних параметрів. 1 – ІФ, 2 – ХФ, 3 – колекторські пачки, 4 – мінімальне (а) та максимальне (б) значення

Fig. 6. Extreme values of petrophysical parameters. 1 – TC, 2 – FC, 3 – reservoir packets, 4 – minimum (a), and maximum (b) values

По-друге, значна мінливість петрофізичних параметрів у карбонатних колекторах засвідчує їх складну мозаїчну (кластерну) будову – так звану ажурну просторову конструкцію, за (Трохименко, 2013). Поєднання тріщинної сітки з поровою матрицею формує складну фільтраційну систему, що спричиняє нестабільний режим нафтовилучення. Крім того, згідно з даними праці (Трохименко, 2013), карбонатні резервуари нерідко не мають гідродинамічного зв'язку з природними водонапірними системами та характеризуються пониженою пластовою енергією. Такі особливості потребують застосування спеціалізованих технологічних підходів під час випробування свердловин і відпрацювання покладів.

Результати випробування свердловин та інші ознаки нафтоносності

Зіставлення вуглеводневих проявів у розрізах з їх літофізичними особливостями дозволило певною мірою пояснити низьку ефективність результатів випробування свердловин.

Нижче більш детально зупинимося на Східносаратській структурі, де виявлено родовище нафти.

У св. Східносаратська-1 випробування фактично були проведені у трьох інтервалах розрізу (див. рис. 4). Нижній (понад 100 м) – охоплює відклади ПГ е-1 та частково ПГ е-2. У першому випадку, згідно з побудованою моделлю, нафтонасиченими могли бути лише породи ХФ, а у другому – пачка порід-колекторів. Ймовірно, основна частина ВВ (9 м³/добу) надходила саме з останніх. Середній інтервал (50 м) локалізований у ПГ е-3, де нафтонасиченість прогнозується у породах ХФ, що зумовило незначні припливи (0,3 м³/добу нафти та 1,1 м³/добу води). Вода, імовірно, надходила з нижчої пачки колекторських порід. З верхнього інтервалу (близько 60 м) з резервуара ПГ g-4 отримано приплив нафти з газом 5 м³/добу. Цей об'єкт виглядає найбільш оптимально – прогнозна товщина нафтонасиченого колектора становить близько 30 м. Щоправда, разом з останнім тестувався і ХФ, що могло певною мірою негативно вплинути на результат.

У св. Східносаратська-2 випробування здійснені у шести інтервалах (див. рис. 4), які здебільшого включали декілька ПГ. Ймовірно, саме це стало головною причиною отримання лише незначних припливів нафти. Продукція надходила з горизонтів, що, згідно з побудованою моделлю (див. рис. 4, 5), мають потенційну нафтогазоносність.

У св. Східносаратська-3, яка за більшістю ПГ знаходиться за межами контурів прогнозних покладів, припливів нафти не було, за винятком ПГ g-4 (24 м³/добу нафти). З цих же утворень отримано приплив нафти у св. Східносаратська-4. У решті досліджених свердловин інтервали випробувань також включали по декілька ПГ, що зумовило або відсутність припливів, або їх незначні дебїти (див. рис. 4).

Таким чином, недооцінка літофаціальних і літофізичних особливостей розрізу призвела до неефективного вибору режимів розкриття пластів та освоєння свердловин, що, своєю чергою, обмежило отримання промислових припливів.

У той же час у керні по всьому розрізу середнього девону як у межах, так і поза межами інтервалів випробування спостерігаються примазки нафти, а також бітуми у шліфах як по тріщинах, так і в основній масі порід (рис. 7). Виявлено декілька типів бітумів: рухомі (світло-жовті), малорухомі (бурі) та нерухомі (темно-бурі, чорні) (Гнідець та ін., 2003). У поєднанні з результатами моделювання історії катагенезу (Гнідець та ін., 2003) та даними роботи (Окрепкий, 2003) це

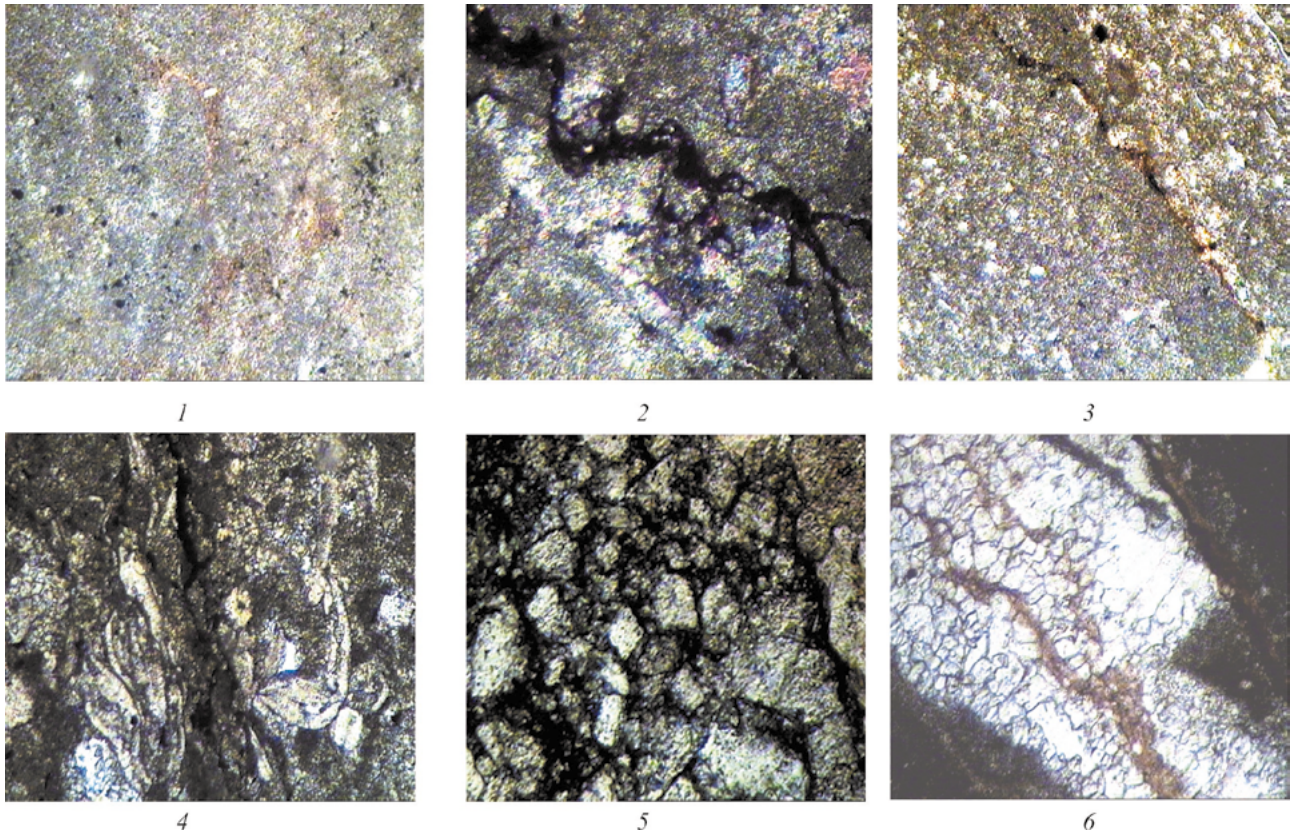


Рис. 7. Прояви бітумів у породах. 1 – вапняк пелітоморфний, насичений світло-жовтими бітумами, св. Саратська-3, гл. 2944–2953 м, зб. 60, нік. II; 2 – вапняк грудкуватий перекристалізований з чорними бітумами у стилоліті, св. Східносаратська-4, гл. 2732,8 м, зб. 60, нік. X; 3 – вапняк органогенно-етритовий з жовтими бітумами у прожилку й основній масі породи, св. Східносаратська-3, інт. 3070–3079 м, зб. 60, нік. II; 4 – вапняк остракодовий ангідритизований з прожилками темно-бурих бітумів, св. Східносаратська-3, гл. 2711,5 м, зб. 60, нік. II; 5 – доломіт крупнокристалічний із чорними бітумами, св. Східносаратська-1, гл. 2987–2992 м, зб. 60, нік. II; 6 – вапняк пелітоморфний із світло-бурими бітумами у прожилку кальциту, св. Саратська-3, інт. 3188–3191 м, зб. 90, нік. II

Fig. 7. Manifestations of bitumen in rocks. 1 – pelitomorphic limestone, saturated with light yellow bitumens, well Saratska-3, depth 2944–2953 m, inc. 60, nick. II; 2 – lumpy recrystallized limestone with black bitumens in stylolite, well Skhidnosaratska-4, depth 2732.8 m, inc. 60, nick. X; 3 – organogenic-detrital limestone with yellow bitumens in the vein and the main mass of the rock, well Skhidnosaratska-3, depth 3070–3079 m, inc. 60, nick. II; 4 – ostracod anhydritized limestone with veins of dark brown bitumens, well Skhidnosaratska-3, depth 2711.5 m, inc. 60, nick. II; 5 – coarse-crystalline dolomite with black bitumens, well Skhidnosaratska-1, depth 2987–2992 m, inc. 60, nick. II; 6 – pelitomorphic limestone with light brown bitumens in a calcite vein, well Saratska-3, int. 3188–3191 m, inc. 90, nick. II

свідчить про існування кількох етапів міграції вуглеводневих флюїдів. Регіональний характер різнорангових проявів ВВ, ймовірно, фіксує шляхи їх давньої міграції на різних етапах катагенезу, що потребує проведення детальної реконструкції динаміки останнього.

Випадки запечатування порожнин нерухомими бітумами (Лазарук, Павлюк, 2023), очевидно, пов'язані з впливом техногенних чинників. Варто зазначити, що за фізико-хімічними властивостями нафта середньодевонських відкладів, згідно з фізико-хімічними критеріями (Муслимов, 2005), належить до категорії важковидобувних. Існуючі методи її видобування, ймовірно, не лише не сприяли покращенню результатів, а подекуди погіршували ситуацію. Зокрема, закачування холодної води в пласт, а також солянокислотні обробки спричинили погіршення властивостей

нафти – підвищення в'язкості, зростання вмісту смол, збільшення щільності та вмісту сірки.

Як зазначається у роботі (Муслимов, 2005), на об'єктах із важковидобувними запасами методи підвищення нафтовіддачі та стимуляції свердловин необхідно застосовувати з початкових етапів розробки, інакше у більшості випадків не вдасться сформувати ефективну систему експлуатації.

Висновки

Моделі літофізичної структури відкладів середнього девону показали доволі складну картину просторово-вікового розвитку флюїдотривів і порід-колекторів. Це найвиразніше спостерігається на Східносаратській структурі та фіксується латеральною мінливістю товщин як ІФ, так і колекторських горизонтів, а також

виклинюванням або розшаруванням ХФ. У західних і північно-західних ділянках території досліджень літофізична будова товщі є більш витриманою й однорідною.

Для Східносаратської структури оконтурені склепінні пастки ВВ. Встановлено, що за більшістю ПГ вони складені не тільки породами-колекторами, але і ХФ, які у ряді випадків займають основний об'єм резервуара. У межах Ярославської структури прогнозується наявність частково тектонічно екранованих пасток ВВ (ПГ е-1-е-3, г-2-г-4). Ця ділянка становить інтерес і з огляду на збільшену товщину горизонтів порід-колекторів (до 60–90 м) і в той же час порівняно незначний розвиток ХФ.

Складна (мозаїчна) будова карбонатних колекторів, виявлення у ХФ локальних або зональних природних резервуарів, до складу яких входять також сульфатно-карбонатні колектори, а також характерні властивості «саратської» нафти, – все це вимагає спеціальних технологічних підходів при випробуванні

свердловин. Натомість останні здійснювалися традиційними методами, що є однією з причин отримання невеликих і нестабільних припливів ВВ.

Таким чином, неврахування літофаціальних (літофізичних) особливостей відкладів середнього девону не дозволило застосувати оптимальний режим розкриття пластів та освоєння свердловин і, відповідно, отримати промислово значущі припливи нафти. Крім того, інтервали випробувань зазвичай охоплювали декілька ПГ, вірогідно, з різною пластовою енергією, що могло спричинити взаємоперетікання флюїдів і негативно впливати на результати нафтопромислових випробувань.

Регіональне поширення різноманітних ознак нафтогазоносності, ймовірно, фіксує шляхи міграції ВВ на різних етапах катагенезу. Це потребує реконструкції динаміки останнього, що є важливим і для з'ясування характеру ХФ, оскільки в їх формуванні, на думку О. Ю. Лукіна (Лукин, 2011), відіграють певну роль і післяседиментаційні чинники.

У роботі вперше для відкладів середнього девону Переддобрудзького прогину розроблено моделі тришарової літофізичної структури, які показали доволі складну картину просторово-вікового розвитку флюїдотривів і порід-колекторів. Це найвиразніше спостерігається на Східносаратській структурі та фіксується латеральною мінливістю товщин істинних флюїдотривів, колекторських горизонтів, а також виклинюванням або розшаруванням хибних флюїдотривів. У межах структур Ярославська, Саратська та Розівська літофізична будова товщі є більш витриманою й однорідною. Для Східносаратської структури оконтурені склепінні пастки вуглеводнів, які за більшістю продуктивних горизонтів складені не тільки породами-колекторами, але і хибними флюїдотривами, що часто формують основний об'єм резервуара. У ділянці Ярославської структури прогнозується наявність частково тектонічно екранованих пасток (продуктивні горизонти е-1-е-3, г-2-г-4), які становлять інтерес і з огляду на збільшену товщину горизонтів порід-колекторів і порівняно незначний розвиток хибних флюїдотривів. У пачках останніх виявлено локальні або зональні природні резервуари, до складу яких входять сульфатно-карбонатні колектори. Це, а також неоднорідна мозаїчна будова карбонатних колекторів та специфічні властивості «саратської» нафти вимагає спеціальних технологічних підходів при випробуванні свердловин. Натомість останні здійснювалися традиційними методами, що є однією з причин отримання невеликих і нестабільних припливів вуглеводнів. Неврахування літофаціальних і літофізичних особливостей відкладів середнього девону не дозволило застосувати оптимальний режим розкриття пластів та освоєння свердловин і, відповідно, отримати значущі припливи нафти. Крім того, інтервали випробувань зазвичай охоплювали декілька продуктивних горизонтів, ймовірно, з різною пластовою енергією, що могло спричинити взаємоперетікання флюїдів і негативно вплинути на результати нафтопромислових випробувань. Регіональний характер поширення різноманітних ознак нафтогазоносності, ймовірно, фіксує шляхи міграції вуглеводнів на різних етапах катагенезу. У зв'язку з цим у подальшому планується реконструювати історію постдіагенезу, у тому числі і в контексті його впливу на формування хибних флюїдотривів.

Список літератури

- Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 6. Південний нафтогазоносний регіон: Іванюта М.М. (гол. ред.). Львів: УНГА, 1998. 224 с.
- Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Павлюк М.І., Кошіль Л.Б., Яковенко М.Б. Літогенетичні передумови формування резервуарів і порід-колекторів у середньодевонських відкладах Східносаратського родовища (Переддобрудзький прогин). *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 3 (80). С. 7–18. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-3\(80\)-7-18](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-3(80)-7-18)
- Гнідець В.П., Григорчук К.Г., Полухтович Б.М., Федішин В.О. Літогенез девонських відкладів Придобрудзького прогину (палеоокеанографія, седиментаційна циклічність, формування порід-колекторів). Київ: УкрДГРІ, 2003. 94 с.
- Ильин В.Д. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре: методические указания. Москва: ВНИГНИ, 1986. 67 с.
- Лазарук Я., Павлюк М. Напрямки оптимізації розвідки і розроблення нафтових родовищ Західного Причорномор'я України. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2023. № 3–4 (191–192). С. 7–19. <https://doi.org/10.15407/ggcm2023.191-192.007>
- Лукин А.Е. Ложные покрышки нефтяных и газовых залежей – потенциальный источник природного газа. *Геол. журн*. 2011. № 4 (337). С. 7–16.
- Муслимов Р.Х. Нетрадиционные залежи нефти – существенный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов. *Георесурсы*. 2005. № 1 (16). С. 2–8.
- Окрелкий Р.М. Геологічні умови формування важких високов'язких нафт і перспективи пошуків їх покладів у нафтогазоносних регіонах України: дис. ... канд. геол. наук. Івано-Франківськ, 2003.
- Плотников Н.А., Плотникова И.Н., Изотов В.Г. Перспективы установления блуждающих залежей углеводородов в верхнедевонской сульфатно-карбонатной формации на периферии Татарского свода. *Материалы конф. «Новые идеи поиска и разработки нефтяных месторождений»*. Казань, 2000. Т. 1. С. 197–199.

Риле Е.Б. Аккумуляция углеводородов в трехслойных природных резервуарах. *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.* Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. № 5 (16). С. 41–46.

Трохименко Г.Л. Особливості природних резервуарів вуглеводнів у потужних карбонатних комплексах. *Геологія і пошук. іскопаемые Мирового океана.* 2013. № 4. С. 46–62.

Хитров А.М. Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр. *Актуальные проблемы нефти и газа.* 2013. № 1. С. 7–10.

References

Atlas of oil and gas fields of Ukraine: in 6 vols. Vol. 6: Southern oil and gas-bearing region. (Editor-in-Chief M.M. Ivanyuta). 1998. Lviv: UNGA. 224 p. (in Ukrainian).

Hnidets V.P., Hryhorchuk K.H., Pavlyuk M.I., Koshil L.B., Yakovenko M.B. 2021. Lithogenetic preconditions of reservoirs and reservoir rocks formation in the Middle Devonian sediments of the Skhidnosaratske deposit (Dobrudja Foredeep). *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 3 (80), 7–18. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-3\(80\)-7-18](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-3(80)-7-18) (in Ukrainian).

Hnidets V.P., Hryhorchuk K.H., Polukhtovych B.M., Fedyshyn V.O. 2003. Lithogenesis of the Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep (paleoceanography, sedimentation cyclicality, formation of reservoir rocks). Kyiv: Ukrainian State Geological Research Institute (in Ukrainian).

Ilyin V.D. 1986. Forecast of oil and gas potential of local objects based on the detection of traps in a three-membered reservoir: methodological instructions. Moscow: VNIGNI (in Russian).

Khitrov A.M. 2013. Hydrocarbon deposits caps and resource potential of subsoil. *Actual problems of oil the gas*, 1, 7–10 (in Russian).

Lazaruk Ya., Pavlyuk M. 2023. Directions of optimization of exploration and development of oil fields of the Western Black Sea region of Ukraine. *Geology and geochemistry of combustible minerals*, 3–4 (191–192), 7 –19. <https://doi.org/10.15407/ggcm2023.191-192.007> (in Ukrainian).

Lukin A.E. 2011. False covers of oil and gas deposits – a potential source of natural gas. *Geologičnij žurnal*, 4 (337), 7–16 (in Russian).

Muslimov R.H. 2005. Unconventional oil deposits – significant potential for further development of old oil-producing areas. *Georesursy*, 1 (16), 2–8 (in Russian).

Okrepky R.M. 2003. Geological conditions for the formation of heavy high-viscosity oils and prospects for searching for their deposits in oil and gas-bearing regions of Ukraine: diss. ... Candidate of Geological Sciences. Ivano-Frankivsk (in Ukrainian).

Plotnikov N.A., Plotnikova I.N., Izotov V.G. 2000. Prospects for establishing wandering hydrocarbon deposits in the Upper Devonian sulfate-carbonate formation on the periphery of the Tatar arch. *Materials of Conference "New ideas for prospecting and developing oil fields"*. Kazan. 1, 197–199 (in Russian).

Rile E.B. 2013. Accumulation of hydrocarbons in three-layer natural reservoirs. *Vesti gasovy nauki: Problems of resource provision of gas-producing regions of Russia until 2030.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 5 (16), 41–46 (in Russian).

Trokhimenko G.L. 2013. Peculiarities of natural hydrocarbon reservoirs in powerful carbonate complexes. *Geology and Minerals of the World Ocean*, 4, 46–62 (in Ukrainian).