

УДК 551.763:553.98 (477)

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.10>К. Григорчук¹, д-р геол. наук, пров. наук. співроб.,
E-mail: kosagri@ukr.net;В. Гнідець¹, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.,
E-mail: vgnidets53@gmail.com;З. Войцицький², гол. геолог,
E-mail: tornado1409@ukr.net;¹Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
вул. Наукова, 3, а, м. Львів, 79060, Україна;²Технологічний центр ДГП "Укргеофізика", м. Київ, Україна

ДИНАМІКА РОЗВИТКУ ЛІТОФЛЮЇДНИХ НАФТОГАЗОВИХ СИСТЕМ У КРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДАХ ЗАХІДНОЇ ЦЕНТРИКЛІНАЛИ ПРИЧОРНОМОРЬСЬКОГО МЕГАПРОГІНУ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

На основі моделювання динаміки катагенезу крейдових відкладів встановлено латеральну неоднорідність історії їхнього катагенезу в межах західної частини Причорноморського мегапрогину, спричинену тектонічним режимом блоків, розмежованих Голіцинським, Суліно-Тарханкутським, Губкіно-Донузлавським субширотними розломами. Установлено просторово-вікові особливості розвитку резервуарів і шляхів міграції вуглеводневих флюїдів, локалізовано прогностичні зони нафтобазонагромадження. Виділено чотири типи літогенетичних резервуарів, які відрізнялися часом утворення, особливостями будови, флюїдним режимом і характером нафтогазонасиченості. Показана стадійність генерації вуглеводневих флюїдів, що спричинило формування покладів, які містять вуглеводні різного складу та часу утворення. На першому циклі катагенезу осередок генерації був локалізований переважно у відкладах нижнього альбу (t 80–100 °C), на другому – середнього альбу (t 100–120 °C), на третьому – верхнього альбу (t 130–150 °C). За певної різниці ситуацій осадконагромадження цих стратиграфічних одиниць склад і вміст у відкладах розсіяної органічної речовини були неоднаковими. Це, а також різна температура генерації, вочевидь, спричиняли специфіку складу вуглеводневих флюїдів, що утворювалися на окремих циклах катагенезу. На шляхах міграції та в ході структурних перебудов відбувалося змішування цих флюїдів, утворювалися мультикомпонентні системи і змінювався склад вуглеводнів. Аргументована можливість існування субвертикальних "жильних" ділянок нафтогазонагромадження шириною до 10 км і висотою до 1,5–2,0 км. Такі резервуари, з одного боку, можуть містити поклади, а з іншого – поставляти вуглеводні у залягаючі вище пастки. За такого характеру нафтогазонагромадження потенційні ресурси, а відповідно і перспективи нафтогазоносності регіону, можуть бути значно вищими.

Ключові слова. Причорноморський мегапрогин, крейдові відклади, катагенез, нафтогазоносність.

Постановка проблеми. Нафтогазовий потенціал північно-західної акваторії Чорного моря підтверджений відкриттям низки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Утім дотепер не вирішені питання, пов'язані з аргументованим виділенням в його межах нафтогазових систем. Водночас, якщо нафтогазоматеринські товщі та осередки генерації вуглеводнів більшість упевнено локалізовані (Гнідець та ін., 2010; Григорчук, 2012; Надежкін і др., 2013), то історія їхньої еволюції в катагенезі, імовірні шляхи міграції та ділянки акумуляції вуглеводневих флюїдів на сьогодні не досліджені. Для з'ясування цих питань здійснено моделювання динаміки катагенезу крейдових відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину в контексті реконструкції процесів генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів (ВВ).

Мета роботи. На основі флюїдодинамічної концепції змодельовати історію еволюції катагенезу крейдової нафтогазоматеринської товщі, установити шляхи міграції та локалізувати ділянки акумуляції вуглеводневих флюїдів.

Методика досліджень. Установлення історико-генетичних особливостей формування порід-колекторів і резервуарів, динаміки генерації та міграції ВВ здійснювалося на основі флюїдодинамічної концепції катагенезу (Григорчук, 2012). Для кращого розуміння поданого матеріалу коротко зупинимося на принципових положеннях концепції й термінах, які використовуються у подальшому тексті.

Флюїдодинамічна концепція обґрунтовує циклічну природу катагенезу, згідну з етапністю тектонічного режиму, вплив якого на катагенез опосередкований особливостями флюїдодинаміки. Цикли катагенезу розпочинаються інфільтраційним або ексфільтраційним пасивним підетапом (домінування низхідних рухів) і завершуються ексфільтраційним активним підетапом (інверсійні рухи).

Періодизація катагенезу базується на моделюванні історії занурення відкладів. На пасивному підетапі, у зонах інтенсивного занурення низькопроникних глинистих відкладів, утворювалися ізольовані системи, формувалися аномально високі пластові тиски. Унаслідок накопичення та неможливості видалення продуктів прямих реакцій процеси перетворення органічної речовини та глинистих мінералів гальмувалися (явище консервації процесів літогенезу) за терміном (Кудельський, 1982). Водночас акумулювалися значні запаси флюїдної, теплової та пружної енергії, що служило рушійною силою міграції флюїдів, включаючи вуглеводневі. Вивільнення цієї енергії відбувалося на активних підетапах катагенезу, насамперед завдяки утворенню регіональних субгоризонтальних зон тріщинуватості тектонофізичної природи.

На кожному циклі та етапі катагенезу формувалися літогенетичні резервуари. За характером їхнього зв'язку з певними режимами катагенезу можна виділити чотири основні типи. Резервуари *1 типу* характеризуються перманентним розвитком протягом усіх циклів та етапів катагенезу, а починають вони формуватися з пасивного підетапу першого циклу. Локалізовані вони в ділянках виразних літофаціальних заміщень, де унаслідок нерівномірного ущільнення осадових тіл різного складу формувалася різноспрямована літогенетична тріщинуватість, що сприяла міграції флюїдів. Останні спричиняли процеси вилугування, перекристалізації, перерозподілу мінеральної речовини. У результаті в цих ділянках сформувалися резервуари, які відрізнялися складною будовою: розвиток блоків пористих і мікротріщинуватих порід, які розділялися потужнішими зонами тріщинуватості (Григорчук та Сеньковський, 2013).

Решта типів пов'язана з активними підетапами катагенезу. При цьому у структурно-часовому аспекті

можна виділити такі різновиди: 2 тип формується на активному підетапі безпосередньо в субгоризонтальних зонах розуцільнення, у ділянках алевроліто-піщаних чи карбонатних порід, куди надходили агресивні флюїди з області консервації літогенетичних процесів (осередку генерації вуглеводнів). Це зумовлювало формування колекторів під час розчинення карбонатних мінералів цементу, уламкових – каркасу порід, каолінізації глинистих мінералів. Поступова втрата по латералі енергетичного потенціалу розчинів, їхнє змішування з поровими спричиняли різноманітний аутигенний мінералогенез. Унаслідок цього утворювалися ділянки порід-колекторів вилугування, облямовані зонами мінерального ущільнення. Формування резервуарів 3 типу розпочиналося на активному підетапі катагенезу, коли виникали регіональні зони розуцільнення (тріщинуватості) (Григорчук, 2012), в які, в істотно глинистих породах осередків генерації, унаслідок значного дилатансійного ефекту відбувалося нагнітання флюїдів з навколишнього породного масиву, що призводило до нагромадження вуглеводнів головним чином у тріщинах. На пасивному підетапі катагенезу режим розтягу в зонах

змінювався стисненням. При цьому в породах зберігалася лише залишкова дилатансійна пористість, а зв'язність тріщин як флюїдопровідної системи зменшувалася. Попередньо акумульовані вуглеводневі флюїди опинялися у вигляді окремих ліній і включень у тріщинуватих породах (мергелі, аргіліти). Геостатичні навантаження спричинили формування аномально високих порових тисків. 4 тип – це 2-й тип резервуарів, які були утворені на попередніх циклах катагенезу.

Одержані результати та їхнє обговорення. Дослідження проведено за профілем свердловин: Прадніпровська-1 – Флангова-2 – Гамбурцева-2 – Десантна-1, який перетинає західну периферію Голіцинського та Гамбурцівського осередків генерації ВВ, пов'язаних із глинистими нашаруваннями нижньої та мергельно-глинистими – верхньої крейди (Гнідець та ін, 2010; Григорчук, 2012) (рис. 1). Історія катагенезу крейдових відкладів у цих свердловинах відрізнялася (рис. 2), що спричинено їхнім розміщенням у різних тектонічних блоках, межами між якими служать Голіцинський, Суліно-Тарханкутський, Губкіно-Донузлавський розломи.

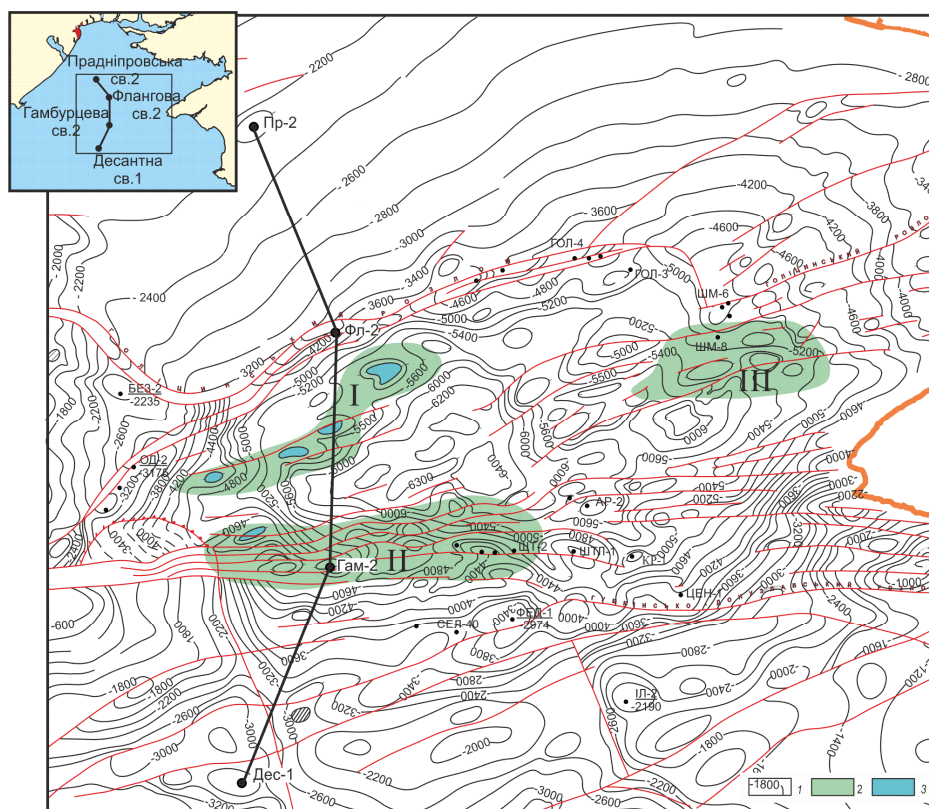


Рис. 1. Структурна карта по підшві нижньокрейдових відкладів, за (Стовба, 2005):

1 – ізотипи; 2 – осередки нафтогенерації: I – Голіцинський, II – Гамбурцівський, III – Тарханкутський; 3 – перспективні площі

Вплив цих розломів на формування осадового чохла засвідчує характер поширення літолого-стратиграфічних комплексів: виклинування окремих одиниць або виразні фаціальні зміни їхньої структури (див. рис. 2).

На структурах Прадніпровська та Десантна протягом крейди-антропогену тривав пасивний режим катагенезу (поступове практично безперервне занурення). Натомість, на Фланговій відклади крейди зазнали впливу трьох, а на Гамбурцева – двох циклів катагенезу, які відрізнялися тривалістю та часом прояву (див. рис. 2).

Основним джерелом літофлюїдної енергії служили істотно глинисті депресійні утворення, розвинені в депоцентрі Причорноморського мегапрогину, для яких

характерний прояв трьох циклів катагенезу (Григорчук, 2012). Відповідно ретроспективні моделі, за згаданим перетином, побудовані для трьох вікових зрізів: передкампанського, передпалеоценового та передміоценового. При цьому для генералізації різнофаціальних товщ нижньої (теригенної) та верхньої (карбонатної) крейди було виділено певні літофлюїдні комплекси. Перший – це переважно глинисті (теригенно- чи карбонатно-) утворення; другий – літологічні тіла, складені рівнозначним перешаруванням алевролітів, пісковиків або вапняків з аргілітами; третій представлений істотно алевроліто-піщаними або вапняковими верствами.

На моделях наносилися ізотерми, положення яких визначено на основі сучасних значень температур з окремим свердловин (Глушко і Максимов, 1981) з

урахуванням даних (Белоконь, 2005; Леонов і Волож, 2004) щодо еволюції теплового режиму від рифтової (у даному випадку неокон-сантон) до синеклізної стадій.

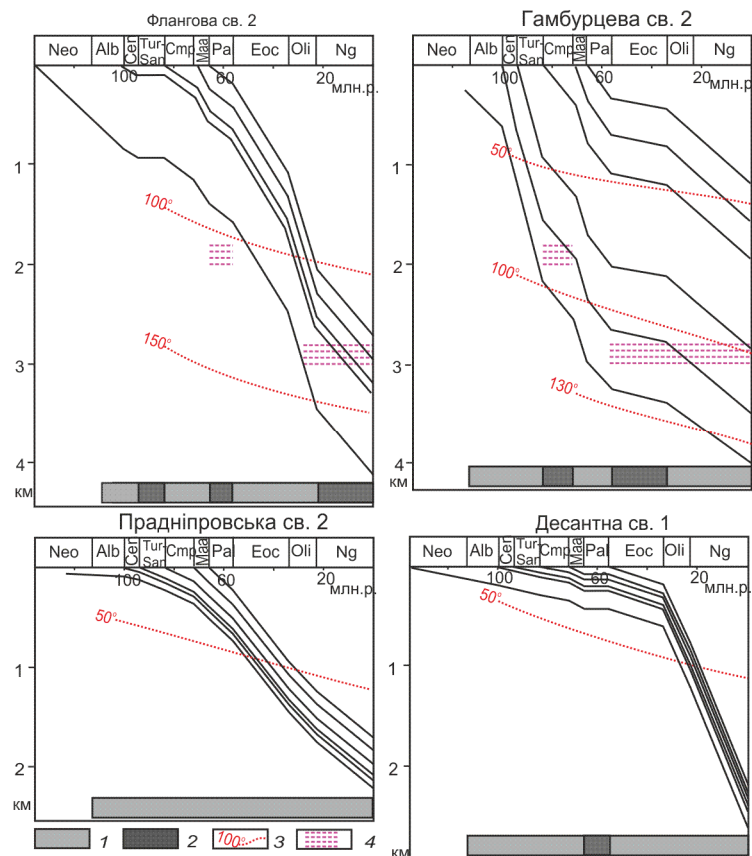


Рис. 2. Історія занурення та періодизація катагенезу відкладів крейди.
Ексфільтраційний етап катагенезу: 1 – пасивний підетап, 2 – активний підетап;
3 – палеотемператури; 4 – регіональні зони розуцільнення

На **першому циклі** катагенезу (пасивний підетап) три резервуари I типу почали формуватися у зонах переходу утворень аргілітової серії у відклади псамітової та алевролітової серії готериву-барему, нижнього та середнього альбу (літологофаціальна зональність, за *Гнідець та ін., 2010*). Перший та другий – локалізовані на північному та південному бортах Голіцинської, третій – у центральній зоні Гамбурцівської депресії (рис. 3).

Ураховуючи температурні параметри цього часу, у другому та третьому резервуарах могли формуватися вторинні колектори завдяки вилугуванню карбонатних мінералів. До цих же резервуарів імовірно надходили певні порції флюїдів (у т.ч. ВВ) завдяки їхньому розміщенню в безпосередній близькості до зон консервації, які охоплювали головні відклади нижнього та середнього альбу. Перший резервуар був найменш цікавим через віддаленість від зони консервації (осередку генерації ВВ) і стабільності карбонатних мінералів, що погіршувало ФЄВ порід-колекторів.

Активний підетап катагенезу (висхідні рухи) проявився у передкампанський час (на Фланговій структурі – передтуронський), коли виникла регіональна зона розуцільнення, що дренивала зони консервації (генерації ВВ). У результаті в докрейдових відкладах на схилах згаданих депресій утворилися три резервуари II типу (область вилугування, екранована мінерально ущільненими (головно карбонатизованими) породами) (рис. 3). Генерація вуглеводнів у межах зони консервації (за температур 80–100 °С) імовірно тільки

розпочалася, тому масштаби їхнього надходження до зазначених резервуарів були незначними.

Пасивний підетап **другого циклу** катагенезу тривав до палеоцену (на структурі Гамбурцева – до еоцену). Резервуари I типу дещо збільшилися в об'ємі, а завдяки декарбонатизації в них посилювалися процеси формування вторинних колекторів. Резервуари II типу трансформувалися у III тип. А в глинистих утвореннях альбу виник резервуар IV типу. Резервуари двох останніх типів становлять єдину систему, але істотно різняться за властивостями порід-колекторів (IV – це виключно тріщинний колектор).

У зв'язку з нерівномірним зануренням відкладів III–IV резервуари набули дещо похилого залягання з падінням в одному випадку з півночі на південь, а в іншому – навпаки (рис. 4). Близьке розміщення резервуарів до зони консервації спричинило надходження до їхніх меж певних порцій вуглеводневих флюїдів.

На активному підетапі другого циклу катагенезу (крім згаданих вище) виникло п'ять резервуарів II типу: три – у докрейдових відкладах, один – у відкладах готериву – нижнього альбу, другий – середнього альбу (див. рис. 4). У результаті на схилах Голіцинської депресії за рахунок суперпозиції резервуарів I та II типів сформувалися їхні доволі великі вузли, в які, зоною розуцільнення концентрованими потоками могли надходити ВВ флюїди. Подібні процеси, але меншого масштабу, імовірно відбувалися і в Гамбурцівській депресії.

Пасивний підетап **третього циклу** катагенезу тривав до початку міоцену. Щоправда проявився він лише в Голіцинській депресії та по її облямуванню. Гамбурцівська депресія нині практично не виражена, що, вірогідно, спричинено впливом Суліно-Тарханкутського розлому. На схилах Голіцинської депресії збільшилися об'єми (насамперед висота) резервуарів I типу.

Морфологія парагенетично пов'язаних резервуарів III і IV типів значно ускладнилася згідно з деформаціями осадової товщі в ході її занурення. Зона консервації вірогідно охоплювала лише відклади верхнього альбу, оскільки в частині розрізу нижньої крейди існували раніше утворені резервуари.

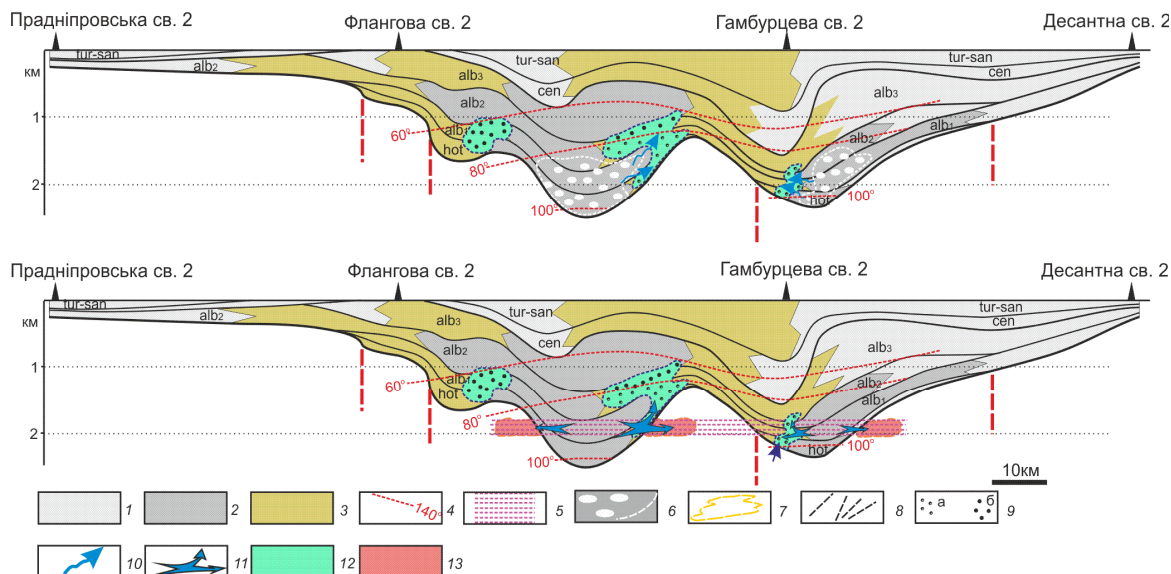


Рис. 3. Модель розвитку резервуарів вуглеводнів на першому циклі катагенезу.

Осадові комплекси: 1 – алеволіто-піщаний (нижня крейда) і вапняковий (верхня крейда), 2 – істотно глинистий, 3 – алеволіто-піщано(вапняково)-глинистий; 4 – палеотемператури; 5 – регіональні зони тріщинуватості;

6 – область консервації процесів літогенезу, 7 – резервуари, 8 – тріщинуватість, 9 – колектори: а – вторинна пористість декарбонізації, б – виповнення пор карбонатними мінералами; флюїдні перетоки: 10 – розсіяні; 11 – концентровані; резервуари: 12 – I типу, 13 – II типу

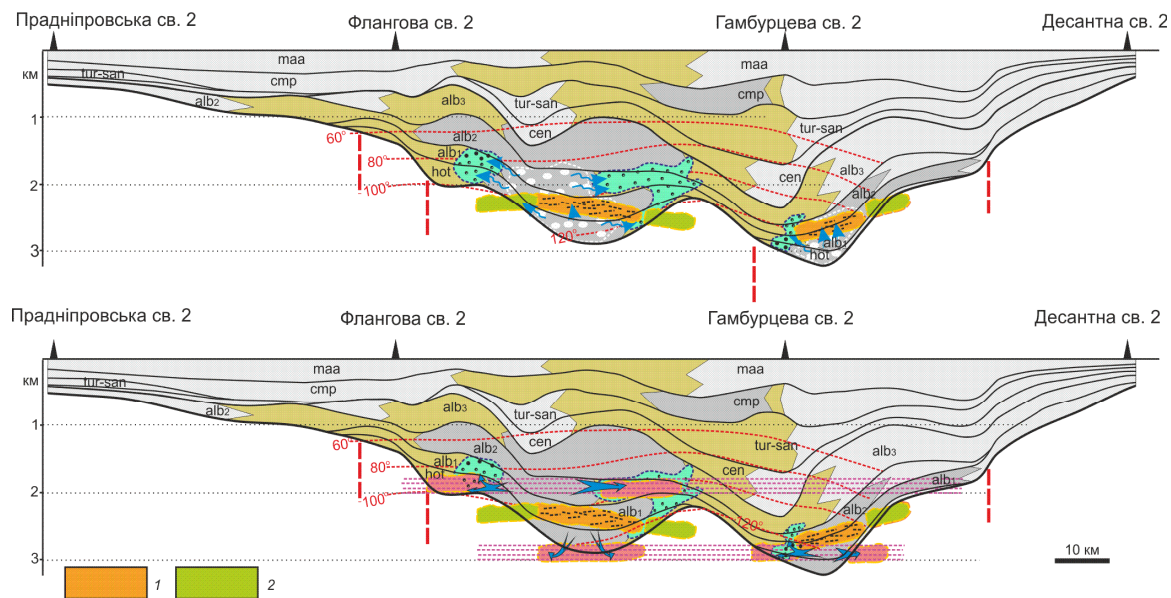


Рис. 4. Модель розвитку резервуарів вуглеводнів на другому циклі катагенезу.

Резервуари: 1 – тип III, 2 – тип IV. Решта позначень див. рис. 3

У районі структури Гамбурцева істотних змін літофізичної будови резервуарів порівняно з попереднім циклом не відбулося як на пасивному, так і на активному підетапах.

Натомість у Голіцинській депресії під час останнього підетапу виникло два резервуари II типу, які наклалися на подібні утворення попередніх циклів, що загалом призвело до формування вузлів резервуарів різного генезису, часу формування та внутрішньої будови (рис. 5). Власне до цих резервуарів лавинно

надходили ВВ флюїди регіональною зоною розущільнення, яка дренавала осередок генерації, що охоплював потужні глинисті нашарування верхнього альбу.

Проведені ретроспективні побудови дають підстави запропонувати модель розвитку резервуарів та імовірні шляхи міграції ВВ.

У найбільш цікавій в економічному аспекті Голіцинській депресії прогнозується існування трьох ізольованих (замкнених) резервуарів, які розвинені в

докрейдових утвореннях і відкладах готериву–середнього альбу (див. рис. 5). Ці резервуари являють собою релікти давніх нафтогазових систем, які активно діяли протягом перших двох циклів катагенезу. Резервуари характеризуються латеральною неоднорідністю: заміщення тріщинних колекторів тріщинно-каверно-поровими від центральних частин до периферії, що

дозволяє припускати відповідну неоднорідність флюїдонасиченості та енергетичного стану флюїдів. Ураховуючи температурні умови часу формування цих резервуарів, вони вірогідно були виповнені рідкими ВВ. У ході подальшого занурення і зростання температур можливі були певні зміни їхнього складу з формуванням мультикомпонентних вуглеводневих сумішей.

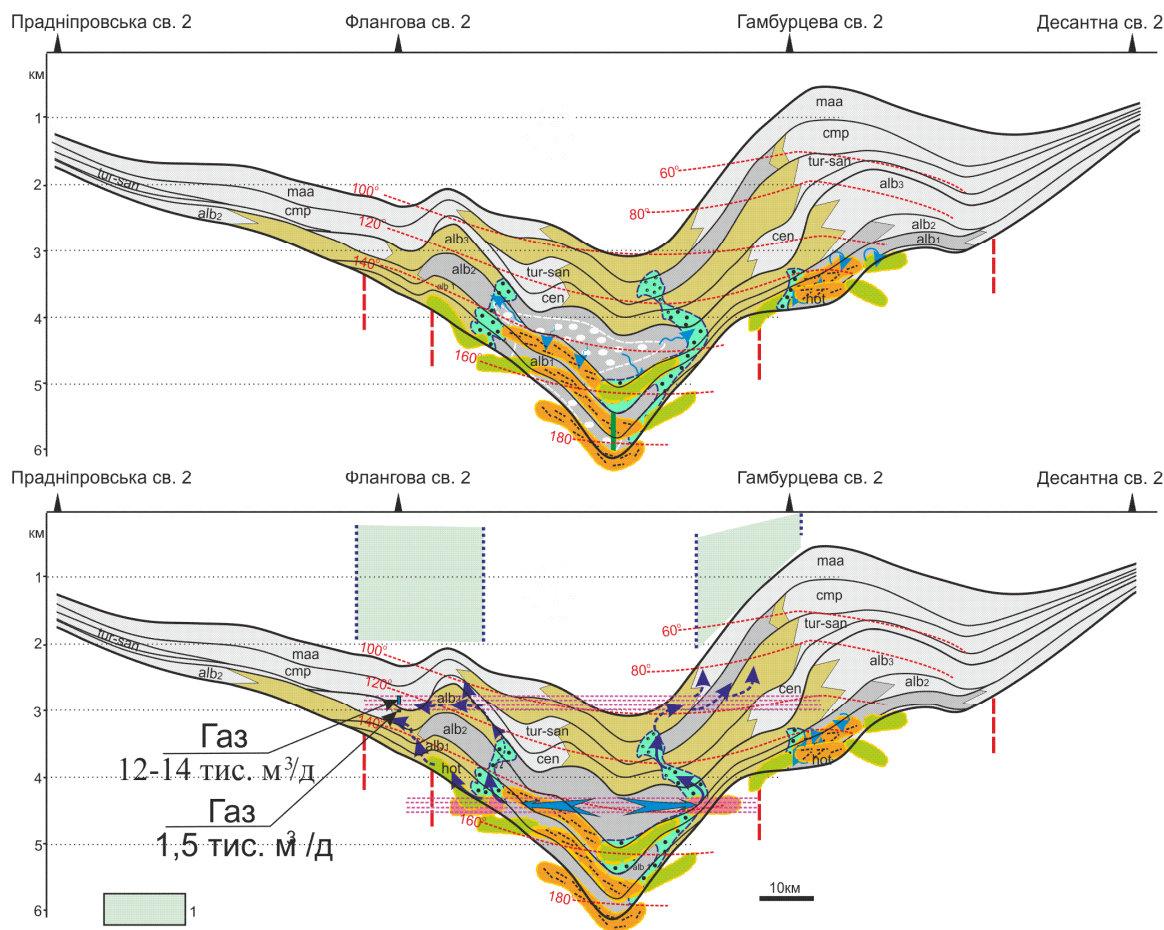


Рис. 5. Модель розвитку резервуарів вуглеводнів на третьому циклі катагенезу:

1 – прогнозовані зони нафтогазоагромадження. Решта позначень див. на рис. 3, 4

На третьому циклі катагенезу сформувалася активна (вірогідно і на сьогодні) нафтогазова система, яка охоплює осередок генерації ВВ (глинисті відклади альбу Голіцинського депозентру), звідки останні надходять до комбінованих резервуарів, розвинених як у нашаруваннях нижньої, так і верхньої крейди. Подальша міграція ВВ флюїдів вочевидь може відбуватися у субгоризонтальному (по зоні розушільнення) і субвертикальному (по зонах фаціальних заміщень) напрямках. Така спрямованість потоків ВВ дозволяє виділити дві прогнозовані зони нафтогазоагромадження, локалізовані на північному та південному бортах Голіцинської депресії. Результати моделювання узгоджуються із фрагментарними фактичними даними, що є певним підтвердженням його коректності. Так, у св. Флангова-2 отримано припливи газу: 12–14 тис. м³/д (інт. 2796–2932 м) та 1,5 тис. м³/д (інт. 3022–3038 м). Колектори представлені тріщинно-сутуро-стилолітовими вапняками (інт. 2810–2934 м). Це, власне, інтервали розвитку регіональної зони розушільнення, по якій прогнозується лавинна міграція ВВ флюїдів.

У зв'язку із зазначеним вище позитивно можна оцінити підняття Мирне, Партизанське, які, згідно зі (Стовба, 2005), розміщені на південь від Флангової

структури; Осетрове та Анчоус, розташовані північніше структури Гамбурцева (див. рис. 1).

Отримані результати дають підстави розглядати можливість існування "жильних", у розумінні (Григор'янц, 2005), ділянок нафтогазоагромадження. Це стосується передусім резервуарів I типу, які формують субвертикальні форми шириною до 10 км і висотою до 1,5–2,0 км (див. рис. 3–5). Такі резервуари, з одного боку, можуть містити поклади, а з іншого – постачати ВВ у залягаючі вище пастки. За жильного характеру нафтогазоагромадження потенційні ресурси, а відповідно і перспективи нафтогазоносності, можуть бути значно більш високими.

Незважаючи на те, що основний акцент даного дослідження – це прогноз особливостей просторово-вікового розвитку літогенетичних резервуарів, із нього впливають певні висновки стосовно стадійності утворення ВВ. Так, (див. рис. 2–5) на першому циклі катагенезу осередок генерації був локалізований переважно у відкладах нижнього альбу (t 80–100 °C, стадія МК₁), на другому – середнього альбу (t 100–120 °C, стадія МК₂), на третьому – верхнього альбу (t 130–150 °C, стадія МК₃₋₄). Ураховуючи певну різницю ситуацій осадоагромадження цих стратиграфічних одиниць (Гнідець

та ін., 2010), можна передбачати специфіку як складу, так і вмісту у відкладах розсіяної органічної речовини. Це, а також зазначена вище різна температура генерації вочевидь спричиняли специфіку складу ВВ флюїдів, що утворювалися на окремих циклах катагенезу. На шляхах міграції та в ході структурних перебудов відбувалося змішування цих флюїдів, утворювалися мультикомпонентні системи і змінювався склад ВВ. Вочевидь це могло бути однією із причин варіацій їхнього ізотопного (С, Н) складу, що згідно з (Лукін, 2006) указує на участь у формуванні покладів різних вуглеводнегенеруючих систем.

Висновки. Таким чином, на основі моделювання історії занурення крейдових відкладів західної центрикліналі Причорноморського мегапрогину визначено особливості режиму їхнього катагенезу. Показано, що латеральна різниця історії катагенезу крейдових відкладів західної частини Причорноморського мегапрогину спричинена тектонічним режимом блоків, розмежованих Голіцинським, Суліно-Тарханкутським, Губкіно-Донузлавським субширотними розломами.

Виділено чотири літогенетичні типи резервуарів, які відрізнялися часом утворення, особливостями будови, флюїдним режимом і характером нафтогазонасиченості.

Установлено просторово-вікові особливості розвитку резервуарів і шляхів міграції вуглеводневих флюїдів, характерні риси сучасного стану нафтогазової системи, локалізовано прогнозні зони нафтогазоагромадження.

Аргументовано стабільність генерації ВВ флюїдів, що спричинило формування покладів, вмісних вуглеводнів різного часу утворення та різного складу.

Список використаних джерел

- Белоконов, А. В. (2005). Применение технологии бассейнового моделирования для оценки нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Запада Сибири. *Материалы VII междунар. конф. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа"*. М.: ГЕОС, 75–76.
- Глушко, В.В., Максимов, С.П. (ред.). (1981). Прогноз поисков нефти и газа на юге СССР и на прилегающих акваториях. Москва: Недра.
- 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 нафтогазоносної області. Київ: ЕКМО.
- Григорчук, К. Г. (2012). Динаміка катагенезу порід осадових комплексів нафтогазоносних басейнів. *Автореф. дис. ... д-ра геол. наук: 04.00.21*. Львів.
- Григорчук, К. Г., Сеньковський, Ю. М. (2013). Дискретне формування резервуарів "сланцевого" газу в експлітаційному катагенезі. *Геодинаміка*, 14, 61–68.

K. Hryhorchuk¹, Dr. Sci. (Geol.), Senior Researcher,

E-mail: kosagri@ukr.net;

V. Hnidets¹, Cand. Sci. (Geol.), Senior Researcher,

E-mail: vgnidets53@gmail.com;

Z. Wojcickiy², Chief Geologist,

E-mail: tornado1409@ukr.net;

¹Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine,

3, a, Naukova Str., Lviv, 79060, Ukraine;

²Technology center of SGC "Ukrgeofizika"

Григорьянц, Б.В. (2005). Глинистые толщии пород – объект формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. *Геология нефти и газа*, 4, 48–54.

Кудельский А.В. (1982). Литогенез, проблемы гидрогеохимии и энергетике нефтегазоносных бассейнов. *Литология и полезные ископаемые*, 5, 101–116.

Леонов, Ю.Г., Волож, Ю.А. (ред.). (2004). Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. Москва: Научный мир.

Лукін, А.Е. (2006). Основные закономерности формирования залежей нефти и газа в Черноморском регионе. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 3, 10–21.

Надежкін, Д.В., Спахич, Д.А., Горчилин, В.А. и др. (2013). Анализ углеводородных систем северо-западной части Черного моря. *Conference Proceedings, Geomodel – 15th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development*. DOI:https://doi.org/10.3997/2214-4609.20131491

Стовба, С.М. (2005). Геолого-геофізична оцінка нафтогазоносного потенціалу і виділення першочергових об'єктів пошуків вуглеводнів для українського сектора Чорного та Азовського морів. *Звіт з НДР (заклучний)*. Київ.

References

- Belokon', A.V. (2005). Primenenie tehnologii bassejnogo modelirovaniya dlja ocenki neftegazonosnosti glubokopogruzhennyh otlozhenij Zapada Sibiri. *Materials of the VII intern. conf. "Novye idei v geologii i geohimii nefiti i gaza"*. M.: GEOS, 75–76. [in Russian]
- Glushko, V.V., Maksimov, S.P. (Eds.). (1981). Prognoz poiskov nefiti i gaza na jube USSR i na priliegajushhih akvatorijah. Moskva: Nedra. [in Russian]
- Grigor'yants, B.V. (2005). Glinistyye tolshchi porod – ob'yekt formirovaniya krupnykh zon neftegazonakopleniya. *Geologiya nefiti i gaza*, 4, 48–54. [in Russian]
- Hnidets, V.P., Hryhorchuk, K.H., Zakharchuk, S.M., Melnychuk, P.N., Polukhtovych, B.M. et al. (2010). Naftohazoperspektyvni ob'ekty Ukrainy. *Heolohia nyzhnoi kreidy Prychornomorsko-Krymskoi naftohazonosnoi oblasti*. Kyiv: EKMO. [in Ukrainian]
- Hryhorchuk, K.H. (2012). Dynamika katahenezu porid osadovy khkompleksiv naftohazonosny khbaseiniv. *Extended abstract of Doctor's thesis (Geol. Sci.): 04.00.21*. Lviv. [in Ukrainian]
- Hryhorchuk, K.H., Senkovskiy, Yu.M. (2013). Dyskretne formuvannya rezervuariv "slantsevoho" hazu v eksfiltratsiinomu katahenezii. *Heodynamika*, 14, 61–68.
- Kudel'skij, A.V. (1982). Litogenez, problemy gidrogeohimii i jenergetiki neftegazonosnykh bassejnov. *Litologija i poleznye iskopaemye*, 5, 101–116. [in Russian]
- Leonov, Ju. G., Volozh, Ju. A. (Eds.). (2004). Osadochnye bassejny: metodika izuchenija, stroenie i jevoljucija. Moskva: Nauchnyj mir. [in Russian]
- Lukin, A.E. (2006). Osnovnye zakonomernosti formirovaniya zalezhej nefiti i gaza v Chernomorskom regione. *Geologija i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*, 3, 10–21. [in Russian]
- Nadezhkin, D.V., Spahich, D.A., Gorchilin, V.A. et al. (2013). Analiz uglevodorodnykh sistem severo-zapadnoj chasti Chernogo morja. *Conference Proceedings, Geomodel – 15th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development*. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20131491 [in Russian]
- Stovba, S.M. (2005). Heoloho-geofizychna otsinka naftohazonosnoho potentsialu i vydilennia pershocherhovych ob'ektiv poshukiv vuhleводniv dlja ukraïnskoho sektora Chornoho ta Azovskoho moriv. *Zvitz NDR (zakluchnyi)*. Kyiv. [in Ukrainian]

Надійшла до редколегії 19.02.21

DYNAMICS OF DEVELOPMENT OF LITHOFLUID OIL AND GAS SYSTEMS IN THE CRETACEOUS DEPOSITS OF THE WESTERN CENTRICLINAL OF THE BLACK SEA MEGADEPRESSION

On the basis of modeling the dynamics of the catagenesis of the Cretaceous deposits, the lateral heterogeneity of the history of their catagenesis within the western part of the Black Sea megadepression, caused by the tectonic regime of the blocks separated by the Golitsyn, Sulino-Tarkhankutsky, Gubkino-Donuzlavsky sublatitudinal faults, was established. The spatio-temporal features of the development of reservoirs and migration paths of hydrocarbon fluids have been established, the predicted zones of oil and gas accumulation have been localized.

There are four types of lithogenetic reservoirs, which differed in the time of formation, structural features, fluid regime and the nature of oil and gas saturation. In the first cycle of catagenesis, the generation center was localized mainly in the sediments of the Lower Albian (t 80–100 °C), in the second – the Middle Albian (t 100–120 °C), in the third – the Upper Albian (t 130–150 °C). Given a certain difference in the situations of sedimentation of these stratigraphic units, the composition and content of scattered organic matter in the sediments were different. This, as well as the different generation temperatures, obviously caused the specific composition of hydrocarbon fluids formed during individual cycles of catagenesis. Along the migration pathways and during structural changes, these fluids were mixed, multicomponent systems were formed, and the composition of hydrocarbons changed. The possibility of the existence of subvertical "vein" areas of oil and gas accumulation with a width of up to 10 km and a height of 1.5–2.0 km is argued. Such reservoirs, on the one hand, may contain deposits and, on the other hand, supply hydrocarbons to overlying traps. Given the nature of oil and gas accumulation, the potential resources and, consequently, the prospects for oil and gas in the region can be much higher.

Keywords: Black Sea megadepression, Cretaceous deposits, catagenesis, oil and gas potential.

К. Григорчук¹, д-р геол. наук, вед. науч. сотр.,

E-mail: kosagri@ukr.net;

В. Гнидець¹, канд. геол. наук., ст. науч. сотр.,

E-mail: vgnidets53@gmail.com;

З. Войцицкий², гл. геолог,

E-mail: tornado1409@ukr.net;

¹Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины,
ул. Наукова, 3, а, г. Львов, 79060, Украина;

²Технологический центр ГП "Укргеофизика" г. Киев

ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ ЛИТОФЛЮИДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ В МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ ЦЕНТРИКЛИНАЛИ ПРИЧЕРНОМОРСКОГО МЕГАПРОГИБА

На основе моделирования динамики катагенеза меловых отложений установлена латеральная неоднородность истории их катагенеза в пределах западной части Причерноморского мегапрогиба, обусловленная тектоническим режимом блоков, разделенных Голицынским, Сулино-Тарханкутским, Губкино-Донузлавским субширотными разломами. Установлены пространственно-возрастные особенности развития резервуаров и путей миграции углеводородных флюидов, локализованы прогнозные зоны нефтегазоаккумуляции. Выделены четыре типа литогенетических резервуаров, которые отличались временем образования, особенностями строения, флюидного режима и характером нефтегазонасыщения.

Показана стадийность генерации углеводородных флюидов, приведшая к формированию залежей, содержащих углеводороды различного состава и времени образования. На первом цикле катагенеза очаг генерации был локализован преимущественно в отложениях нижнего альба (t 80–100 °C), на втором – среднего альба (t 100–120 °C), на третьем – верхнего альба (t 130–15 °C). При определенной разнице обстановок осадконакопления этих стратиграфических единиц состав и содержание в отложениях рассеянного органического вещества были неодинаковыми. Это, а также различная температура генерации, очевидно вызывали специфику состава углеводородных флюидов, образовавшихся на отдельных циклах катагенеза. На путях миграции и в ходе структурных трансформаций происходило смешивание этих флюидов, образовывались мультикомпонентные системы и менялся состав углеводородов. Аргументирована возможность существования субвертикальных "жилых" участков нефтегазоаккумуляции шириной до 10 км и высотой до 1,5–2,0 км. Такие резервуары, с одной стороны, могут содержать залежи, а с другой – поставлять углеводороды в вышележащие ловушки. При таком характере нефтегазоаккумуляции потенциальные ресурсы, а соответственно и перспективы нефтегазоносности региона, могут быть значительно более высокими.

Ключевые слова: Причерноморский мегапрогиб, меловые отложения, катагенез, нефтегазоносность.