

<https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2025.3.328263>

УДК 553.98:551.35

Генетичні типи та нафтогазоносність верхньосерпуховських теригенних відкладів території скидових крайових порушень північної прибортової та бортової зон Дніпровсько-Донецької западини

E-mail: peterkorzhnev@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0003-2872-7773>;
lukin.ign.nanu@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0001-6475-9073>;
chgeol@ukr.net,
<https://orcid.org/0009-0007-0607-2274>

Received / Надійшла до редакції:
28.04.2025

Received in revised form /
Надійшла у ревізованій формі:
27.06.2025

Accepted / Прийнята:
05.09.2025

*Corresponding author /
Автор для кореспонденції:
P.M. Korzhnev, peterkorzhnev@gmail.com

Keywords: Petroleum potential, Dnipro-Donets Depression, upper Serpukhovian terrigenous deposits, petroliferous sandstones, hydrocarbon traps.

Ключові слова: нафтоносність, Дніпровсько-Донецька западина, верхньосерпуховські теригенні відклади, нафтоносні пісковики, пастки вуглеводнів.

П.М. Коржнев^{1*}, О.Ю. Лукін¹, В.П. Стрижак²

¹Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна; ²Державна служба геології та надр України, Київ, Україна

Genetic types and petroleum potential of the upper Serpukhovian terrigenous deposits of the territory of marginal trap-down faults of the northern flank and bank zones of the Dnipro-Donets Depression

P.M. Korzhnev^{1*}, O.Yu. Lukin¹, V.P. Stryzhak²

¹Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine; ²State Service of Geology and Subsoil of Ukraine, Kyiv, Ukraine

The material composition, reservoir and petrophysical properties of the upper Serpukhovian terrigenous deposits of the territory of the northern bank and northern flank tectonic zones of the Dnipro-Donets Depression were investigated. The territory of the study covers Kharkiv and partially Chuhuyiv districts of Kharkiv region. This is an elongated strip of terrace-like structures, low-amplitude semi-closed anticlinal folds, actively complicated by a system of transverse and longitudinal tectonic marginal and trap-down faults. The study of the core, thin sections, well logging as well as mapping of the parameters of the number and the total thickness of siltstones and sandstones layers of the prospect horizons C-2-3, C-4-5 contributed to the determination of the genetic features of reservoirs.

It was established that sedimentation occurred in coastal-marine, avandelta sedimentary settings. This is evidenced, in particular, by the interpretation of elementary sandstones bodies as regressive coastal bars, nodal accumulative sandstones bodies that were formed with the active participation of paleocurrents. A certain set of genetic types of sandstones in combination with paleotectonic conditions of the Serpukhovian sedimentation caused the formation of a number of morphogenetic types of traps, these are:

- structural (vaulting) in plicative deformations of sandstone layers;
- tectonically shielded sand layers on the wings and periclinal of anticlinal structures;
- lithological-structural traps associated with regressive coastal bars, as well as with flake-like lenses of the latter in the vaulted parts of the structures;
- structural-lithological (often with elements of tectonic screening) traps in various accumulative bodies, on the wings and periclinal of structures;
- structural-lithological traps associated with sandstones of predominantly flow type, which are wedged out towards the arch, as well as avandelta channels.

A significant influence of the sedimentary-paleogeomorphological factor on the petroleum potential of the upper Serpukhovian terrigenous deposits has been established.

© Видавець Інститут геологічних наук НАН України, 2025. 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, 2025. This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>)

Цитування: Коржнев П.М., Лукін О.Ю., Стрижак В.П. Генетичні типи та нафтогазоносність верхньосерпуховських теригенних відкладів території скидових крайових порушень північної прибортової та бортової зон Дніпровсько-Донецької западини. *Геологічний журнал*. 2025. № 3 (392). С. 42–54. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2025.3.328263>

Citation: Korzhnev P. M., Lukin O. Yu., Stryzhak V. P. 2025. Genetic types and petroleum potential of the upper Serpukhovian terrigenous deposits of the territory of marginal trap-down faults of the northern flank and bank zones of the Dnipro-Donets Depression. *Geologichnij zhurnal*, 3 (392), 42–54. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2025.3.328263>

Вступ

Уявлення про нафтогазоносність серпуховських відкладів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) формувались поступово із розвитком геолого-геофізичної вивченості регіону. Науковою спільнотою до 60-х років XX ст. перспективи знаходження промислових покладів вуглеводнів (ВВ) сприймалися неоднозначно. Серпуховська товща, яка у минулому мала більш романтичну назву «намюр» за рахунок загальноглинистого характеру, переважною більшістю дослідників нафтогазоносності ДДЗ розглядалась як регіональна покришка. Завдяки науковим здобуткам плеяди дослідників – Ілларіону Височанському, Олександрю Лукіну, Миколі Галабуді, Володимирі Тесленку-Пономаренку, Борису Маєвському, Ярославу Лазаруку, Віктору Бабадагли, Григорію Вакарчуку, Тамарі Пригариній, Тетяні Довжок, Володимирі Пупову, Володимирі Макогону та багатьом ін., погляди на це питання набули еволюційного розвитку. Сучасні міркування з цього приводу знайшли відображення у низці наукових праць. Варто відмітити різноплановість використаних у них наукових підходів.

Так, у роботі (Абелєнцев, Лур'є, Міщенко, 2015) пропонується на основі вивчення закономірностей та типізації флюїдної зональності багатопластових газоконденсатних родовищ північної прибортової зони ДДЗ прогнозувати промислові скупчення ВВ, що містяться вище базових горизонтів у верхньосерпуховських відкладах на недорозвіданих ділянках у межах Березівського, Степового та Краснокутського родовищ.

У працях (Бенько, Маєвський, 2010; Бенько, 2011) перспективи нафтогазоносності теригенних серпуховських відкладів розглядаються в контексті вивчення глибокозанурених нижньо-середньокам'яновугільних відкладів центральної та південно-східної частин ДДЗ. Зокрема, окрема увага приділена дослідженням ємнісно-фільтраційних особливостей порід-колекторів та екранувальних властивостей порід-покришок, з'ясуванню термобаричних умов глибокозанурених горизонтів та особливостей фазового складу вуглеводневих покладів. Розглянуті поклади утворені верхньосерпуховськими продуктивними горизонтами (ПГ) на Коломацькому, Шебелинському, Котелевському газоконденсатних родовищах. Розглянуті також фаціальні особливості відкладів. Автори пов'язують значні перспективи нафтогазоносності серпуховських відкладів з Кисівсько-Коломацько-Соболівською зоною покладів газу.

Верхньосерпуховські поклади Шебелинського газоконденсатного родовища за умови застосування нових методів розробки й інтенсифікації припливів мають отримати самостійне газопошукове значення в світлі надходження нових даних про їх нафтогазоносність у північному крилі Шебелинської структури (Кривуля та ін., 2016).

Літолого-фаціальний підхід до вивчення серпуховських відкладів застосовано у роботі (Кривошеев, Макогон, 2007). На основі даних ГДС побудовано низку регіональних літолого-фаціальних профілів, проаналізовано керновий матеріал, виділено опорні літологічні розрізи.

У публікації (Ліхван, 2011) розглядаються поклади в ПГ пізнього серпухову південної прибортової зони Семенівсько-Абазівської групи родовищ.

Окрім теригенних власне алевропіщаних колекторів, характерних для серпухову північної прибортової зони та північного борту ДДЗ, низка робіт присвячена пізньосерпуховським біогермам у південно-східній частині ДДЗ, північних окраїнах Донбасу (Самарская др., 1983; Несіна, 2012, 2016; Хабанець, Тяпкіна, 2015).

Наведені праці звісно не є вичерпним переліком існуючих досліджень серпуховських відкладів ДДЗ. Вони характеризуються тим, що описують різні ділянки їх розвитку та доволі часто розглядаються комплексно разом з іншими (переважно верхньовізейським) комплексами.

Нещодавні відкриття нових родовищ з покладами в серпуховських теригенних відкладах ДДЗ, зокрема Моспанівського газоконденсатного родовища, що знаходиться в межах зчленування північної прибортової та бортової зон, у черговий раз привернули до себе увагу та актуалізували потребу розробки й апробації дієвої стратегії пошуків нових покладів ВВ для цих відкладів. Власне це зумовило вибір території досліджень.

Район досліджень охоплює сегмент північного борту та північної прибортової зони ДДЗ, розташованого на території Харківського та частково Чугуївського районів Харківської області (рис. 1).

У тектонічному відношенні обраний полігон являє собою зону витягнутої смуги низки терасоподібних структур, малоамплітудних напівзамкнених антиклінальних складок, ускладнених тектонічним порушенням широтного напрямку, системою поперечних і поздовжніх тектонічних скидів. Це зчленування зон структурних смуг північного борту ДДЗ Безлюдівсько-Васищенської,

Fig. 1. Overview map of the study area (graphical basis by SE "Ukrgeofizika")

Це цілком справедливо для об'єкта досліджень – верхньосерпуховських теригенних нафтогазоносних алевропіщаних тіл зони зчленування північної прибортової та бортової зон ДДЗ. Методологія, закладена в основу пошуків нових покладів ВВ у межах об'єкта досліджень, визначає генетичні типи відкладів та їх похідні – власні акумулятивні форми як предмет дослідження.

Для нафтогазоносних теригенних відкладів особливого значення набуває вивчення особливостей внутрішньої будови, речовинного складу, морфології та латерального розподілу піщаних тіл (ПТ) – власних акумулятивних форм певних генетичних типів відкладів, що утворилися в різних седиментаційно-палеогеоморфологічних обстановках (Шанцер, 1966; Фролов, 1980). У методологічному плані основою даних досліджень слугує уявлення про існування системи підпорядкованих категорій (геологічних тіл) – генетичний комплекс, генетична група, генетичний тип відкладів (ГТВ), власна акумулятивна форма, літогенетичний тип. Система здатна на кожному з її рівнів проявляти певні емерджентні ознаки або властивості, які є у цілого, але відсутні у його частин.

У вищезазначеній системі поняття ГТВ є ключовим. Вперше в науковій літературі термін «літогенетичний тип відкладів» (ЛТВ) з'явився в 1947 р. (Давыдова, Гольдштейн, 1947) у визначенні комплексу первинних генетичних ознак/рис гірської породи, що пов'язані з умовами накопичення та формування осаду. ГТВ не має стратиграфічного змісту і здебільшого пов'язане з фаціями – «визначає ту або іншу фацію» (Жемчужников, 1948). Окремі мікрофації (Рухин, 1959), елементарні фації звичайно характеризуються одним літогенетичним типом.

ГТВ можна визначити (Шанцер, 1966) як сукупність відкладів (комплексів осадових утворень), що були сформовані в результаті роботи певних геологічних агентів, у цілому споріднених один з одним за загальними законами будови й історичного формування. ГТВ поєднує в собі як літогенетичний (динаміко-геологічний), так й історико-геологічний зміст. Поняття ГТВ також частково схоже із стратиграфічними послідовностями Вільяма Галлоуея (Galloway, Hobday, 1983; Galloway, 1989), які утворились під впливом певних седиментаційних чинників і складаються з проградаційних, аградаційних регресивних і трансгресивних фацій як палеогеоморфологічна категорія та складовий пазл регіональної палеогеографічної обстановки. Співвідношення з тими чи іншими окремими акумулятивними формами того чи іншого генетичного типу відкладів є ключем для встановлення особливостей палеогеоморфології та регресивного або трансгресивного характеру седиментації. Виділяється низка генетичних груп (Лукін, 1997): дельвіально-пролювіальна, алювіально-дельтова, прибережно-мілководно-морська (хвильова). Генетичні групи пов'язані з течіями, автокінетичними потоками, біфуркаційними (вузловими) акумулятивними тілами тощо.

Наведена система категорій об'єктів (геологічних тіл) при різноплановому вивченні залежно від роздільної здатності об'єкта на кожному рівні організації продукує ряд взаємозв'язаних і взаємозамінних рекогносцирувальних ознак. Виявлення та складання останніх дає змогу описати систему в цілому. Так, виділення ГТВ можливо при визначенні властивостей літогенетичних типів у рамках елементарних фацій, виявленні провідних формуючих чинників-агентів і виділенні комплексу власних акумулятивних форм, що йому властиві. В ідеальному випадку питання виділення ГТВ вирішується при комплексному

вивченні традиційних фаціальних показників (текстурні, структурні, колірні, палеонтологічні) разом з літофізичними, промислово-геофізичними, мінералогічними та геохімічними властивостями літотипів. Основна ідея цих досліджень полягала у виявленні зв'язку теригенних резервуарів покладів з певним генетичним типом відкладів, морфогенетичній інтерпретації елементарних ПТ і кластерів, що їх поєднують, з метою екстраполяції розповсюдження на нерозкриті бурінням ділянки для подальшого виділення прогнозних об'єктів.

Матеріали та методи

Для прогнозу нафтогазоносності теригенних відкладів, вивчення індивідуальних рис ПТ, власних акумулятивних форм різних генетичних типів відкладів, у тому числі похованих палеодельт, акумулятивних ПТ тощо, було використано первинні геолого-геофізичні матеріали (описи керна, дані петрографічного вивчення шліфів, каротажні діаграми, дані випробування свердловин). Дослідження проведено на основі апробованих методичних підходів (Лукин и др., 2012). А саме: виконано комплексування різних непрямих показників, які враховують зв'язок з палеоструктурами (зокрема, із зануреними підняттями), в тому числі часто проявленими у вигляді структур диференціального ущільнення; вивчення петрофізичних властивостей ПТ геофізичними методами дослідження свердловин, виділення літофацій за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) (інтерпретація діаграм різних каротажних методів); аналіз фаціальних ознак за керном, ревізія даних петрографічного вивчення – особливостей речовинного складу (наявність в покрівлі, підшві пластів ПТ природних шліхів, розсипів, текстурні та гранулометричні характеристики); виявлення пасток, обумовлених конседиментаційним виклинюванням на основі картування параметрів піскуватості (загальна товщина комплексу, сумарна товщина пісковиків, кількість прошарків ПТ та їх відсотковий вміст) із залученням даних ГДС. Поряд з цим проаналізовано дані про випробування пластів свердловин, склад пластового флюїду, фільтраційно-ємнісні властивості колектора, що складає резервуар, особливості будови покладів у відкладах на існуючих родовищах. На основі цього зроблено висновки про морфогенетичну належність алевропіщаних тіл, що складають резервуар.

Викладення основного матеріалу і результатів дослідження

Верхньосерпуховські відклади поширені на всій території досліджень. Регіонально вони є нафтогазоносними. Верхньосерпуховські відклади (C_1s_2), в об'ємі VIII, VII, VI та V МФГ і ПГ C-2–C-9 (рис. 2), незгідно залягають на нижньосерпуховських. Літологічно вони представлені чергуванням алевролітів та аргілітів з підпорядкованим значенням пісковиків і вапняків.

Товщини їх в залежності від площі становлять 230–410 м. Нижня частина розрізу характеризується вагомим процентним вмістом глинистих вапняків, аргілітів, разом з підпорядкованим значенням алевролітів. Товщина пластів пісковиків не пере-

вищує 5–8 м. Вище по розрізу збільшуються потужності пісковиків. Прошарки пісковиків та алевролітів мають товщини від декількох до 25 м.

Дуже нерівномірний латеральний розподіл піскуватості цих відкладів – кількості піщаних прошарків, сумарного та відсоткового вмісту пісковиків. Піщані пласти-колектори в середній частині розрізу досягають максимальних товщин і розповсюджені на більшій частині території полігону досліджень. Верхня частина розрізу складена переважно аргілітами й алевролітами. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонковимучені, слюдисті, ділянками алевроитисті, вапнякові. Вапняки сірого, темно-сірого кольору, кристалічно-зернисті із рештками фауни.

ЗСШ			Місцеві				Регіональні								
Система	Відділ	Ярус	Світа	Вапняк (індекс)	МФГ	Продуктивний горизонт	Регіонарус	Горизонт	Зона						
КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА	Середній	Башкирський	Кальміуська C ⁴ (D)	Група вапняків D ₇ ¹ - D ₇ ⁸ D ₅ ¹⁰ D ₅ ^{6,5} D ₅ D ₄ D ₃ D ₂ D ₁ ⁵ (D ₁) D ₁ ⁴ (C ₆ ⁰) D ₁ ^{3В} (C ₅) D ₁ ^{3Н} (C ₄) D ₁ ^{2В} (C ₃) D ₁ ^{2Н} D ₁ (C ₂ ¹) C ₅ (C ₁) C ₄ ³ (B _{1θ}) C ₄ (B ₁₅) C ₃ (B ₁₄) C ₂ ¹ (B ₁₄) C ₂ (B ₁₃) C ₁ (B ₁₂)	IV	B-9 – B-14	Олмезівський	Вознесенський	C ₁ ^s g						
					V VI VII	C-2 C-3				Запалтюбинський	C ₁ ^s f				
						C-4 C-5						C ₁ ^s e			
					Нижній	Серпуховський	Самарська C ³ (C)	Межітвська C ₁ ² (B)	VIII	C-6 C-7 C-8	Старобешівський	Новолобівський	C ₁ ^s d C ₁ ^s c		
										C-9				Прохорівський	C ₁ ^s b
										IX					
											X	B-14	Межітвський	C ₁ ^v g	
										XI	B-15 B-16				
														Мокроволноваська серія - C ₁ ¹ (A)	

Рис. 2. Схема стратиграфії серпуховських відкладів ДДЗ (Стратиграфія..., 2013)

Fig. 2. Stratigraphy scheme of the Serpukhov deposits of the Dnipro-Donets Depression (Stratigraphy..., 2013)

Теригенні колектори мають мінливі фільтраційно-ємнісні властивості. Доволі часто спостерігається літологічне заміщення, іноді майже до повного, пісковиків алевролітами.

Характеристика пісковиків та алевролітів наведена нижче за даними вивчення керн Островецького газоконденсатного родовища (Лагутін та ін., 1997). Горизонт С-2-3 – це пісковики й алевроліти потужністю 25–35 м. Пісковики сірі та світло-сірі олігоміктові, середньо- та добре відсортовані, з незначною домішкою плагіоклазів і слюд (1–3 %), дрібно- та різнозернисті. Карбонатність пісковиків сягає 32 % при домінуючих значеннях 1–4 %, пористість – 8–15 %, проникність – до 352,03 мД. Цемент поровий та базально-поровий, гідролуїдно-каолінітовий та регенераційно-кварцовий, рідше плямистий карбонатний. Алевроліти крупнозернисті, міцні, на вапняковому та глинистому цементі, шаруваті, вуглисті, слюдисті. Пористість – до 4,3 %, проникність – до 3,23 мД.

Товщина верхньосерпуховських відкладів варіює від 490 м у св. 591 Островецької площі до 290 м у св. 1 Харківської площі. Товщина під'ярусу (C_{12}) в прибортовій частині коливається від 413 м (св. 1-Білозерська) до 612 м (св. 55-Волохівська).

Літогенетичні особливості уламкових порід, їх речовинний склад, гранулометрія, шаруватість, морфологія ПТ і взаємовідношення з відкладами, що їх вміщують, свідчать про існування на території розвитку скидових крайових порушень бортової та прибортової зон западини у пізньосерпуховський час схилу морського басейну з розгалуженими шляхами рознесення алевропіщаного матеріалу. Нафтогазоносність верхньосерпуховського комплексу асоціює з певним набором генетичних типів відкладів, що відобразилось в морфогенетичній різноманітності існуючих пасток.

Генетичні типи відкладів і нафтогазоносність. На території полігону розташована низка родовищ ВВ, де виявлені поклади в верхньосерпуховських відкладах ПГ С-2-3, С-4-5, С-6-7, С-8-9. Це Аксютівське, Островецьке, Безлюдівське, Васищівське, Денисівське, Коробочкинське, Моспанівське, Максальське, Чкалівське газоконденсатні родовища та Шевченківське, Іскрівське нафтогазоконденсатні родовища. Покришками виявлених і прогнозних газоконденсатних покладів у межах полігону є глинисті та карбонатно-глинисті пачки порід (товщини від 20–30 до 120–160 м). Боковим екраном, контролюючим розподіл покладів ВВ по підняттю верств, як правило, слугують тектонічні різноамплітудні (від кількох десятків до 100 м)

порушення субширотного та в підпорядкованому значенні різною мірою проявлені порушення субмеридіонального простягання. Поклади, що містяться у верхньосерпуховських відкладах, входять, як правило, до складу багатопверхових, переважно газоконденсатних родовищ.

Верхньосерпуховські теригенні породи-колектори, що складають поклади, мають такі граничні фільтраційно-ємнісні параметри: $K_{\text{ф}}^{\text{гп}} = 8 \%$, $K_{\text{г}}^{\text{гп}} = 60 \%$, $K_{\text{пр}}^{\text{гп}} = 1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

За компонентним складом і фізико-хімічними властивостями пластовий газ покладів такий (% мол.): метан – 94,28–94,85; етан – 1,67–1,77; пропан – 0,48–0,39; бутан – 0,17–0,24; пентан+вищі – 0,30–0,34. За вмістом неуглеводневих компонентів пластовий газ малоазотистий, вміст азоту сягає 0,36–0,25 % мол., гелію – 0,06 % мол. та двоокису вуглецю – 2,70–2,10 % мол. За груповим углеводневим складом конденсат відноситься до ароматично-нафтового типу з вмістом аренів 46,2 % мас., нафтенів – 36,9 % мас., метанів – 16,9 % мас. Конденсат важкий, густина – 0,8384–0,8487 г/см³, молекулярна маса – 130,6–142,1, температура кінця кипіння – 335–365 °С, вміст бензинових фракцій, що википають до 200 °С, – 66–68 %.

За межами газоконденсатних покладів у регіонально розповсюджених горизонтах С-4-9 містяться високомінералізовані розсоли хлоридного кальцієвого типу з мінералізацією 163,29–216,5 г/л. Води містять мікрокомпоненти (мг/л): йоду – 0,9–24,8; бром – 6,5–187,9; бору – 16,6–96,8; амонію – 68,0–174,7; вміст вуглекислоти – до 863 мг/л, розчиненого заліза – до 188 мг/л. Вміст розчиненого углеводневого газу становить 0,4–9,9 м³/м³. Склад мікрокомпонентів і значення генетичних коефіцієнтів вказують на їх зв'язок з постелізіною зоною із значно уповільненим водообміном (Терещенко, 2015). У східній частині полігону на деяких ділянках відмічаються ознаки гідрогеологічної інверсії. Це обводнені колектори Борисівської, Гарківської, Волохівської площ. За даними випробувань св. 1 Гарківської площі з інт. 3285–3299 м мінералізація пластових вод сягає 111–132 г/л, що значно нижче, ніж у середньокам'яновугільному водоносному комплексі. Аналогічна картина спостерігається по випробуваннях серпуховських відкладів у св. 11, 12, 14, 16, 17 сусіднього Волохівського родовища.

Для території полігону досліджень характерна успадкованість структурних планів нижньовізейських відкладів із серпуховськими. Структури, виявлені та підготовлені сейсморозвідкою до пошукового буріння на нафту та газ по основних

відбиваючих горизонтах V_{3-n} (підшва нижньо-візейських відкладів нижнього карбону) або V_{21} , характеризуються вище по розрізу виположенням, зміною форм, у плані тяжіючих до напівзамкнених структур, і на рівні горизонтів V_{21} , V_{22} серпуховського ярусу фіксуються у вигляді слабо виражених терас, структурних носіїв. Структурний фактор, вочевидь, має суттєвий вплив на формування покладів, але в контролі промислової газоносності, пов'язаної з різноманітними теригенними резервуарами та власне акумулятивними ПТ, поступається літологічному. Це доводять морфогенетичні особливості ПТ, за участю яких сформовані поклади. Комплексне дослідження, проведене на основі картування параметрів піскуватості в комбінації з аналізом будови та складу покладів на низці структур, дозволило визначити структурно-літологічні пастки, газоносність яких контролюється закономірностями локалізації та характером виклинювання барових, течієвих пісковиків, останців узбережних кіс, піщаних пляжів тощо. Поліфаціальний характер розрізу, палеотектонічно та палеогеоморфологічно зумовлена літологічна мінливість, що пов'язана із конседиментаційною розломною та плікативною тектонікою, сприяли формуванню великої кількості нафтогазоносних теригенних тіл. Певний набір генетичних типів піщаних відкладів у сполученні з палеотектонічними умовами серпуховського осаконакопичення зумовили формування низки морфогенетичних типів пасток, а саме:

- структурні (склепінні) у плікативних деформаціях піщаних шарів;
- тектонічно екрановані піщані шари на крилах і перикліналях антиклінальних структур;
- літолого-структурні пастки, пов'язані з баровими ПТ регресивних піщаних горизонтів, а також з лускоподібними лінзами останніх у присклепінних частинах структур;
- структурно-літологічні (часто з елементами тектонічного екранування) пастки в різноманітних акумулятивних тілах, на крилах і перикліналях структур;
- структурно-літологічні пастки, пов'язані з пісковиками переважно течієвого типу, що виклинюються в напрямку до склепіння, а також авандельтових проток.

Як правило, трапляються різноманітні комбінації цих типів пасток. Так, на Аксютівському родовищі з літолого-структурними пастками пов'язані газові поклади ПГ С-2а, С-2б. Як видно з підрахункового плану та профілю (рис. 3), екрановані скидами пластові поклади, розмірами 3,1×1,2 км, висотою близько 100–150 м, розташовані на крилах і в склепінній частині структури. Із св. 1, пробуреної в її апікальній частині, в ході випробування об'єкта (3183–3189 м) отримано приплив газу дебітом 9,7 тис. м³/добу з конденсатним фактором 433,4 см³/м³ на шайбі діаметром 4 мм. Початкові запаси «сухого» газу за категорією С1 становили 37 млн м³, а за категорією С2 – 54 млн м³.

За даними ГДС у св. 4 було виявлено два газоносних інтервали, які відносяться до горизонту С-2.

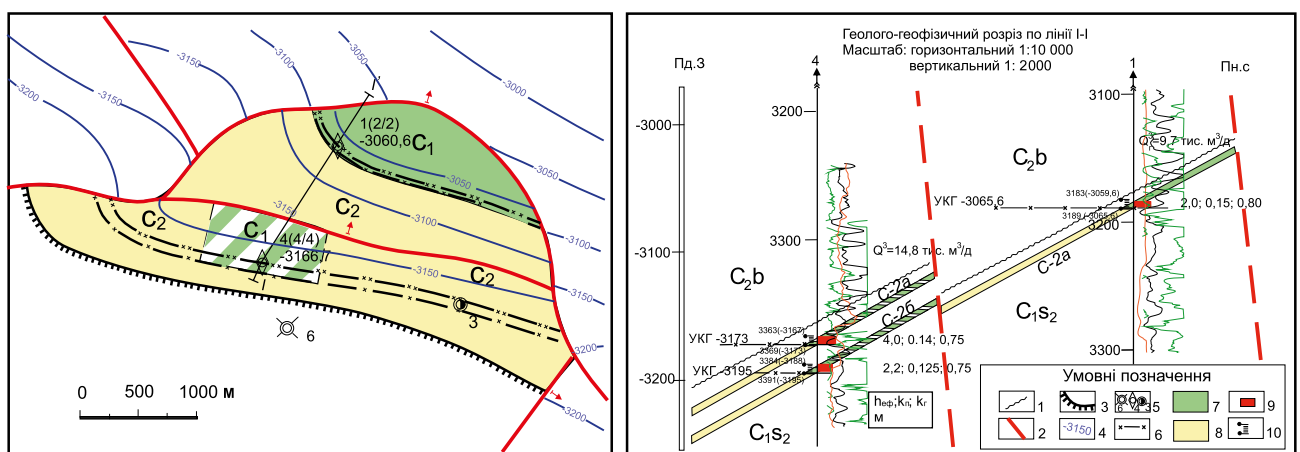


Рис. 3. Графічний фрагмент підрахункового плану та геолого-геофізичного профілю ПГ С-2а-б Аксютівського газоконденсатного родовища (Геолого-економіка..., 2012): 1 – поверхня незгідності; 2 – розривні порушення; 3 – контур літологічного заміщення колекторів; 4 – ізогіпси поверхні відбиття V_{21} (C_{2s}); 5 – свердловини на розрахунковому плані; 6 – умовний контур газоносності; 7 – запаси газу категорії С1; 8 – запаси газу категорії С2; 9 – продуктивний інтервал за ГДС; 10 – продуктивний інтервал перфорації

Fig. 3. Graphic fragment of the calculation plan and profile of the prospect horizon C-2a-b of the Aksyutivske gas condensate field (Geological and economic..., 2012): 1 – unconformity surface; 2 – faults; 3 – contour of lithological replacement of reservoirs; 4 – isogypsals of the V_{21} (C_{2s}) reflection surface; 5 – wells on the calculation plan; 6 – conditional contour of gas content; 7 – gas reserves of category C₁; 8 – gas reserves of category C₂; 9 – productive interval according to well logging; 10 – productive interval of perforation

Верхній інтервал, названий С-2а (3363–3369 м, ефективна товщина 4 м, пористість 14 %, газонасиченість 78 %), корелюється з інтервалом, визначеним у св. 1. Нижній інтервал С-2б (3384,6–3391 м, ефективна товщина 2,2 м, пористість 12,5 %, газонасиченість 75 %) у св. 1 представлений щільними пісковиками. При сумісному випробуванні в інтервалах перфорації 3363–3369 м (С-2а) та 3384–3391 м

(С-2б) на 3 мм шайбі отримано приплив газу дебітом 14,8 тис. м³/добу, конденсату – 3,2–8,1 м³/добу. При випробуванні аналогічних об'єктів з С-2а–б у св. 6 через збільшення глинистості та ущільнення колектора припливу не отримано.

По ПГ С-4–5 структура представлена серіями (до п'яти прошарків) лінзовидних дрібнозернистих пісковиків з первинним вапняним цементом.

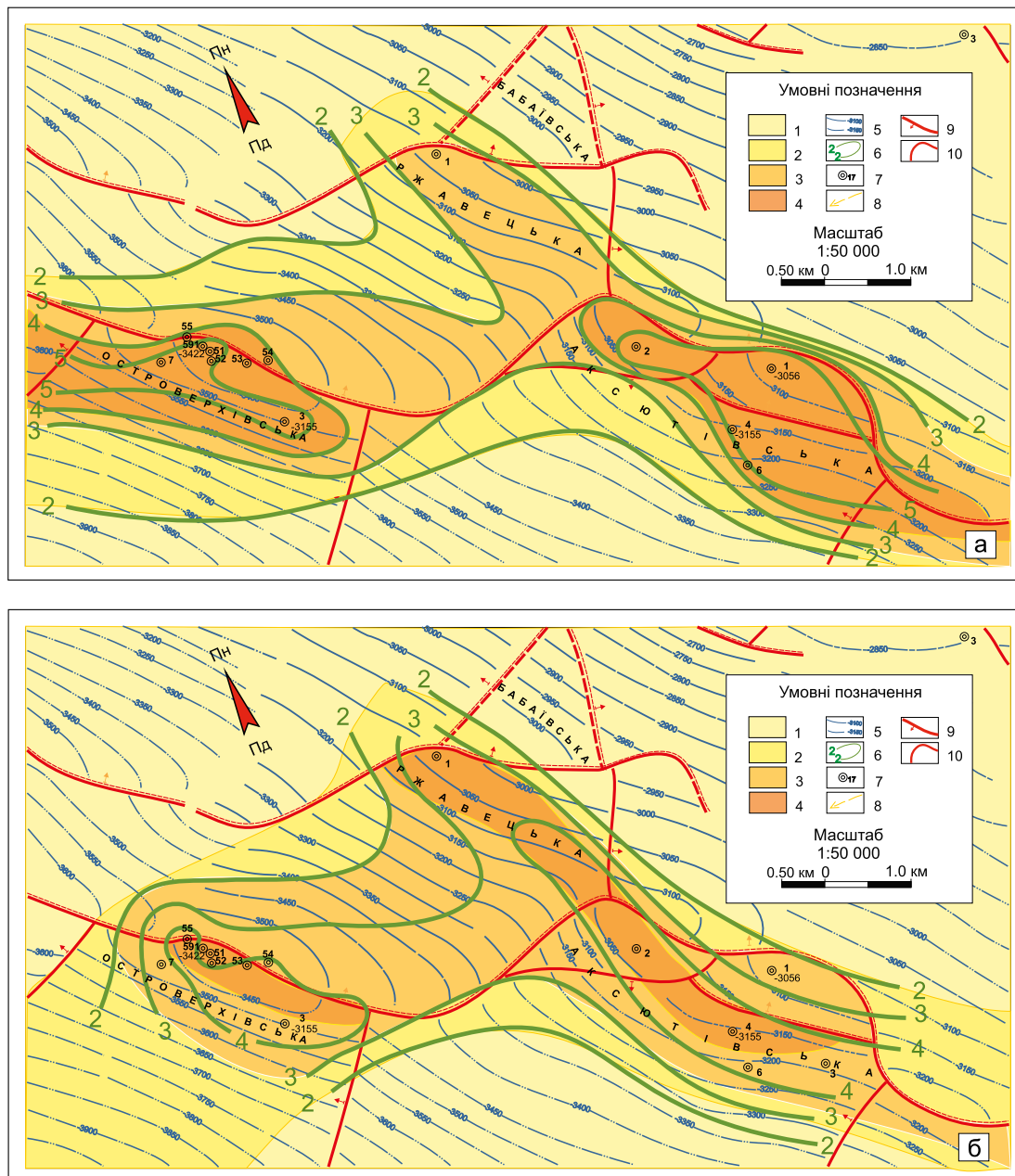


Рис. 4. Острове́рхівська, Ржавецька, Аксютівська структури: а – параметри піскуватості ПГ С-4–5 C_{S_2} ; б – параметри піскуватості ПГ С-2–3 C_{S_2} . Зони сумарних алевропіщаних потужностей: 1 – менше ніж 10 м, 2 – 10–20 м, 3 – 20–30 м, 4 – понад 30 м; 5 – ізогіпси відбиваючої поверхні Vb_2 ; 6 – кількість алевропіщаних прошарків ПГ С-4–5; 7 – свердловини; 8 – передбачувані напрямки та характер динаміки розподілу уламкового матеріалу; розривні порушення: 9 – впевнено виділені (амплітуда та напрямок площин падіння порушення), 10 – невпевнено виділені

Fig. 4. Ostroverkhivska, Rzhavetska, Aksyutivska structures: а – parameters of content and distribution of the sandstones of prospective horizon C-4-5 C_{S_2} ; б – parameters of content and distribution of the sandstones of prospective horizon C-2-3 C_{S_2} , according to. Zones of total siltstones-sandstones thicknesses: 1 – less than 10 m, 2 – 10–20 m, 3 – 20–30 m, 4 – more than 30 m; 5 – isogypsals of the reflection surface Vb_2 ; 6 – number of siltstones-sandstones layers of prospective horizon C-4-5; 7 – wells; 8 – predicted directions and nature of the dynamics of the distribution of the clastic material; faults: 9 – confidently identified (amplitude and direction of the faults planes dip), 10 – uncertainly identified

Це типове акумулятивне ПТ, що характерне для прибережно-морських відкладів. Резервуар покладу ПГ С-2 представлений дрібнозернистим глинистим піскови́ком, витягнутим у північно-західному напрямку, фрагменти якого простежуються на території сусідніх двох блоків Ржавецької та Борової структур. Судячи з картування параметрів піскуватості по ПГ С-4–5 та С-2 (рис. 4), лінійна морфологія, витриманість седиментаційної потужності (від 20–35 м) цього ПТ, незначні коливання кількості алевропіщаних прошарків (три-чотири), мінливість колекторських властивостей (характер вапняної цементації, літологічний екран, проявлений в ущільненні піскови́ків у св. 6) можуть свідчити про регресивний характер седиментації.

ПТ покладів ПГ С-4–5 та С-2 Аксютівського родовища може бути інтерпретовано як значною мірою видозмінений залишок регресивного бара, що утворює узбережну косу. На користь останнього свідчить витягнута стрічкоподібна конфігурація ПТ ПГ С-4, яке простежується із заходу на склепіннях Ржавецької структури та зі сходу – на Боровій структурі.

У світлі вищезазначеної інтерпретації генетичної належності ПТ це може слугувати маркером для встановлення узбережної лінії палеобасейну. Застосовуючи комплексування параметрів піскуватості на ділянках розвитку конседиментаційних структур, що характеризуються диференційним ущільненням, можна реконструювати зміни напрямку евстатичних коливань, відображені в осадоконакопиченні. Аналізуючи седиментаційну динаміку верхньосерпуховського осадоконакопичення території досліджень, доречно проведення аналогії з юрською формацією Хугін у грабені Вікінг, що складається з мілководних піскови́ків і належить до значного резервуара покладів ВВ у районі Слейпнер у норвезькому Північному морі, де, за висновками роботи (Folkestad, Satur, 2008), під час регресії максимумами акумуляції осадового матеріалу в широкому діапазоні проявів морфогенетичних типів власних акумулятивних форм мілководно-прибережно-морських алевропіщаних тіл тяжіли до басейну, в той час як в умовах трансгресії фокус акумуляції зміщувався до узбережжя, берегової лінії, наземної частини дельти. Ймовірно, цей процес може бути варіативним (Kollegger et al., 2022) і призводити до різних наслідків, проте остання ідея (седиментаційна модель) цілком робоча для пошуків ще не встановленого, потенційно нафтогазоносного наземного сегменту верхньосерпуховської дельти північного борту ДДЗ.

Газоконденсатні поклади в ПГ С-8–7, С-5, С-4 Островерхівського газоконденсатного родовища, що містяться в Островерхівському, Дятлівському та Бистрому склепіннях, утворюють як літолого-структурні пастки, пов'язані з баровими регресивними ПТ з лускоподібними лінзами у присклепінних частинах структур, так і структурно-літологічні пастки, пов'язані з піскови́ками переважно течієвого типу, що виклинюються в напрямку до склепіння. Поряд з цим нафтогазоносність контролюється тектонічним екрануванням, обумовленим наявністю з північного боку склепін'є єдиного субширотного скиду.

Загальна товщина ПТ у ПГ С-5 становить 60–75 м, ефективна газонасичена товщина змінюється від кількох до десятків метрів. Пористість – 4,0–6 %, проникність <0,01–419,8 мД, карбонатність – 0,4–15,7 %. Товща містить численні прошарки алевролітів, аргілітів, зрідка вапняків. Прошарки вапняків знаходяться в основі ПТ, яке утворює поклад, що вказує на його регресивний характер. На користь останнього також свідчить будинкоподібна будова – основне ПТ супроводжується лінзами-сателітами в покрівельній частині (рис. 5).

Верхня частина ПТ ускладнена дрібними прошарками та невеликими (до кількох метрів) переривчастими лінзовидними тілами. Тому достатньо легко допуститися помилки при кореляції ПТ, навіть поміж свердловинами, розташованими в межах одного склепіння. Враховуючи це, при кореляції латерально не витриманих серпуховських піскови́ків варто насамперед орієнтуватись на реперні вапняки та морські аргіліти (Кельбас, Лазарук, 2004). Звертає увагу характерна для трансгресивних барів лійкоподібна (з певними відхиленнями) конфігурація запису кривих ПС стандартного каротажу (Busch, 1959; Conybeare, 1976).

Загальна товщина ПТ у ПГ С-4 сягає 25–30 м. Пористість становить 5,4–18,5 %, проникність – 0,07–690 мД. Резервуари складені олігоміковими піскови́ками, з вмістом слюд і польових шпатів. Ефективна газонасичена товщина дорівнює 3,2–8 м. Піскови́ки лінзо- та пластоподібні, тяжіють до субширотної конфігурації в плані, з високим ступенем імовірності можуть бути віднесені до генетичного течієвого типу піщаних відкладів. Для них характерні більш високі значення медіанного та максимального розмірів піщаних зерен, у поєднанні з їх підвищеним сортуванням. Цим вони істотно відрізняються від руслових алювіальних піскови́ків. Зменшення зернистості та збільшення глинистості в покрівлі в ПТ С-4 св. 1 обумовлюють

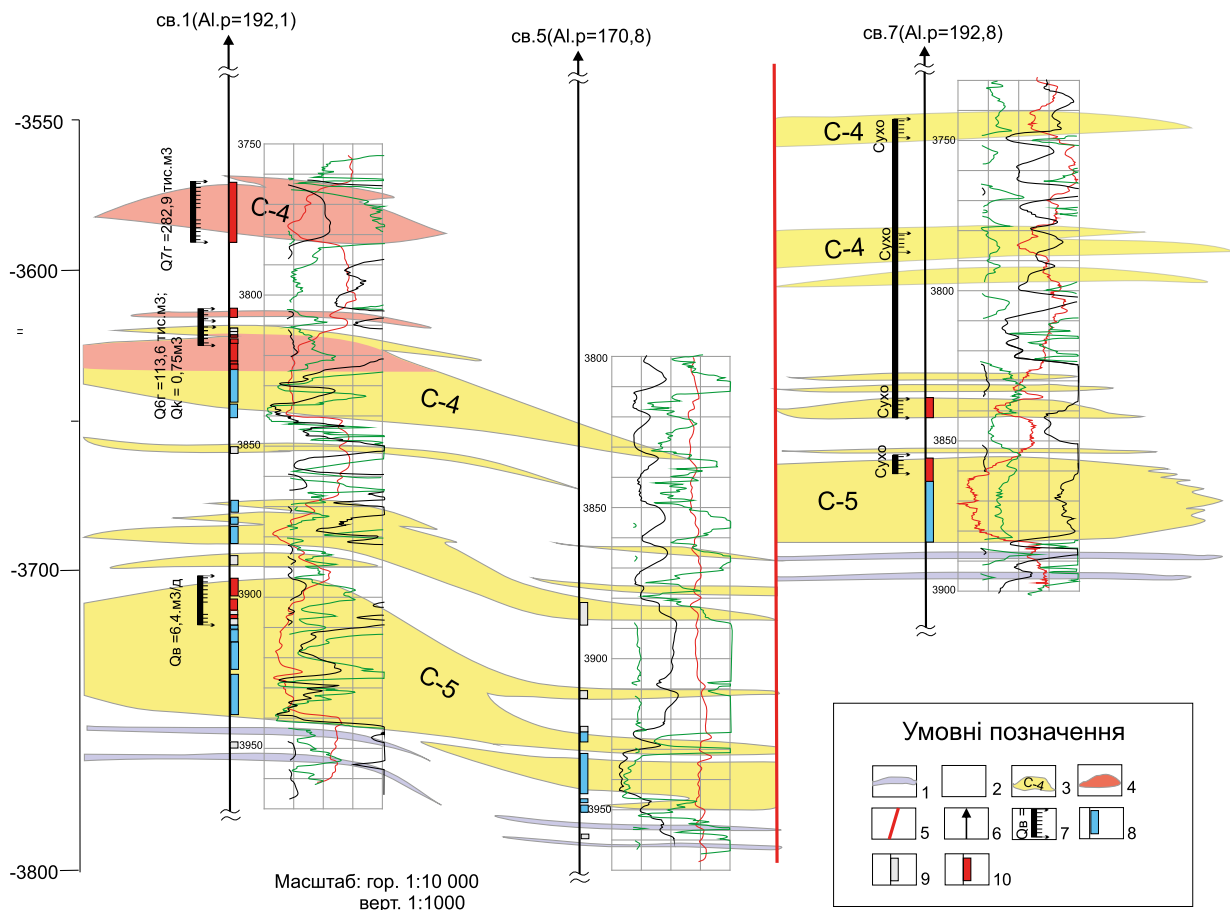


Рис. 5. Геолого-геофізичний профіль через св. 1–5–7 Острове́рхівського газоконденсатного родовища: 1 – вапнякові репери; 2 – різною мірою вапнякові, гідрослюдяні глини, подекуди з прошарками глинистих вапняків; 3 – пісковики й алевроліти із зазначенням ПГ; 4 – продуктивні пісковики; 5 – порушення; 6 – свердловини; 7 – інтервали перфорації з визначенням вмісту та дебіту флюїду; пласти за даними ГДС: 8 – водонасичені, 9 – ущільнені, 10 – продуктивні

Fig. 5. Geologic-geophysical profile through wells 1–5–7 of the Ostroverkhivske gas condensate field, according to: 1 – limestone bench-marks; 2 – hydromicaceous clays of varying degrees of calcareousness, sometimes with layers of clayey limestones; 3 – sandstones and siltstones with indication of prospect horizon; 4 – petroliferous sandstones; 5 – faults; 6 – wells; 7 – perforation intervals with determination of fluid content and flow rate; layers according to well logging data: 8 – water-saturated, 9 – compacted, 10 – prospective

типів дзвоноподібні форми кривих ПС і ГК. Варто враховувати мінливість, варіативність, пов'язані з палеоструктурними умовами течієвих ПТ, відповідно характер запису кривих буде відрізнятися від площини зрізу, ефективної потужності ПТ.

Територія Острове́рхівської структури на час формування ПГ С-5 являла собою підводний схил, на якому формувались регресивні барові ПТ. Поряд з цим у ПГ С-4, судячи з морфогенетичної типізації ПТ, суттєве значення для формування резервуара покладу мав вплив субширотної, вздовжзбережної палеотечії.

Схожа, але з певними генетичними відмінностями, структурно-літологічна природа пастки, пов'язаної з акумулятивними ПТ, що складає поклад ПГ С-4–5, спостерігається також на Моспанівському газоконденсатному родовищі, яке у візейських, серпуховських, московських і башкирських відкладах містить сумарно 20 газокон-

денсатних покладів. Газоконденсатний поклад ПГ С-4–5 моноклінальний, пластовий, тектонічно екранований скидами з півночі та заходу, амплітудами 50–100 і 40–50 м та літологічно обмежений ізогіпсою 3975 м. Розміри об'єкта – 9,1 км × 1,1 км. Перспективна площа становить 10,8 км², амплітуда складки – 300 м.

Аналіз розподілу покладів, морфогенетичної типізації ПТ, що їх складають, параметрів піскуватості на сусідніх з Моспанівською ділянках дозволяє припустити наявність дистальної частини авандельти. На цій території у пізньосерпуховський час набули розвитку акумулятивні пісковики вузлового типу (ВПАТ) (рис. 6). Резервуари покладів, що містяться у московських і башкирських відкладах Моспанівського родовища, ймовірно, відображають максимальний розвиток акумулятивних ПТ даного типу. Наявність підводно-дельтових утворень ВПАТ, пов'язаних з піщаними виносами рік,

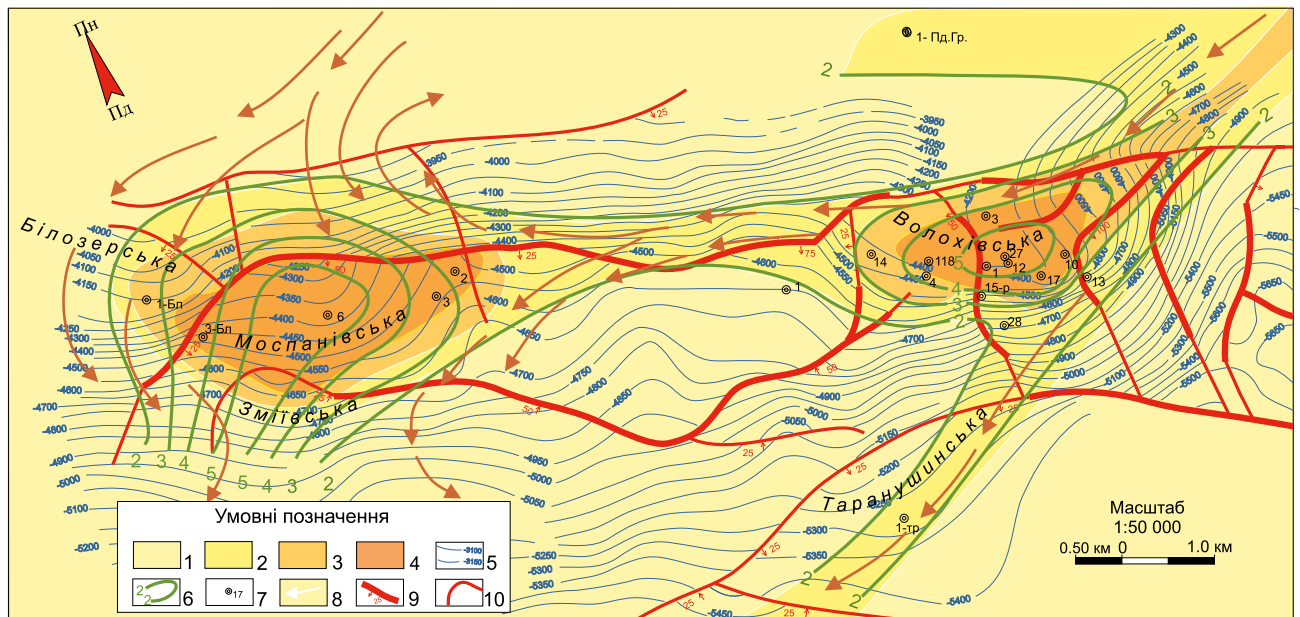


Рис. 6. Моспанівська структура. Параметри піскуватості ПГ С-4–5 C_1S_2 . Умовні позначення див. рис. 4

Fig. 6. Mospanivska structure. Parameters of content and distribution of the sandstones of prospective horizon C-4–5 C_1S_2 . Symbols see Fig. 4

розподіл та акумуляція уламкового матеріалу під домінуючим над хвиловим перемиванням впливом процесу біфуркації підводних течій віддзеркалені в особливостях складу цих ПТ. Вони відрізняються від морських пісковиків більш низьким сортуванням і представлені різнозернистими пісковиками з включеннями глинистих уламків. У деяких випадках акумулятивні ПТ просторово асоціюють з субмеридіонально витягнутими смугами піщаних зон, які теж пов'язані з течіями. Подібні ПТ відмічені в ПГ С-2–5 у межах крайової прирозломної частини прибортової зони ДДЗ на території Волохівської, Південно-Гарківської, Таранушинської структур.

Наземно-дельтові пісковики на території досліджень не зафіксовані. Передбачається розвиток дельтових проток, гирлових барів та інших елементарних ПТ, що властиві наземно-дельтовій архітектурі на площах північної бортової зони.

Висновки

Характерний набір ГТВ і притаманний їм діапазон власних акумулятивних форм алевропіщаних

утворень верхньосерпуховських ПТ відображає зміну трансгресивних умов в осадконакопиченні до регресивних. Регресивні серії алевропіщаних прошарків відкладались в мілководно-прибережно-морських та авандельтових седиментаційних обстановках. Це різноманітні за морфологією пластів та лінзовидні акумулятивні тіла – регресивні й прибережні бари, за рахунок яких утворені переважно газоконденсатні поклади. В північно-східній частині полігону, здебільшого в межах прибортової зони, набули розвитку ВПАТ і різноманітні авандельтові каналні ПТ. Судячи з аналізу морфогенетичних типів пасток, утворених різноманітними ПТ, вагомий вплив на їх формування мав седиментаційно-палеогеоморфологічний фактор у поєднанні з видимими та проявленими у різному співвідношенні факторами структурного та тектонічного екранування. Переосмислення в цьому контексті накопичених даних дозволить деталізувати палеогеографію території досліджень, виділити нові перспективні об'єкти з покладами в верхньосерпуховських відкладах у межах північної бортової та прибортової зон ДДЗ.

За матеріалами вивчення каротажних діаграм, описів керна досліджено речовинний склад, колекторські та петрофізичні властивості верхньосерпуховських теригених відкладів території скидових крайових порушень північної прибортової та бортової зон ДДЗ. Визначення генетичних особливостей алевропіщаних прошарків ПГ С-2–3, С-4–5 супроводжувалося побудовою карт параметрів піскуватості: кількості піщаних прошарків і загальної потужності пісковиків окремих ПГ. Встановлено, що осадконакопичення відбувалось в прибережно-морських, авандельтових седиментаційних обстановках. Про це, зокрема, свідчить інтерпретація елементарних ПТ – регресивних, узбережних барів, утворення яких відбувалось за активної участі припливів і частково хвилового фактора, а також вузових акумулятивних ПТ, які утворились за активної участі палеотечій. Охарактеризовані основні морфогенетичні типи пасток ВВ, які складені за участю цих пісковиків. Встановлено вплив на особливості нафтогазоносності седиментаційно-палеогеоморфологічного фактора.

Список літератури

- Абеленцев В.М., Лур'є А.Й., Міщенко Л.О. Геологічні особливості флюїдної зональності багатопластових родовищ Дніпровсько-Донецької западини. *Вісн. Харків. нац. ун-ту ім. В.Н. Каразіна. Сер. Геологія. Географія. Екологія*. 2015. Вип. 43. С. 9–16. <https://periodicals.karazin.ua/geoco/article/view/5736>
- Бенько В.М. Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених (5–7 км) горизонтів центральної та південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини: дис. ... канд. геол. наук. Івано-Франківськ, 2011. 202 с.
- Бенько В.М., Маєвський Б.Й. Умови формування ємнісно-фільтраційних властивостей, фаціальні особливості та поширення порід-колекторів глибокозанурених горизонтів відкладів C_2m , C_2b , C_3s , C_4 центральної та південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтова і газова пром-сть*. 2010. № 5. С. 4–15.
- Височанський І., Галабуда М., Гузарська Л., Дмитровський М., Соляник Л., Тесленко-Пономаренко В., Тиркус П. Геологічні передумови формування літологічних пасток вуглеводнів на північному борту Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2007. № 2. С. 13–25.
- Геолого-економічна оцінка Аксютівського газоконденсатного родовища Харківської області. ДК «Укргазвидобування», ТОВ «Інфого». Звіт № 63275. Відп. викон. Святенко Г. Кн. 1–6. Полтава, 2012. 305 с.
- Давидова Т.Н., Гольдштейн Ц.Л. Выделение генетических типов отложений как основа литогенетических исследований угленосных толщ. *Тр. Ин-та геол. наук АН СССР*. 1947. Вып. 90. С. 28–44.
- Жемчужников Ю.А. Что такое фация. *Литологический сборник*. Ленинград-Москва: Гостоптехиздат, 1948. № 1. С. 16–19.
- Кельбас Б.І., Лазарук Я.Г. Геодинамічні умови формування літологічно екранованих пасток нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині. *Нафтова і газова пром-сть*. 2008. № 2. С. 8–10.
- Кельбас Б.І., Лазарук Я.Г. Регіональна кореляція серпуховських відкладів нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини: принципи і приклади. *Мінер. ресурси України*. 2004. № 3. С. 34–38.
- Кривошеев В., Макогон В. Звіт про науково-дослідну роботу «Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських і серпуховських продуктивних горизонтів Дніпровсько-Донецької западини з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів». Чернівці: ЧВ УкрДГРІ, 2007. 239 с.
- Кривуля С.В., Лизанець А.В., Мачужак М.І. Перспективи газонасності та особливості геологічної будови глибоко-залегаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища. *Нафтогазова галузь України*. 2016. № 3. С. 7–12.
- Лагутін А., Засядчук Й., Коломієць Я. Звіт про науково-дослідну роботу «Деталізація геологічної будови і оцінка запасів газу для складання проекту ДПЕ Острівських ГРП». Харків, 1997. 298 с.
- Ліхван В.М. Звіт про науково-дослідну роботу: геолого-економічна оцінка Абазівського ГРП Полтавської області України. Наряд-замовлення № 100 ПГВ/2011. Харків, 2011. 309 с.
- Лукин А.Е. Литогенетические факторы нефтегазоакпления в авлакогенных бассейнах. Киев: Наукова думка, 1997. 222 с.
- Лукин А.Е., Коржнев П.М., Науменко О.Д., Окрепкий С.В. Проблема фаціальної діагностики песчаных тел и пути ее решения. *Геол. журн.* 2012. № 2 (339). С. 7–21. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2012.2.139185>
- Методы поисков неантиклинальных залежей углеводородов на Украине. В.А. Бабадаглы, Г.И. Вакарчук, В.М. Гаврилко, И.Н. Головацкий, Т.С. Изотова, Б.И. Кельбас, Г.П. Козак, Е.В. Кучерук, Я.Г. Лазарук. Москва: Недра, 1982. 232 с. (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 31).
- Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені: монографія. І.В. Височанський. Харків: Харків. нац. ун-т ім. В.Н. Каразіна, 2015. 235 с. ISBN 978-966-285-195-3
- Несіна Н.І. Застосування сейсмофаціального аналізу для вивчення верхньосерпуховських відкладів Суходольської площі (північні окраїни Донбасу). *Зб. наук. пр. УкрНДГРІ*. 2012. № 2. С.184–188.
- Несіна Н.І. Поширення пізньосерпуховських біогермів у південно-східній частині Доно-Дніпровського прогину (за результатами сейсмофаціального аналізу та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів). *Вісн. Київ. нац. ун-ту ім. Тараса Шевченка*. 2016. Вип. 1 (72). С. 70–75. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.10>
- Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии. Ленинград: Гостоптехиздат, 1959. 554 с.
- Самарская Е.В., Кельбас Б.И., Ершова Т.В., Партыка И.И., Турник О.С. О позднесерпуховском барьерном рифе северных окраин Донбасса. *Методы поисков и разведки погребенных рифов*. Москва: Наука, 1983. С. 124–128.
- Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України: у 2-х т. Т. 1: Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України: Гожик П.Ф. (голов. ред.). Київ: Логос, 2013. 637 с.
- Терещенко В.А. Гидрогеологические условия газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине: монография. Харьков: Харьков. нац. ун-т ім. В.Н. Каразіна, 2015. 244 с.
- Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. Москва: Недра, 1984. 222 с.
- Хабанець І.А., Тяпкіна О.М. Сейсмічний прогноз і класифікація верхньосерпуховських біогермних споруд північних окраїн Донбасу. *Геоінформатика*. 2015. № 2 (54). С. 62–70.
- Харченко М.В., Довжок Т.Є., Маслюк О.О. Стан і перспективи нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтова і газова пром-сть*. 2008. № 1. С. 18–21.
- Харченко М.В., Маслюк О.О. Щодо екрануючих властивостей тектонічних порушень. *Геол. журн.* 2015. № 3 (352). С. 43–50. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2015.3.139341>
- Шанцер Е.В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. Москва: Наука, 1966. 240 с.
- Busch. D.A. Prospecting for Stratigraphic Traps. *AAPG Bulletin*. 1959. Vol. 43. P. 29–43. <https://doi.org/10.1306/0bda5f5a-16bd-11d7-8645000102c1865d>
- Conybeare Ch.E.B. Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies. Front Cover. Elsevier, 1976. 340 p.
- Folkestad A., Satur N. Regressive and transgressive cycles in a rift-basin: Depositional model and sedimentary partitioning of the Middle Jurassic Hugin Formation, Southern Viking Graben, North Sea. *Sedimentary Geology*. 2008. Vol. 207, iss. 1–4. P. 1–21. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2008.03.006>
- Galloway W.E. Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis: I, Architecture and Genesis of Flooding-Surface Bounded Depositional Units. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1989. Vol. 73, No. 2. P. 125–142. <https://doi.org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D>
- Galloway W.E., Hobday D.K. Terrigenous clastic depositional system. Applications to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration. New York, by Springer-Verlag Inc., 1983. 423 p.
- Kollegger M., Lorenzo-Trueba J., Fernandes A.M., Singh A., Abeyta A. Upstream Propagation of Sea-Level Signals in Fluvio-Deltaic Environments: Time-Lags and the Dynamics of the Fluvial Surface. *Geophysical Research Letters*. 2022. Vol. 49, iss. 8. P. 1–9. <https://doi.org/10.1029/2022GL097956>

References

- Abyelyentsev V.M., Lur'ye A.Y., Mishchenko L.O. 2015. Geological features of fluid zonation in multilayer field of Dnipro-Donetsk depression. *Visnyk of V.N. Karazin Kharkiv National University. Series Geology. Geography. Ecology*, 43, 9–16. <https://periodicals.karazin.ua/geoeco/article/view/5736> (in Ukrainian).
- Benko V.M. 2011. The geological structure and the prospects of the oil and gas bearing character of the deeply lying down (5–7 km) horizons of the central and southeast parts of the Dnipro-Donets depression. Thesis of Candidate Geological Sciences. Ivano-Frankivsk. 202 p. (in Ukrainian).
- Benko V.M., Majeviskyi B.Y. 2010. Conditions for the formation of capacity-filtration properties, facies features and distribution of reservoir rocks of deep-submerged sedimentary horizons C_{2m} , C_{2b} , C_{3s} , C_{3v} in the central and southeastern parts of the Dnipro-Donets depression. *Oil and gas industry*, 5, 4–15 (in Ukrainian).
- Busch D.A. 1959. Prospecting for Stratigraphic Traps. *AAPG Bulletin*, 43, 29–43. <https://doi.org/10.1306/0bda5f5a-16bd-11d7-8645000102c1865d>
- Conybeare Ch.E.B. 1976. Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies. Front Cover. Elsevier. 340 p.
- Davidova T.N., Goldstein T.L. 1947. Identification of genetic types of sediments as the basis for lithogenetic studies of coal-bearing strata. *Proceedings of Institute of Geological Sciences of Academy of Sciences of USSR*, 90, 28–44 (in Russian).
- Folkestad A., Satur N. 2008. Regressive and transgressive cycles in a rift-basin: Depositional model and sedimentary partitioning of the Middle Jurassic Hugin Formation, Southern Viking Graben, North Sea. *Sedimentary Geology*, 207 (1–4), 1–21. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2008.03.006>
- Frolov V.T. 1984. Genetic typing of marine sediments. Moscow: Nedra. 222 p. (in Russian).
- Galloway W.E. 1989. Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis: I, Architecture and Genesis of Flooding-Surface Bounded Depositional Units. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 73 (2), 125–142. <https://doi.org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D>
- Galloway W.E., Hobday D.K. 1983. Terrigenous clastic depositional system. Applications to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration. New York, by Springer-Verlag Inc. 423 p.
- Geological and economic evaluation of the Aksyutivske gas-condensate field of Kharkiv region. 2012. JSC “UkrGasvydobuvannya”. Publisher “Infogeo”. Report No. 63275 performed by Svyatenko H. Books 1–6. Poltava. 305 p. (in Ukrainian).
- Harchenko M.V., Dovzhok T.E., Maslyuk O.O. 2008. State and prospects of oil and gas content of the Dnipro-Donets Depression Northern edge. *Oil and gas industry of Ukraine*, 1, 18–21 (in Ukrainian).
- Harchenko M.V., Maslyuk O.O. 2015. About screening properties of tectonic faults. *Geologichnij zhurnal*, 3 (352), 43–50. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2015.3.139341> (in Ukrainian).
- Kelbas B.I., Lazaruk Ya.G. 2004. Regional correlation of Serpukhovian sediments of the Lower Carboniferous of the Dnipro-Donets Basin: principles and examples. *Mineral resources of Ukraine*, 3, 34–38 (in Ukrainian).
- Kelbas B.I., Lazaruk Ya.G. 2008. Geodynamic conditions of the formation of lithologically screened oil and gas traps in Dnipro-Donets depression. *Oil and gas industry of Ukraine*, 2, 8–10 (in Ukrainian).
- Khabanets I.A., Tiapkina O.M. 2015. Seismic image prediction and classification of upper Serpukhovian carbonate buildups of northernmost of Donbas. *Geoinformatics*, 2 (54), 62–70 (in Ukrainian).
- Kollegger M., Lorenzo-Trueba J., Fernandes A.M., Singh A., Abeyta A. 2022. Upstream Propagation of Sea-Level Signals in Fluvio-Deltaic Environments: Time-Lags and the Dynamics of the Fluvial Surface. *Geophysical Research Letters*, 49 (8), 1–9. <https://doi.org/10.1029/2022GL097956>
- Kryvosheev V., Makogon V. 2007. Regional litho-facies mapping of the Upper Visean and Serpukhovian productive horizons of the Dnipro-Donets Depression for the purpose of forecasting non-anticlinal hydrocarbon traps. Research report. Chernihiv: ChV UkrDGRI. 239 p. (in Ukrainian).
- Kryvulia S., Lyzanets A., Machuzhak M. 2016. Prospects of gas content and specifics of geological structure of deep-laying levels of Shebelynka gas condensate field. *Oil and gas industry of Ukraine*, 3, 7–12 (in Ukrainian).
- Lagutin A., Zasyadchuk Y., Kolomiets Y. 1997. Detailing of the geological structure and assessment of gas reserves for the development of a project for the research and industrial exploitation of the Ostroverkhivske gas-condensate field, Research report. Kharkiv. 298 p. (in Ukrainian).
- Lihvan V.M. 2011. Geological and economic assessment of the Abazivske gas-condensate field of the Poltava region of Ukraine. Research report. Order No. 100 PGV/2011. Kharkiv. 309 p. (in Ukrainian).
- Lukin A.E. 1997. Lithogeodynamic factors of oil and gas accumulation in avlagic basins. Kyiv: Naukova Dumka. 222 p. (in Russian).
- Lukin A.E., Korzhnev P.M., Naumenko O.D., Okrepky S.V. 2012. The problem of facial diagnostics of sand bodies and ways to solve it. *Geologichnij zhurnal*, 2 (339), 7–21. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2012.2.139185> (in Russian).
- Methods of searching for non-anticlinal hydrocarbon pools in Ukraine. Babadagly V.A., Vakarchuk G.I., Gavrylko V.M., Holovatskyi I.N., Izotova T.S., Kelbas B.I., Kozak G.P., Kucheruk E.V., Lazaruk Ya.G. 1982. Moscow: Nedra. 232 p. (Tr. UkrNIHRY; Iss. 31). (in Russian).
- Nesina N.I. 2012. Application of seismic-facies analysis for the study of Upper Serpukhovian sediments of the Sukhodolian area (northern districts of Donbas). *Collection of scientific works of UkrNDGRI*, 2, 184–188 (in Ukrainian).
- Nesina N.I. 2016. Occurrence of the Late Serpukhovian biogermes in the North-Eastern part of the Don-Dnipro Trough (based on seismic-facies analysis and geo-science literature review). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (72), 70–75. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.10> (in Ukrainian).
- Rukhyn L.B. 1959. Basics of general paleogeography. Leningrad: Gostoptekhizdat. 554 p. (in Russian).
- Samarskaya E.V., Kelbas B.I., Ershova T.V., Partyka I.I., Turyk O.S. 1983. On the late Serpukhovian barrier reef of the Northern Territory of Donbass. *Methods of searching and exploring burial reefs*. Moscow: Nauka, p. 124–128 (in Russian).
- Scientific principles of the search for non-vaulted hydrocarbon traps in the Dnipro-Donbas avlagic. I.V. Vysochanskyi. 2015. Kharkiv: V.N. Karazin National University of Kharkiv. 235 p. ISBN 978-966-285-195-3 (in Ukrainian).
- Shanzer E.V. 1966. Essays on the genetic types of continental sedimentary formations. Moscow: Nauka. 240 p. (in Russian).
- Stratigraphy of the Upper Proterozoic and Phanerozoic of Ukraine: in 2 vols. Vol. 1: Stratigraphy of the Upper Proterozoic, Paleozoic and Mesozoic of Ukraine. (Chief ed. Gozhyk P.F.). Kyiv: Logos, 2013. 637 p. (in Ukrainian).
- Tereshchenko V.A. 2015. Hydrogeological conditions of gas accumulation in the Dnieper-Donetsk Basin: monograph. Kharkov: V.N. Karazin National University of Kharkov. 244 p. (in Russian).
- Vysochanskyi I., Galabuda M., Guzarska L., Dmytrovskyi M., Solyanyk L., Teslenko-Ponomarenko V., Tyrkus P. 2007. Geological prerequisites for the formation of lithological hydrocarbon traps on the northern side of the Dnipro-Donets Depression. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 2, 13–25 (in Ukrainian).
- Zhemchuzhnikov Yu.A. 1948. What is facies. *Lithological collection*. Leningrad-Moscow: Gostoptekhizdat. No. 1, p. 16–19 (in Russian).