

УДК 551.781.3(553.98:551.351.2)
DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.103.04>

Костянтин ГРИГОРЧУК, д-р геол. наук, пров. наук. співроб.
ORCID ID: 0000-0003-1595-0968
e-mail: kosagri@ukr.net

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

Володимир ГНІДЕЦЬ, канд. геол.-мінералог. наук, ст. наук. співроб.
ORCID ID: 0009-0001-6372-7878
e-mail: vgnidets53@gmail.com

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

ПАЛЕОЦЕНОВІ ВІДКЛАДИ ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ПРИЧОРНОМОРЬСЬКОГО МЕГАПРОГІНУ: ЛІТОФАЦІЇ, УМОВИ ОСАДОНАГРОМАДЖЕННЯ, ДИНАМІКА РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВИХ СИСТЕМ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.В. Огарем)

За результатами літогенетичних досліджень палеоценових відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину встановлено основні риси літологофаціальної зональності по окремих ярусах. Показано, що роль вапняків у розрізі істотно зростає від данських до зеландських відкладів з формуванням в останньому випадку обширного карбонатного поля у східній частині дослідженого району. Мергелі характеризуються фономим розвитком з успадкованим максимумом у районі св. Флангова-2 та відгалуженням у напрямку структур Одеська (зеландський ярус) та Гамбурцева (танетський ярус). Аргіліти відрізняються мінімальним розвитком у зеландських відкладах, а також зміною орієнтації ареалу їх підвищених вмістів із субмеридіонального – у данському ярусі на субширотний – у танетському. Здійснено реконструкцію обстановок осадонагромадження, зокрема визначено просторово-вікові особливості поширення біогенних акумулятивних тіл. У данський час біогенні тіла були локалізовані у Безіменно-Одеській, Голіцино-Шмідтівській та Штормова-Архангельського ділянках. У зеландський – значно збільшилася площа розвитку таких утворень на південному борті прогину з формуванням великого біогермного масиву, який охоплював структури: Гамбурцева, Штормова, Архангельського, Кримська, Центральна. У танетський час евстатичне підняття рівня моря спричинило збільшення площі поширення відкладів зовнішнього шельфу у приосередній зоні прогину та міграцію (у межах північного борта прогину) зони розвитку біогенних тіл у північному напрямку. На південному борті внаслідок конседиментаційного розвитку Чорноморсько-Каламітського підняття біогерми розвивалися успадковано. Встановлено певну відмінність режиму катагенезу на різних структурах. На основі створених генераційно-міграційних моделей аргументовано різночасовість формування покладів Одеського, Голіцинського та Штормового родовищ (олігоцен та міоцен). Показано можливість сучасного поповнення їх запасів за рахунок надходження вуглеводнів з проміжних резервуарів. Обґрунтовано літогенетичні причини низьких перспектив відкладів структури Гамбурцева. З'ясовано літофізичну будову палеоценових відкладів та локалізовану низку нафтогазоперспективних об'єктів.

Ключові слова: палеоцен, Каркінітський прогин, генерація, міграція, акумуляція вуглеводнів.

Постановка проблеми. Палеоценова епоха відзначена декількома великими геологічними подіями: вимирання біоти на межі крейди та палеоцену, палеоцен-еоценівий термічний максимум, глобальна океанічна безкиснева подія пізнього палеоцену. Тому вивчення геології палеоценових відкладів як у глобальному, так і регіональному плані становить теоретичний інтерес, а практичний аспект досліджень пов'язаний з їх нафтогазоносністю у багатьох осадово-породних басейнах світу. Зокрема, у Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області відклади цього віку є одним з основних (за величиною розвіданих запасів вуглеводнів) осадових комплексів. У межах акваторії Чорного моря відкрито шість газових та газоконденсатних родовищ, три з яких (Голіцинське, Одеське та Штормове) за розмірами запасів належать до середніх (Гожик, 2006). Продуктивність пов'язана з горизонтами органогенних та органогенно-детритових вапняків. Карбонатні резервуари, як відомо, відрізняються складною будовою, значною мінливістю фільтраційно-емнісних параметрів. Це зумовлює актуальність якнайдегальнішого вивчення літологічної структури відкладів з метою локалізації у розрізі потенційних природних колекторів, які є однією зі складових нафтогазових систем. Невід'ємними елементами останніх є також осередки генерації та шляхи міграції вуглеводневих флюїдів. Для визначення їх положення в осадовій товщі необхідне проведення комплексних літогенетичних досліджень.

Власне у такому плані здійснено вивчення палеоценових відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину. Водночас було розглянуто два основні аспекти. Перший полягав у з'ясуванні літолого-фаціальних і палеогеографічних просторово-вікових особливостей відкладів та побудові відповідних моделей. Другий – у визначенні літофізичної будови відкладів і положенні досліджуваного осадового комплексу в регіональній нафтогазовій системі породного басейну, включаючи моделювання та реконструкцію процесів генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів. Окремі аспекти цих питань були розглянуті у попередніх роботах (Григорчук та ін., 2022¹, 2022²).

Мета роботи. З'ясувати літолого-фаціальну будову та умови осадонагромадження палеоценових відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину. Визначити характер розвитку порід-колекторів та флюїдотривів у розрізі та динаміку процесів генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів.

Методика досліджень. Літологічне розчленування розрізів свердловин проведено шляхом інтерпретації результатів радіоактивних методів їх дослідження. Літолого-фаціальні побудови здійснені на основі підрахунку вмісту у розрізах основних літологічних відмін (вапняки, мергелі, аргіліти). Побудова седиментаційних моделей ґрунтувалася на результатах літогенетичної інтерпретації результатів геофізичного дослідження свердловин, згідно з підходами (Фортунова, 2000;

© Григорчук Костянтин, Гнідець Володимир, 2023

Ильин, Фортунатова, 1988), з урахуванням фрагментарних літолого-петрографічних даних. Характер розвитку нафтогазових систем ґрунтувався на принципових положеннях флюїдодинамічної концепції катагенезу (Григорчук, 2012).

Одержані результати та їх обговорення.

Літолого-фаціальна характеристика відкладів.

Данські відклади. Товщина данських відкладів змінюється від 53 м (св. Безіменна-2) до 202 м (св. Одеська-2), складаючи у більшості свердловин 100–150 м. Водночас максимальні товщини відзначено в північно-східній та південно-західній частинах дослідженої території (рис. 1).

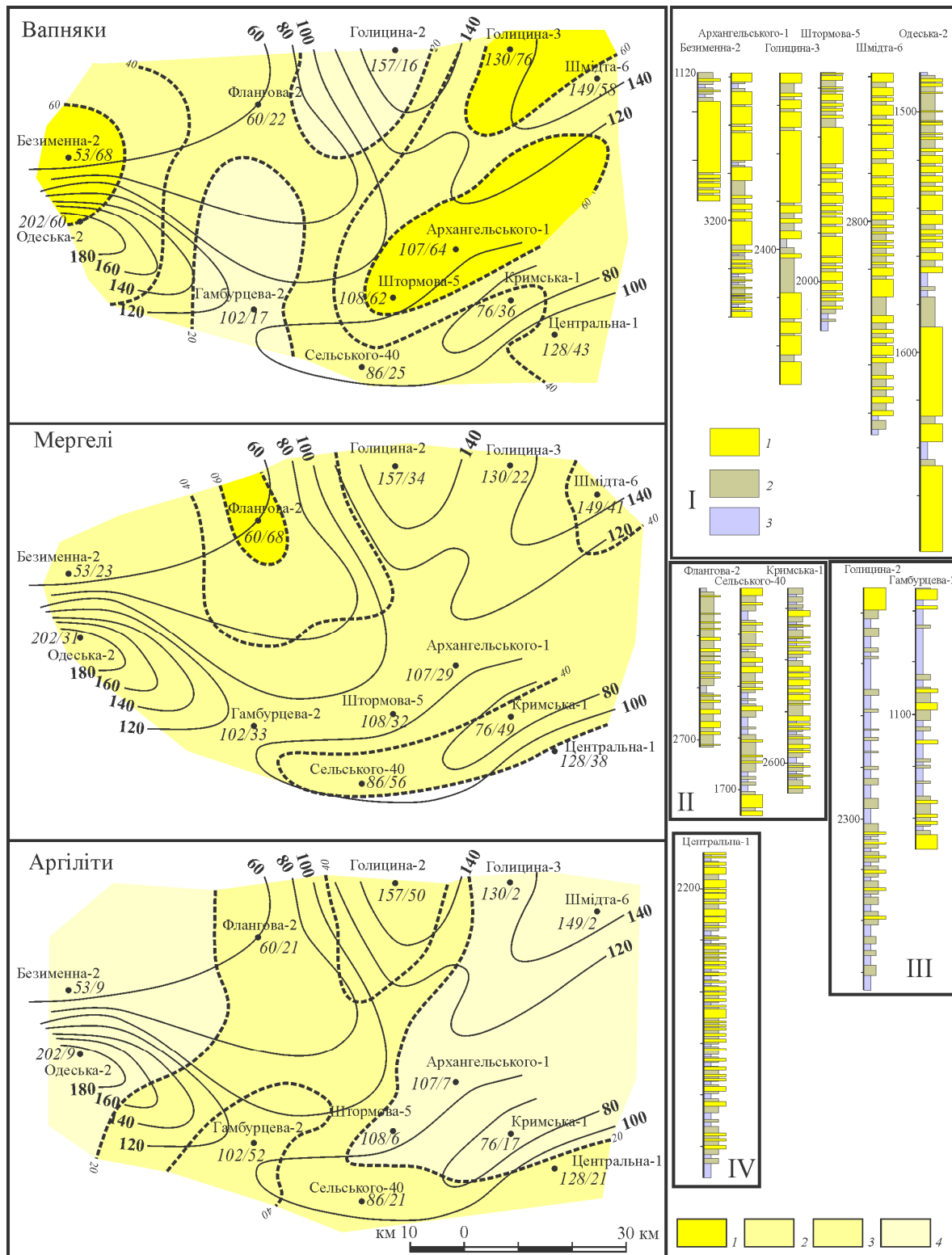


Рис. 1. Літофаціальна зональність та літологічні розрізи данських відкладів

Літотиби на розрізах: 1 – вапняки, 2 – мергелі, 3 – аргіліти.

Вміст літотиби у розрізі: 1 – 0–20 %, 2 – 20–40 %, 3 – 40–60 %, 4 – понад 60 %

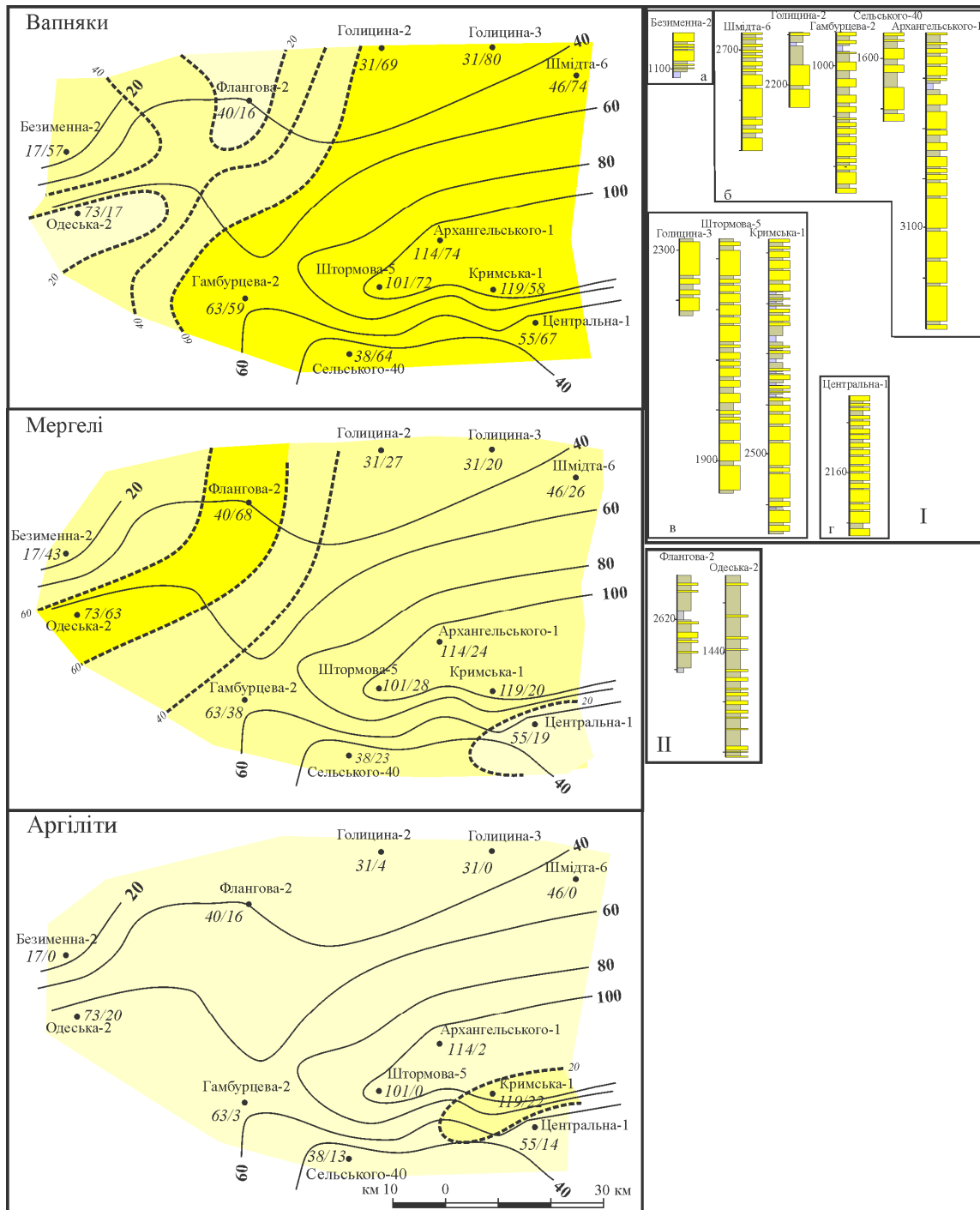


Рис. 2. Літофасціальна зональність та літологічні розрізи зеландських відкладів
Умовні позначення див. рис. 1

Відклади характеризуються виразною латеральною літологічною мінливістю. Так, ареали максимального розвитку вапняків (понад 60 % від загальної товщини розрізу) локалізовані у трьох ділянках (структури: Безіменна-Одеська, Голіцина-Шмідта, Архангельського та Штормова). Вони розмежовані субмеридіональним полем мінімальних значень "вапняковистості" (менше 20 %), що спостерігаються на структурах Флангова та Гамбурцева. Фактично данські відклади представлені чотирма типами розрізу: вапняковим (I), мергельним (II), аргілітовим (III) та змішаним (IV).

Водночас літологічна будова вапнякових розрізів відрізняється в окремих ділянках. У св. Безіменна-2

вапняки (пачка завтовшки близько 30 м) тяжіють до середньої частини розрізу. Його низи та верхи складені перешаруванням вапняків та мергелів (1–2 м) з окремими, в останньому випадку – прошарками аргілітів. Подібний характер поширення вапняків притаманний і відкладам, що розкриті св. Штормова-5, хоча середній вміст по розрізу цих літотипів не перевищує 50 %.

У св. Архангельського-1 та Шмідта-6 спостерігається зростання ролі вапняків знизу догори по розрізу. Так, у першому випадку низи данських складені перешаруванням вапняків, мергелів та аргілітів (0,5–4 м), а горішня їх частина представлена пачками вапняків (до 12 м), які розмежовані прошарками мергелів (1–4 м). Для св. Одеська-2

характерна зворотна картина: у низах розрізу розвинені потужні (до 30–40 м) пачки вапняків, а у верхній – перешарування вапняків (0,5–6,0 м), мергелів (0,5–8,0 м) та аргілітів (0,5–6,0 м). Відклади данію у св. Голіцина-3 відрізняються від вищеописаних наявністю у середині розрізу вапняково-мергельної пачки, яка розмежовує вапнякові частини (вапняки до 12–30 м, мергелі – до 4 м).

Мергелі домінують у двох ділянках: Флангова (68 %) та Кримська-Сельського (49–56 %). У першому випадку розріз є доволі однорідним: у мергельній товщі відносно рівномірно розвинені прошарки вапняків (0,5–2,0 м). У другому – спостерігається чергування у розрізі вапняково-мергельних (до 10–15 м), мергельно-вапнякових (до 10–18 м) та аргіліто-мергельних (до 5–8 м) пачок.

Ареал підвищеного вмісту аргілітів у відкладах тяжіє до центральної частини дослідженої території і простягається у субмеридіональному напрямку: св. Голіцина-2 (50 %) – Гамбурцева-2 (52 %). У цих розрізах на фоні домінування аргілітів з окремими прошарками (0,5–4,0 м) мергелів, спостерігаються вапняково-аргіліто-мергельні пачки потужністю до 40 м (св. Голіцина-2).

У св. Центральна-1 розкритий змішаний (аргіліто-мергельно-вапняковий) тип розрізу (IV). При цьому у нижній частині це перешарування аргілітів з мергелями та (менше) вапняками, а верхня – представлена мергельно-вапняковими відкладами.

Зеландські відклади. Товщина зеландських відкладів змінюється від 17 м (св. Безіменна-2) до 114–119 м (св. Архангельського-1 та Кримська-1), не перевищуючи у більшості свердловин 40–60 м. Водночас максимальні потужності спостерігаються в південно-східній частині дослідженої території (рис. 2).

За характером латерального розвитку порід чітко виділяються східна та західна ділянки. У першій – значну частину (понад 60 %) розрізу складають вапняки, вміст яких у св. Шмідта-6, Голіцина-3 та Архангельського-1 досягає 74–80 %. У другій – домінують мергелі, кількість яких у смузі св. Флангова-2 – Архангельського-1 становить 63–68 %. Вміст аргілітів по всій території рідко перевищує 10 %. Лише у св. Одеська-2, Кримська-1 та Флангова-2 сягає 16–22%.

Отже, відклади зеландського віку фактично представлені двома типами розрізу: вапняковим та мергельним. Вапняковий тип характеризується варіаціями літологічної будови на різних структурах, що відображає певну специфіку умов осадоагромадження в різних частинах території досліджень. Виділено чотири відміни літологічної будови. Перша – характеризується регресивним типом нашарувань: нижня глинисто-мергельна пачка перекривається вапняковою (св. Безіменна-2). Друга відміна відрізняється зворотними тенденціями, що проявляється у заміщенні догори за розрізом потужних (3–16 м) пачок вапняків товщею більш тонкого перешарування вапняків (0,5–3 м) та мергелів (2–7 м), зрідка з'являються аргіліти (св. Голіцина-2, Гамбурцева-2, Архангельського-1). Третя – характеризується наявністю нижньої та верхньої вапнякових пачок (товщина горизонтів вапняків до 15–16 м), які розмежовані вапняково-мергельними нашаруваннями (прошарки: 1–4 м) з аргілітами у св. Кримська-1. Четверта – представлена доволі рівномірним чергуванням у розрізі вапняків (1–5 м) та мергелів (1–2 м) (св. Центральна-1). У мергельному типі розрізу домінують мергелі з прошарками (0,5–2,5 м) вапняків.

Танетські відклади. Товщина танетських відкладів змінюється від 15 м (св. Одеська-2) до 141–154 м (св. Гамбурцева-2, Архангельського-1 та Кримська-1). Як очевидно, максимальні потужності спостерігаються в

межах південного борта Причорноморського мегапрогину (рис. 3).

У розрізі відкладів танетського віку, на відміну від нижчезалеглих, переважають аргіліти та мергелі. Характерно, що підвищений вміст глинистих порід (до 78 %) тяжіє до ділянок з мінімальними (Одесько-Безіменна) та максимальними (Штормова-Архангельського) потужностями відкладів (тип розрізу I).

Водночас у першому випадку розріз, розкритий св. Одеська-2, відрізняється істотним розвитком теригенних порід (алевроліти, пісковики).

Він складений двома пачками (28–35 м) перешарування алевролітів (0,5–8 м) та пісковиків (0,3–7 м), які розмежовані аргілітовими горизонтами (18–22 м). Спостерігаються поодинокі прошарки мергелів (до 0,5 м). Вміст алевролітів становить 34 %, аргілітів – 33 %, пісковиків – 26 %, мергелів – 7 %.

Решта розрізів цього типу (I) складені головню аргілітами з окремими прошарками (переважно 1–3 м) мергелів, рідко вапняків (переважно 0,5–1 м). Водночас спостерігається виразне зменшення ролі карбонатних порід знизу догори по розрізу.

Підвищений вміст мергелів (48–67 %) та вапняків (21–41 %) тяжіє до субмеридіональної смуги (св. Флангова-2 – Гамбурцева-2). Відповідно ці розрізи належать до вапняково-мергельного типу (тип II). Характерно, що загалом спостерігається зростання "вапняковистості" знизу догори за розрізами. Це фіксується збільшенням кількості та зростанням потужностей (від 0,5–1 до 3–7 м) прошарків вапняків.

На решті території досліджень розвинені вапняково-аргіліто-мергельний (св. Голіцина-2 та -3) та вапняково-мергельно-аргілітовий (св. Сельського-40, Кримська-1, Центральна-1) типи (III) розрізу. Такий характер поширення може вказувати на певну різницю обстановок седиментації на північному та південному бортах прогину, що підкреслюється і зворотними тенденціями розвитку вапняків у розрізі. У першому випадку їх роль знизу догори зростає, а в другому – зменшується.

Обстановки осадоагромадження.

У зв'язку з недостатністю інформації про породи, що складають розріз (низький відбір керну), побудова седиментаційних моделей ґрунтувалася на результатах літогенетичної інтерпретації результатів геофізичного дослідження свердловин, згідно з підходами (Фортунова, 2000; Ильин, Фортунатова, 1988), з урахуванням фрагментарних літолого-петрографічних даних.

На цій основі було виділено чотири біофації: 1) біогерми; 2) внутрішньобіогермні лагуни; 3) шлейфи руйнування біогермів; 4) зовнішній шельф (басейнові рівнини). На північному борті Каркінітського прогину (рис. 4, перетин I–I) біогерми зафіксовано у відкладах данського та зеландського ярусів, розташування яких та особливості будови розглянуті в роботі (Григорчук та ін., 2022).

У межах південного борта біогермні тіла також тяжіють переважно до данських та зеландських нашарувань (Григорчук та ін., 2022²). Так, на перетині II–II у данських відкладах вони зафіксовані на Штормовій та Одеській структурах. Максимально біогерми (товщини до 40 м) розвинені у східній частині перетину (від св. Гамбурцева-2 до св. Центральна-1), де вони перешаровуються з осадами внутрішньобіогермних лагун (5–10 м) та заміщуються вбік Одеської структури шлейфами руйнування та відкладами басейнових рівнин. У відкладах танетського віку на структурі Гамбурцева локалізоване біогенне тіло завтовшки близько 45 м.

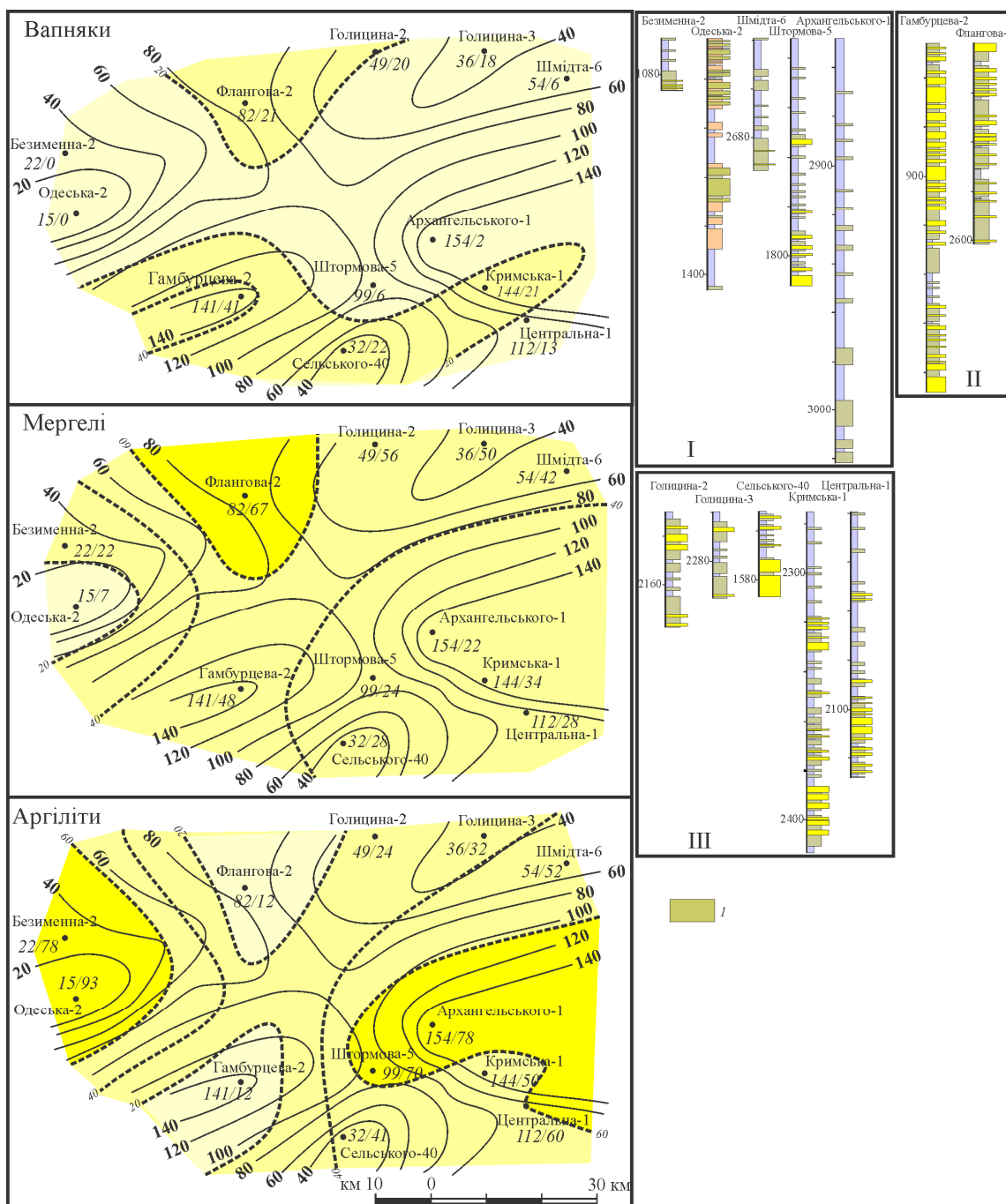


Рис. 3. Літофаціальна зональність та літологічні розрізи танетських відкладів
1 – пісковики, алевроліти. Інші позначення див. рис. 1

На перетинах III–III та IV–IV встановлено цікаву особливість – суттєве збільшення товщин біогермних утворень (данський, зеландський яруси) в напрямку приосової частини Каркінітського прогину (св. Архангельського-1) (див. рис. 4). Хоча традиційно у цьому депоцентрі фіксувалися відклади зовнішнього шельфу (Гнідець та ін., 2013). Така фаціальна картина дала підстави (Григорчук та ін., 2022²) припустити можливість конседиментаційного прояву Центральномихайлівського підняття.

Виходячи з цих міркувань та враховуючи трансгресивні тенденції палеоценового періоду, для окремих його епох побудовано моделі фаціальної зональності, які демонструють її еволюцію в часі (рис. 5).

У данський час біогермні масиви були локалізовані в чотирьох ділянках. На заході ці утворення охоплювали

структури Безіменну та Одеську. На південному сході біогенні акумулятивні тіла локалізовані в межах структур Штормова та Архангельського. В останньому випадку, враховуючи встановлені на перетинах тенденції розвитку біофаціальних зон, прогнозується поширення цього комплексу в північному напрямку (Центральномихайлівське підняття). На північному сході розвинений Голіцино-Шмідтівський масив. Виходячи з наявності в розрізі св. Флангова-2 та Голіцина-2 шлейфів руйнування, прогнозується існування біогермних утворень на північ від них. Ці біогенні тіла облямовувалися відкладами уламкових шлейфів (продуктів їх руйнування), ареали яких у більшості випадків мають прогностичний характер. Зона зовнішнього шельфу простягалася у субширотному напрямку вузькою смугою, значно розширюючись у західній частині території.

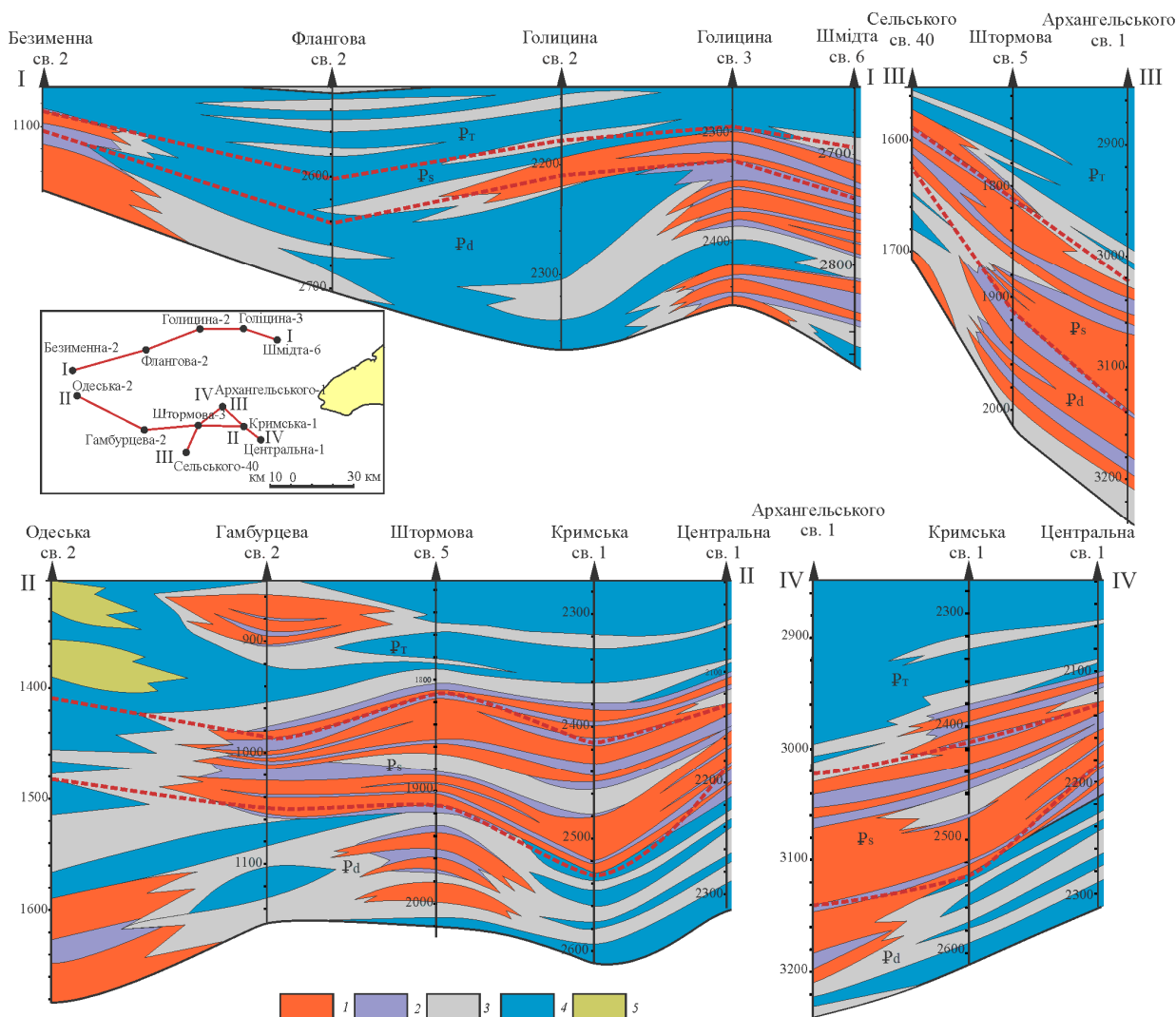


Рис. 4. Седиментаційні моделі палеоценових відкладів:
1 – біогерми, 2 – внутрішньобіогермні лагуни, 3 – шлейфи руйнування біогермів,
4 – зовнішній шельф (басейнові рівнини), 5 – теригенні бари

Зеландській епосі, як вже зазначалося, був притаманний максимальний розвиток біогенних тіл. Насамперед це фіксується формуванням на південному борті прогину великого біогермного масиву, який охоплював структури: Гамбурцева, Штормова, Сельського, Центральну, Кримську, Архангельського і, вірогідно, простягався на північ від останньої. На протилежному борті прогину продовжував існувати в дещо іншій конфігурації Голіцино-Шмідтівський масив з прогнозованим поширенням біогермних фацій у південному напрямку. У західній частині території невелике біогенне тіло зафіксовано на Безіменній структурі. Такі утворення прогножуються в ділянках на південь від св. Одеська-2 та на північ від св. Флангова-2. У зв'язку з розширенням ареалів розвитку біогермних фацій можна передбачати з'єднання в центральній частині прогину шлейфів руйнування північного та південного біогермних масивів, що повинно було призвести до відокремлення західної та східної зон зовнішнього шельфу.

Трансгресивні тенденції розвитку палеогенового басейну реалізувалися у танетський час. Це проявилось насамперед у значному розширенні області зовнішнього шельфу, у зменшенні розмірів біогермних утворень та їх віддаленні від причорноморської зони Причорноморського мегапрогину. Найбільш виразно останнє фіксується в

межах північного схилу, де за посередніми даними прогнозується існування трьох невеликих біогермів. У той же час привертає увагу успадкований розвиток (незважаючи на трансгресію) біогермних тіл на структурах Гамбурцева, Сельського, Центральної. Це, вочевидь, могло бути спричинене конседиментаційними висхідними порухами в межах Чорноморсько-Каламітського підняття, на чому наголошувалося і в роботі (Гожик, 2006). У північно-західній частині дослідження району (структура Одеська) розвинені теригенні утворення вздовжберегових барів, які продовжували формуватися тут і упродовж еоцену (Ревер, 2016).

Періодизація катагенезу та розвиток нафтогазових систем. З метою реконструкції динаміки формування покладів у палеоценових відкладах дослідженого району розглянуто їх положення в регіональній нафтогазовій системі. Ці побудови ґрунтувалися на концепції про вирішальну роль літофлюїдодинамічного режиму надр у реалізації генераційного потенціалу материнських відкладів. Ключовим моментом при цьому, згідно з (Григорчук, 2012), є циклічність ексфільтраційного катагенезу (чергування активних і пасивних його етапів), який визначає реалізацію процесів утворення вуглеводнів, шляхи їх міграції та зони акумуляції.

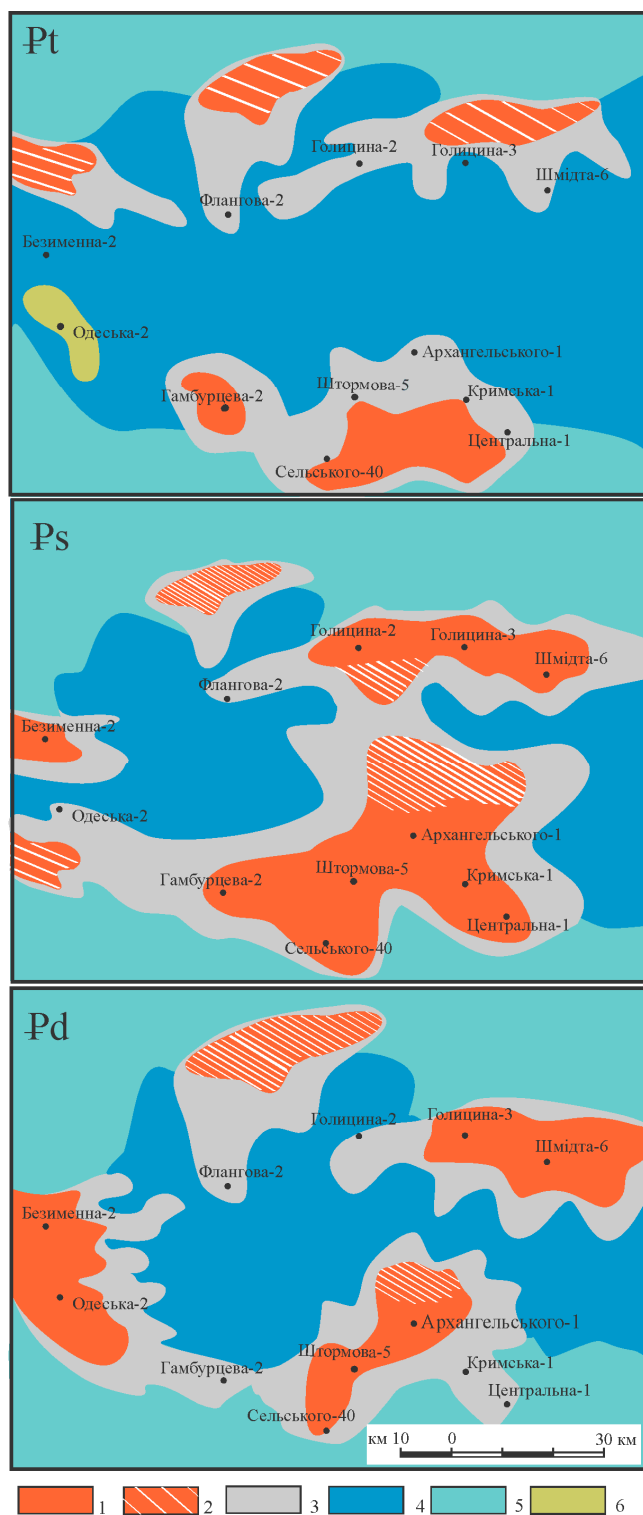


Рис. 5. Модель еволюції біофасіальної структури палеоценових відкладів. Біогерми:

- 1 – встановлені, 2 – прогнозні, 3 – шлейфи руйнування біогермів, 4 – зовнішній шельф (басейнові рівнини), 5 – внутрішній шельф, 6 – вздовжберегові бари

Як нафтогазоматеринські – виступають відклади безкисневого седиментогенезу, збагачені органічною речовиною, які, за (Parrish, 1980), називаються "біопродуктатами". У межах регіону, згідно з (Сеньковський та ін., 2004, 2012), до таких утворень віднесені відклади апт-альбу, сеноман-турону, сантону-кампану, еоцену та олігоцену. Генераційно-

міграційно-аккумуляційні процеси відбувалися головню протягом трьох циклів катагенезу. Водночас, як було показано (Григорчук та ін., 2021), формувалися різні типи резервуарів і дискретно розвивалися регіональні флюїдопровідні зони.

Встановлено певну відмінність режиму катагенезу на різних структурах (рис. 6, 7). Загалом виділено п'ять типів режиму катагенезу. I тип характеризується проявом трьох повних циклів катагенезу. Перший – завершувався у кампані, другий – палеоцені, третій – міоцені. II тип відрізняється проявом двох циклів катагенезу (їх закінчення припадає на кампан та міоцен). III типу теж притаманний розвиток двох циклів (кампан та еоцен). IV тип також є двоциклическим, але цикли завершувалися в палеоцені та еоцені. V тип складається з трьох циклів: турон, палеоцен, олігоцен (св. Безіменна-2) та міоцен (св. Флангова-2). Отже, доволі виразною є різниця режиму на північному та південному бортах мегапрогину, а найбільша різноманітність спостерігається в західній частині досліджуваної ділянки.

Для формування покладів вуглеводнів (ВВ) у відкладах палеоцену важливим був останній цикл катагенезу, який на більшості досліджених структур (за винятком Одеської, Безіменної, Гамбурцева та Сельського) завершився в міоцені. На моделях показано стан літофлюїдної нафтогазової системи на момент прояву активного підетапу останнього циклу катагенезу (рис. 8).

Важливим фактором ефективної діяльності нафтогазової системи є достатня інтенсивність занурення та прогріву материнських товщ, коли утворюються осередки генерації ВВ (ділянки консервації літогенезу, за (Григорчук, 2012)). У межах дослідженої території це осьова частина мегапрогину, де материнські товщі крейдового віку на міоценовий час досягли градації катагенезу МК₃–МК₅ (палеотемператури 150–210°C) (див. рис. 7А).

На перетинах I–I' та II–II' показано динаміку формування покладів ВВ у ділянці структур Голицина та Шмідта під час прояву активного підетапу ексфільтраційного катагенезу в міоцені, що детально описано у роботі (Григорчук та ін., 2022¹).

Відсутність вуглеводневих покладів у відкладах палеоцену в районі структури Гамбурцева спричинена як особливостями літологічної (літофізичної) будови осадової товщі, так і режимом катагенезу (перетин III–III'). Перше зумовило відсутність у безпосередній близькості до цієї площі літогенетичних резервуарів. Друге, у зв'язку з раннім проявом активного підетапу другого циклу (еоцен), спричинило доволі низький ступінь катагенезу материнських відкладів (градація МК₁₋₂) і, відповідно, невелику інтенсивність генерації ВВ, які ймовірно акумулювалися у резервуарах R III, R III' (відклади нижньої крейди).

На Одеській структурі (перетин IV–IV') основна фаза акумуляції ВВ припадає на олігоценний час. Головним генеруючим елементом слугували відклади сеноману-кампану, які досягли градації катагенезу МК₃. Вони дремувалися регіональною зоною розуцільнення, по якій лавинно надходили ВВ у великий резервуар R IV, який охоплював відклади верхнього альбу-маастрихту (розміри приблизно 2x40 км). У подальшому флюїди мігрували по розлому, де на двох гіпсометричних рівнях перехоплювалися регіональними зонами розуцільнення і рухалися ними вбік Одеської структури. По цих зонах надходила (через проміжний резервуар R IV') також певна кількість ВВ, яка генерувалася у відкладах палеоцену та еоцену (градації катагенезу МК₁₋₂). Отже, Одеське родовище було сформоване в олігоценний час. Є підстави передбачати можливість надходження у його межі ВВ зі згаданих резервуарів і протягом подальшого геологічного розвитку.

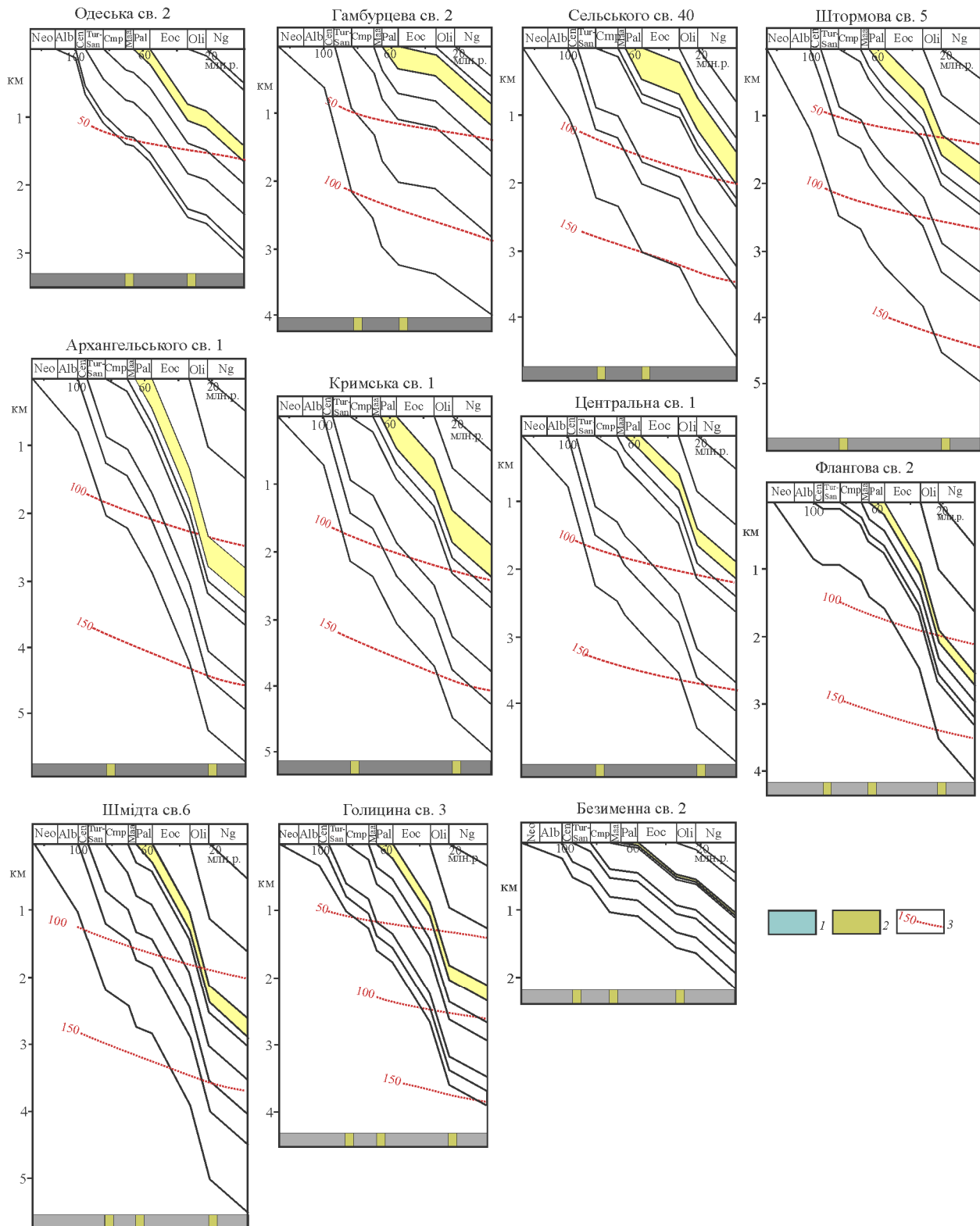


Рис. 6. Історія занурення та періодизація катагенезу відкладів мезо-кайнозую
 Ексіфільтраційний етап катагенезу: 1 – пасивний підетап, 2 – активний підетап; 3 – палеотемператури

У районі Кримської структури проявлено два цикли катагенезу. У міоценовий час лавинна міграція ВВ відбувалася на трьох рівнях (перетин V–V'). На нижньому дреналися материнські відклади турону-сантону, які досягли рівня катагенезу МК₃₋₄. Вуглеводні нагромаджувалися головню у літогенетичному субвертикальному резервуарі (R V), який розташований

~ у 20 км на північ від св. Кримська-1. По двох верхніх зонах розушільнення ВВ флюїди надходили з відкладів еоцену та олігоцену (МК₂₋₃ та МК₁₋₂ відповідно). Їх акумуляція переважно відбувалася в резервуарі (R V', відклади еоцену), що розташований ~ у 5–10 км на північ від св. Кримська-1. Палеоценові відклади останньої, виходячи з моделі, не повинні містити ВВ поклади.

Нафтогазова система району структури Штормова формувалася впродовж двох циклів катагенезу. Перший завершився у передкампанський час. Наймасштабніші процеси генерації, міграції та акумуляції ВВ пов'язані з міоценовим часом, коли завершився другий цикл катагенезу (див. рис. 8). Інтенсивні флюїдні перетоки пов'язані з нижньою зоною розуцільнення, яка дренивала материнські відклади кампану, турон-сантону (рівень катагенезу – МК₃₋₄). Певна порція флюїдів мігрувала в зону розуцільнення з літогенетичного резервуару (R VI) району структури Архангельського (перетин VI–VI').

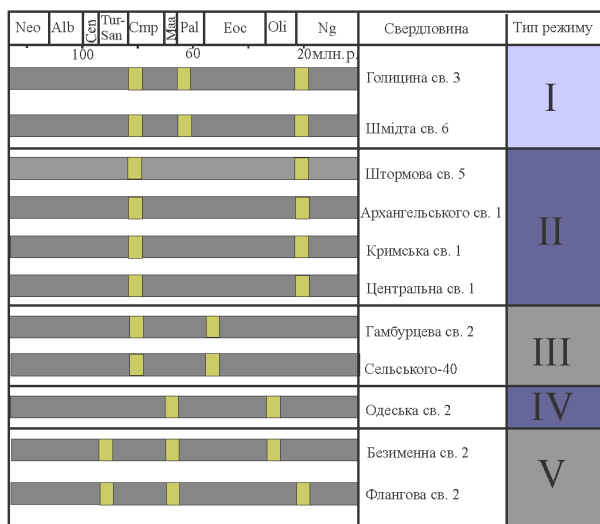
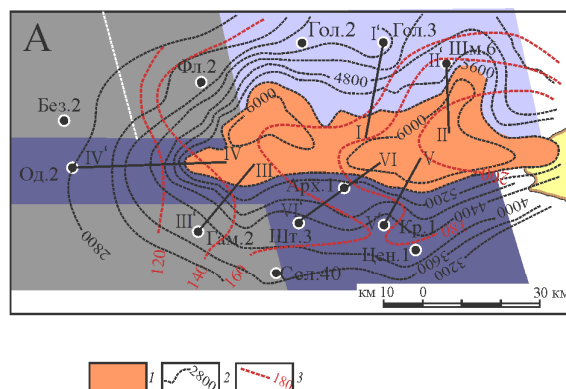


Рис. 7. Основні типи режиму катагенезу мезо-кайнозойських відкладів, латеральна зональність (А) їх прояву та положення перетинів

А – умови залягання та температури у підшві нижньої крейди. 1 – осередок генерації ВВ, 2 – ізогіпси підшви нижньої крейди, 3 – температури у підшві нижньої крейди на міоценовий час

Вуглеводні надходили у докрейдові та базальні відклади крейди, визначаючи перспективи т. зв. глибинної складки Штормова (Гнідець та ін., 2010) Формування покладів у відкладах палеоцену пов'язане з проявом двох верхніх зон розуцільнення. Основним джерелом ВВ вірогідно слугували відклади еоцену (градація катагенезу МК₂₋₃), з яких флюїди мігрували в напрямку Штормової структури (з тимчасовою акумуляцією у проміжному резервуарі R VI'). Невеликі обсяги ВВ могли надходити верхньою зоною розуцільнення з відкладів олігоцену (рівень катагенезу МК₁₋₂).



Літофізична будова на перспективні об'єкти в палеоценових відкладах.

Поширення горизонтів порід-колекторів різного типу та флюїдоупорів тісно пов'язане з певними літогенетичними типами карбонатних утворень (Ильин, Фортунатова, 1988; Марьенко, 1978; Фортунатова, 2000). Ґрунтуючись на цій залежності, побудовано модель літофізичної структури відкладів палеоценового віку (рис. 9) за чотирма профілями (північний борт – перетин I–I', південний – II–II' – IV–IV'). Водночас слід зазначити, що спостерігається практично регіональне поширення флюїдоупорної пачки нижнього еоцену, товщина якої за (Ревер, 2016) досягає 200–250 м, що, вочевидь, відіграло важливу роль у формування резервуарів у палеоценових нашаруваннях.

Особливості літофізичної будови та локалізація нафтогазоперспективних об'єктів (I–IV) у межах північного борта прогину описані у статті (Григорчук та ін., 2022¹).

Літофізична структура палеоценових відкладів у західній частині південного борта (структури Одеська та Гамбурцева) характеризується певною специфікою. Тут з'являються окремі флюїдоупорні горизонти, які встановлені у середній частині данського, танетського та верхніх зеландського ярусів. При цьому у св. Одеська-2 у данських відкладах домінують порові колектори (дві пачки завтовшки 30 та 100 м); у зеландських та тенетських – тріщинні (чотири пачки завтовшки від 20 до 100 м). Натомість у св. Гамбурцева-2 абсолютно переважають колектори тріщинного типу – п'ять пачок (20–80 м).

Виходячи з літофізичної структури, прогнозується існування декількох перспективних об'єктів. На Одеській структурі отримані припливи газу (св. -2, інт. 1408–1436 м. Q_г = 83,2 тис. м³/д; св. -4, інт. 1574–1610 м. Q_г = 542,8 тис. м³/д). Продуктивними можуть бути і тріщинні колектори припокрівельної частини відкладів палеоцену (об'єкт V), де вони представлені піщано-алевролітовими утвореннями.

У районі структури Гамбурцева прогнозується пастка (VI), пов'язана з екрануванням по розлому колекторських горизонтів палеоцену нашаруваннями верхнього майкопу, які згідно з (Кохан, 2019) представлені істотно глинистими пелагічними утвореннями. Подібного типу пастка у цій же ділянці могла би існувати і в зануреному блоці (з боку Одеської структури). Але в даному випадку відклади палеоцену контактують з проникними карбонатними утвореннями шлейфів руйнування біогермних масивів турону-сантону (Гнідець та ін., 2013).

Перспективною є структура Сельського (склепінна пастка), де потужні пачки порових та тріщинних колекторів екрануються глинистими горизонтами верхів палеоцену-нізів еоцену (об'єкт VII).

Між структурами Архангельського та Штормова прогнозується тектонічно екранований резервуар (VIII), де колекторські горизонти (Гнідець та ін., 2013), представлені малопроникними мергельно-глинистими утвореннями зовнішнього шельфу.

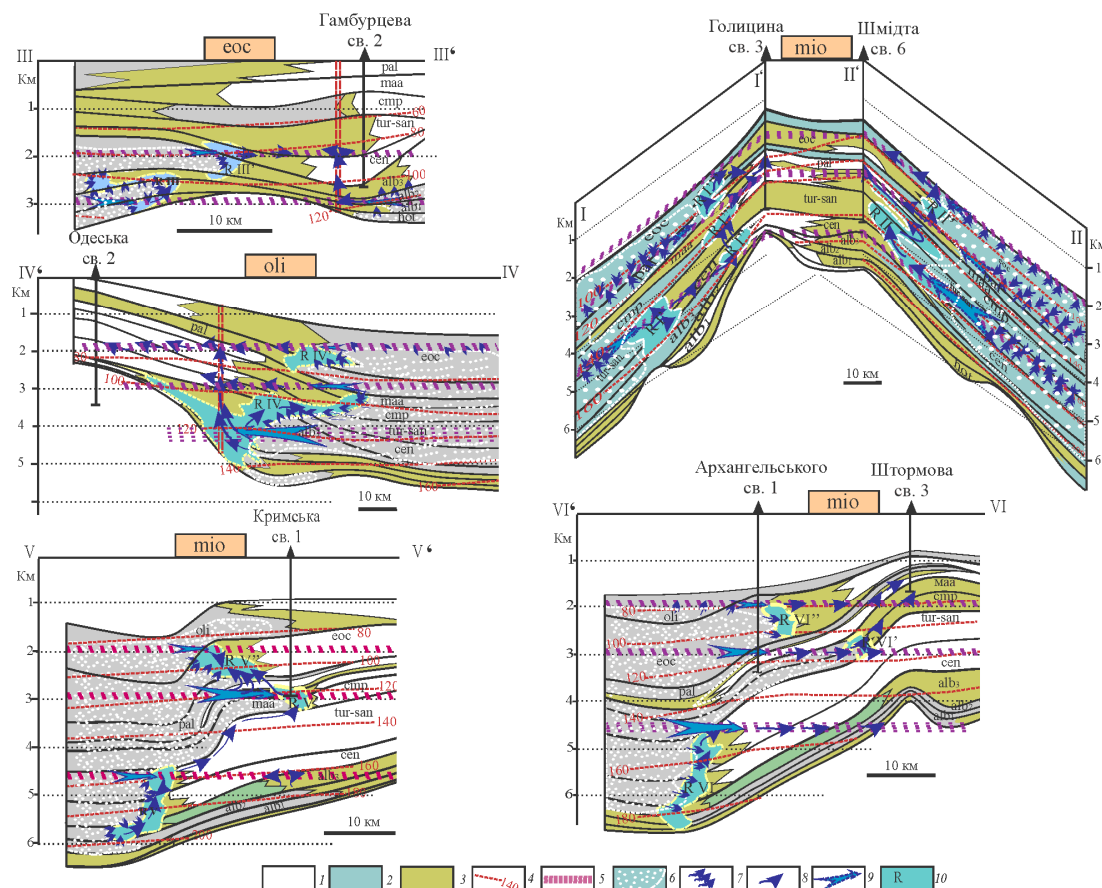


Рис. 8. Генераційно-міграційно-аккумуляційні моделі останнього циклу катагенезу

Осадкові комплекси: 1 – алевроліто-піщаний (нижня крейда) та вапняковий (верхня крейда), 2 – істотно глинистий, 3 – алевроліто-піщано (вапняково)-глинистий; 4 – палеотемператури; 5 – регіональні зони тріщинуватості; 6 – область консервації процесів літогенезу; флюїдні перетоки: 7 – стягування розчинів у зону розуцільнення, 8 – внутрішньорезервуарні, 9 – регіональні, 10 – літогенетичні резервуари

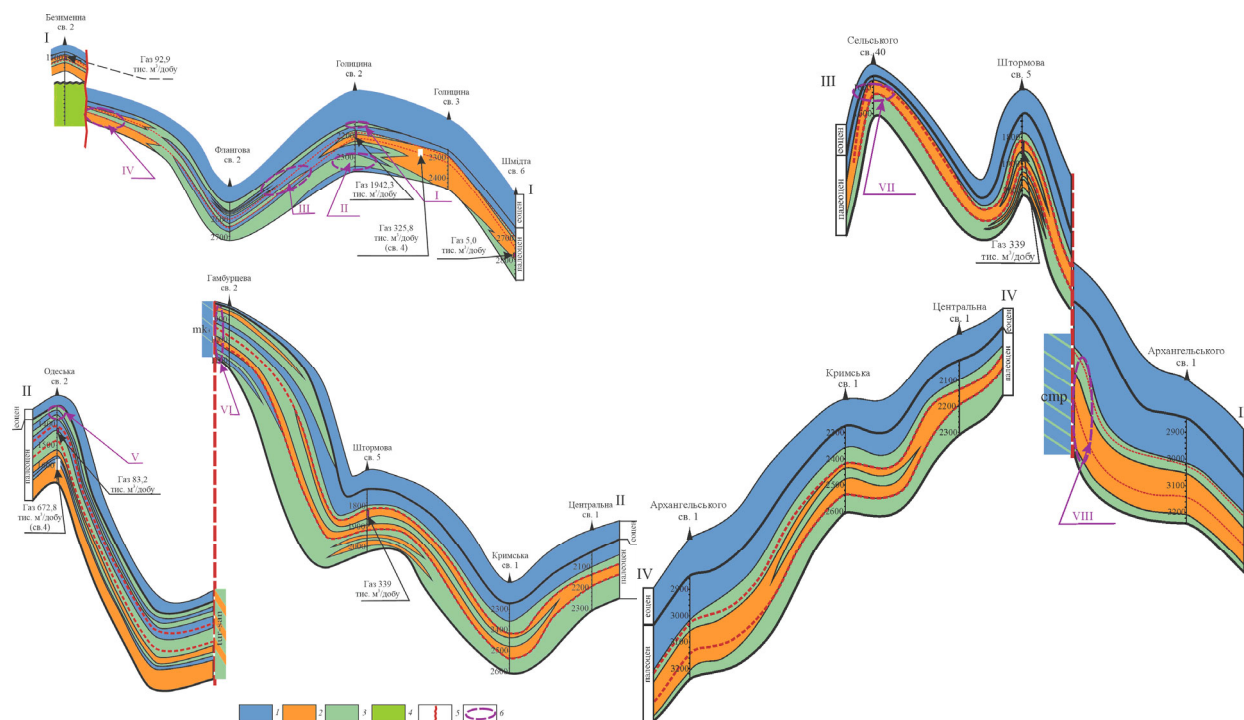


Рис. 9. Моделі розвитку порід-колекторів та флюїдоупорів у відкладах палеоцену:

1 – флюїдоупори; породи-колектори: 2 – порові, 3 – тріщинні; 4 – відклади нижньої крейди; 5 – розлом; 6 – перспективні об'єкти (I–VIII)

Висновки

1. Встановлено основні риси літолого-фаціальної зональності окремих ярусів палеоценового відділу. Головні особливості полягають у характері просторово-вікового поширення вапняків та аргілітів, мергелям, натомість, приаманний фоновий розвиток з успадкованим максимумом у районі св. Флангова-2 та відгалуженням у напрямку структур Одеська (зеландський ярус) і Гамбурцева (танетський ярус). Роль вапняків у розрізі істотно зростає від данських до зеландських відкладів з формуванням в останньому випадку обширного поля у східній частині дослідженої ділянки. Танетський ярус відрізняється відчутним зменшенням вмісту вапняків особливо у приосовій частині прогину. Аргіліти характеризуються мінімальним розвитком у зеландських відкладах, а також зміною орієнтації ареалу підвищених вмістів із субмеридіонального у данському ярусі (св. Голіцина-3 – Гамбурцева-2) на субширотний (св. Одеська-2 – Архангельського-1) – у танетському.

2. Визначено біофаціальну зональність палеоценових відкладів. Максимальний розвиток біогермних утворень спостерігається у відкладах данського та зеландського ярусів. У данський час біогенні тіла були локалізовані в Безіменно-Одеській, Голіцино-Шмідтівській та Штурмова-Архангельського ділянках. У зеландський – значно збільшилася площа розвитку таких утворень на південному борті прогину з формуванням великого біогермного масиву, який охоплював структури: Гамбурцева, Штурмова, Архангельського, Кримська, Центральна. Враховуючи встановлені тенденції розвитку біогенних тіл, спрогнозовано розвиток цих утворень у приосовій частині прогину, що пов'язане з конседиментаційним проявом Центральномихайлівського підняття. У танетський час евстатичне підняття рівня моря спричинило збільшення площі поширення відкладів зовнішнього шельфу у приосовій зоні прогину та міграцію (у межах північного борта прогину) біогенних тіл у північному напрямку. У той же час у районі структур Гамбурцева, Сельського, Центральна успадковано розвивалися біогерми, що, ймовірно, було спричинене конседиментаційними висхідними порухами в межах Чорноморсько-Каламітського підняття.

3. Створені генераційно-міграційні моделі дали підстави стверджувати різночасовість формування покладів Одеського, Голіцинського та Штурмового родовищ (олігоцен та міоцен). Крім того, у перших двох випадках існує ймовірність сучасного поповнення запасів за рахунок надходження вуглеводнів із проміжних резервуарів. Встановлені особливості літогенезу показали відсутність перспектив виявлення покладів не тільки у палеогенових відкладах, але і загалом в осадовій товщі району структури Гамбурцева. Натомість поблизу Кримської – прогнозується можливість існування покладів у літогенетичних резервуарах (відклади туруно-сантону та еоцену).

4. Створено моделі літофізичної будови відкладів палеоцену за чотирма профілями, де локалізовано вісім перспективних об'єктів (пастки склепінного, літологічно та тектонічно обмеженого типів).

Список використаних джерел

- Гнідець, В.П., Григорчук, К.Г., Захарчук, С.М., Мельничук, П.Н., Полухтович, Б.М. та ін. (2010). *Нафтогазоперспективні об'єкти України. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області*. ЕКМО.
- Гнідець, В.П., Григорчук, К. Г., Куровець, І.М., Куровець, С.С., Приходько, О.А. та ін. (2013). *Геологія верхньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області (геологічна палеоокеанографія, літогенез, породи-колектори і резервуари вуглеводнів, перспективи нафтогазоносності)*. СП ТзОВ "Полі".
- Гожик, П.Ф. (Ред.). (2006). *Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря*. Наук. думка.

- Григорчук, К., Гнідець, В., Баландюк, Л. (2022²). Літологічна будова та умови осадоагромадження палеоценових відкладів південного борта Каркінітського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2 (187–188), 71–81.
- Григорчук, К.Г., Гнідець, В.П., Баландюк, Л.В. (2022¹). Особливості літогенезу та перспективи нафтогазоносності палеоценових відкладів північного борту Каркінітського прогину. *Геологічний журнал*, 2 (379), 71–85.
- Григорчук, К., Гнідець, В., Войцицький, З. (2021). Динаміка розвитку літофіюїдних нафтогазових систем у крейдових відкладах західної центрикліналі Причорноморського мегапрогину. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3 (94), 83–89.
- Григорчук, К.Г. (2012). *Динаміка катагенезу порід осадових комплексів нафтогазоносних басейнів*. [Автореф. дис. д-ра геол.-мінералог. наук: 04.00.21].
- Ильин, В.Д., Фортунатова, Н.К. (1988). *Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов*. Недра.
- Козленко, М.В., Козленко, Ю.В., Лысичук, Д.В. (2013). Структура земной коры С-З шельфа Черного моря вдоль профиля ГСЗ № 26. *Геофизический журнал*, 1 (35), 142–152.
- Кохан, О.М. (2019). *Геолого-палеоокеанографічні умови осадоагромадження середньо-верхньомайкопських газонасних відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину* [Автореф. дис. канд. геол.-мінералог. наук: 04.00.17].
- Марьенко, Ю.И. (1978). *Нефтегазоносность карбонатных пород*. Недра.
- Реввер, В.Б. (2016). *Літогенез еоценових відкладів Чорноморського сегменту океану Tethys*. Наук. думка.
- Сеньковский, Ю.М., Григорчук, К.Г., Гнідець, В.П., Колтун, Ю.В. (2004). *Геологічна палеоокеанографія океану Tethys*. Наук. думка.
- Сеньковский, Ю.М., Колтун, Ю.В., Григорчук, К.Г., Гнідець, В.П., Попп, І.Т., Радковець, Н.Я. (2012). *Безкисневі події океану Tethys. Карпат-Чорноморський сегмент*. Наук. думка.
- Фортунатова, Н.К. (Ред.). (2000). *Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов*. РЭФИА.
- Parrish, I.T. (1980). Upwelling and petroleum source beds with reference to Paleozoic. *AAPG Bull.*, 66, 750–774.

References

- Fortunatova, N.K. (Ed.). (2000). *Sedimentological modeling of carbonate sedimentary complexes*. REFIA [in Russian].
- Gozyk, P.F. (Ed.). (2006). *Stratigraphy of the Meso-Cenozoic sediments of the northwestern shelf of the Black Sea*. Naukova dumka [in Ukrainian].
- Hnidec, V.P., Grigorchuk, K.G., Zakharchuk, S.M., Melnychuk, P.N., Polukhtovych, B.M. et al. (2010). *Prospective oil and gas objects of Ukraine. Geology of the Lower Cretaceous of the Black Sea-Crimean oil and gas region*. ECOMO [in Ukrainian].
- Hnidec, V.P., Grigorchuk, K.G., Kurovets, I.M., Kurovets, S.S., Prykhodko, O.A. et al. (2013). *Geology of the Upper Cretaceous of the Black Sea Crimean oil and gas-bearing region (geological paleo-oceanography, lithogenesis, reservoir rocks and hydrocarbon reservoirs, prospects for oil and gas potential)*. CP "Poli" LLC [in Ukrainian].
- Hryhorchuk, K., Hnidec, V., Balandyuk, L. (2022²). Lithological structure and conditions of sedimentation of Paleocene sediments of the southern side of the Karkinit depression. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 1–2 (187–188), 71–81 [in Ukrainian].
- Hryhorchuk, K., Hnidec, V., Voytsytskyi, Z. (2021). Dynamics of the development of lithofluid oil and gas systems in the chalk deposits of the western centricline of the Black Sea megathrust. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 33 (94), 83–89 [in Ukrainian].
- Hryhorchuk, K.G. (2012). *Dynamics of rock catagenesis of sedimentary complexes of oil and gas bearing basins*. [Extended abstract of Doctor's thesis (Geol.-Min.): 04.00.21] [in Ukrainian].
- Hryhorchuk, K.G., Hnidec, V.P., Balandyuk, L.V. (2022¹). Peculiarities of lithogenesis and oil and gas potential prospects of the Paleocene sediments of the northern side of the Karkinit depression. *Geological Journal*, 2 (379), 71–85 [in Ukrainian].
- Ilyin, V.D., Fortunatova, N.K. (1988). *Methods of forecasting and searching for oil and gas-bearing reef complexes*. Subsoil [in Russian].
- Kokhan, O.M. (2019). *Geological and paleoceanographic conditions of sedimentation of the Middle-Upper Maikopian gas-bearing deposits of the western part of the Black Sea megathrust* [Extended abstract of Candidate's thesis (Geol.-Min.): 04.00.17] [in Ukrainian].
- Kozlenko, M.V., Kozlenko, Yu.V., Lysynchuk, D.V. (2013). Structure of the N-W crust of the Black Sea shelf along GSZ profile No. 26. *Geophysical Journal*, 1 (35), 142–152 [in Russian].
- Maryenko, Yu.I. (1978). *Oil and gas capacity of carbonate rocks*. Subsoil [in Russian].
- Parrish, I.T. (1980). Upwelling and petroleum source beds with reference to Paleozoic. *AAPG Bull.*, 66, 750–774.
- Revere, V.B. (2016). *Lithogenesis of Eocene deposits of the Black Sea segment of the Tethys Ocean*. Naukova dumka [in Ukrainian].
- Senkovskiy, Yu.M., Grigorchuk, K.G., Hnidec, V.P., Koltun, Yu.V. (2004). *Geological paleoceanography of the Tethys Ocean*. Naukova dumka [in Ukrainian].
- Senkovskiy, Yu.M., Koltun, Yu.V., Grigorchuk, K.G., Hnidec, V.P., Popp, I.T., Radkovets, N.Ya. (2012). *Anoxic events in the Tethys Ocean. Carpatho-Black Sea segment*. Naukova dumka [in Ukrainian].
- Отримано редакцією журналу / Received: 11.04.23
Прорецензовано / Revised: 24.07.23
Схвалено до друку / Accepted: 18.10.23

Kostyantyn HRYHORCHUK, DSc (Geol.), Leading Researcher
ORCID ID: 0000-0003-1595-0968
e-mail: kosagri@ukr.net
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

Volodymyr HNISETS, PhD (Geol.-Min.), Senior Researcher
ORCID ID: 0009-0001-6372-7878
e-mail: vgnidets53@gmail.com
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine

PALEOCENE SEDIMENTS OF THE WESTERN PART OF THE BLACK SEA MEGADEPRESSION: LITHOFACIES, CONDITIONS OF SEDIMENTATION, DYNAMICS OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS SYSTEMS

Based on the results of lithogenetic studies of the Paleocene sediments of the western part of the Black Sea megadepression, the main features of the litho-facies zonation in individual layers have been established. It is shown that the role of limestones in the section significantly increases from Danish to Zealand deposits, with the formation of an extensive carbonate field in the eastern part of the studied area in the latter case. Marls are characterized by background development with an inherited maximum in the area of well Flangova-2 and a branch in the direction of the Odesa (Zelandian stage) and Hamburtsev (Tanet stage) structures. Argillites are distinguished by their minimal development in the Zealand deposits, as well as by the change in the orientation of the range of their elevated contents from submeridional in the Danish layer to sublatitudinal in the Thanet layer. The reconstruction of the conditions of sedimentation was carried out, in particular, the spatial and age features of the distribution of biogenic accumulative bodies were determined. In Danish times, biogenic bodies were localized in the Bezymenno-Odeska, Golitsyn-Shmidtivska, and Shtormov-Arkhangelsk areas. In Zelandian, the area of development of such formations on the southern side of the trough has significantly increased with the formation of a large bioherm massif, which included the following structures: Hamburtsev, Stormov, Arkhangelsky, Krymsk, Central. During the Thanetian time, the eustatic rise of the sea level caused an increase in the area of distribution of the outer shelf sediments in the axial zone of the depression and migration (within the northern side of the depression) of the zone of development of biogenic bodies in the northern direction. On the southern side, as a result of the sedimentation development of the Black Sea-Kalamite uplift, bioherms developed. A certain difference in the mode of catagenesis on different structures has been established. On the basis of the created generation and migration models, the different timing of the formation of deposits of the Odesa, Golitsyn, and Storm deposits (Oligocene and Miocene) is argued. The possibility of modern replenishment of their reserves due to the arrival of hydrocarbons from intermediate reservoirs is shown. Lithogenetic reasons for the low prospects of deposits of the Hamburtsev structure were grounded. The lithophysical structure of the Paleogene deposits was clarified and a number of oil and gas prospective objects were located.

Keywords: paleocene, Karkinitzky depression, generation, migration, accumulation of hydrocarbons.

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; in the decision to publish the results.